

Factibilidad de Fracturamiento hidráulico VIM

Análisis de factibilidad de fracturamiento hidráulico de la Formación Porquero en un  
campo de gas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

Erik Julian Villamizar Pedraza

Trabajo de Grado para optar por el título de Geólogo

Director

Erick Johan Illidge Araujo

M.Sc. Geofísica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2017

***DEDICATORIA***

*A mis padres Ana y Heriberto, a quienes les debo todo lo que soy, son mi inspiración y fuerza para seguir adelante.*

*A mis hermanas Yulli y Jessika que siempre han estado apoyándome en cada momento a pesar de nuestras diferencias.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A la universidad Industrial de Santander.

A la escuela de geología y sus docentes que hicieron parte de mi proceso de formación como profesional.

A la empresa Frontera Energy por facilitarme los datos usados en la realización de este trabajo.

A Juan francisco Arminio, Lino Castillo, Vicmar y José Gregorio por su apoyo y colaboración durante la realización de mis prácticas en Pacific E&P.

A mis amigos y compañeros de carrera que me acompañaron durante mi formación académica.

A Erick Illidge por su acompañamiento y apoyo durante este proceso.

## Contenido

|                                                                      |    |
|----------------------------------------------------------------------|----|
| Contenido.....                                                       | 6  |
| Introducción.....                                                    | 16 |
| 1. Objetivos.....                                                    | 18 |
| 1.1. Objetivo general.....                                           | 18 |
| 1.2. Objetivos específicos.....                                      | 18 |
| 2. Antecedentes.....                                                 | 19 |
| 3. Generalidades.....                                                | 21 |
| 3.1. Localización.....                                               | 21 |
| 3.2. Geología.....                                                   | 22 |
| 3.2.1. Evolución geológica.....                                      | 22 |
| 3.2.2. Estratigrafía.....                                            | 23 |
| 3.2.3. Geología del petróleo.....                                    | 27 |
| 3.2.3.1. Roca Generadora.....                                        | 27 |
| 3.2.3.2. Roca Reservorio.....                                        | 28 |
| 3.2.3.3. Roca Sello.....                                             | 28 |
| 3.2.3.4. Migración.....                                              | 28 |
| 3.2.3.5. Trampa.....                                                 | 28 |
| 4. Metodología.....                                                  | 29 |
| 4.1. Recopilación bibliográfica y construcción de base de datos..... | 29 |
| 4.2. Modelado 1D.....                                                | 31 |



|                                                                |    |
|----------------------------------------------------------------|----|
| 4.2.1. Petrofísica básica.....                                 | 31 |
| 4.2.1.1. Mineralogía.....                                      | 32 |
| 4.2.2. Modelo geomecánico.. ..                                 | 37 |
| 4.2.2.1. Recopilación de información .....                     | 37 |
| 4.2.2.2. Construcción del modelo geomecánico 1D .....          | 38 |
| 4.2.2.2.1. Completamiento de registros .....                   | 38 |
| 4.2.2.2.2. Esfuerzo vertical. ....                             | 39 |
| 4.2.2.2.3. Presión de poro.....                                | 39 |
| 4.2.2.2.4. Propiedades mecánicas de resistencia .....          | 41 |
| 4.2.2.2.5. Esfuerzos horizontales .....                        | 43 |
| 4.2.2.2.6. Orientación de esfuerzos.....                       | 45 |
| 4.3. Modelado 3D. ....                                         | 46 |
| 4.3.1. Atributos sísmicos .....                                | 46 |
| 4.3.2. Amarre sísmica pozo.....                                | 49 |
| 4.3.3. Interpretación estructural.....                         | 49 |
| 4.3.4. Interpretación estratigráfica.....                      | 50 |
| 4.3.5. Conversión a profundidad .....                          | 50 |
| 4.3.6. Modelos de propiedades 3D .....                         | 51 |
| 4.3.6.1. Construcción de grilla .....                          | 51 |
| 4.3.6.2. Estimación de propiedades usando multi atributos..... | 52 |
| 4.3.6.3. Propagación de propiedades .....                      | 55 |

|                                                            |    |
|------------------------------------------------------------|----|
| 4.3.6.4. <i>Factibilidad de fracturamiento</i> .....       | 56 |
| 4.3.6.5. <i>Comparación de modelos 1D y 3D</i> .....       | 60 |
| 5. Análisis de resultados. ....                            | 61 |
| 5.1. Modelo Geomecánico. ....                              | 61 |
| 5.2. Clasificación de factibilidad de fracturamiento. .... | 64 |
| 6. Conclusiones. ....                                      | 66 |
| 7. Recomendaciones. ....                                   | 67 |
| Referencias Bibliográficas .....                           | 69 |
| Anexos. ....                                               | 76 |

## Lista de Figuras

|                                                                                                                                                                                    |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. Ubicación del área de estudio en la cuenca del valle inferior del Magdalena. Tomado y modificado (Arminio et al., 2011). .....                                           | 21 |
| Figura 2. Unidades tectonoestratigráficas del Valle Inferior del Magdalena. Tomado y modificado (Arminio et al., 2011) .....                                                       | 22 |
| Figura 3. Modelo tectónico de formación de bloques de la cuenca del VIM, producto de la interacción entre las placas Caribe y Sudamericana. (Tomado de Reyes H.A. et. al., 2000).. | 24 |
| Figura 4. Interacción y evolución en la tectónica de las placas Caribe, Sudamericana y Norteamericana (Tomado de Pindell 1992 en Reyes, J.P. et al 200).....                       | 24 |
| Figura 5. Columna estratigráfica generalizada de la zona. Tomado de Barrero et. Al 2007...25                                                                                       |    |
| Figura 6. Carta de eventos para el sistema petrolífero de la cuenca del VIM. Tomado de Arminio et. al., .....                                                                      | 27 |
| Figura 7. Esquema metodológico .....                                                                                                                                               | 30 |
| Figura 8. Ubicación relativa de los pozos y el volumen sísmico utilizados.¡Error! Marcador no definido.                                                                            |    |
| Figura 9. Composición mineralogía en muestras de núcleo realizadas por medio de la técnica DRX. ....                                                                               | 33 |
| Figura 10. Comparación entre los resultados de los análisis DRX de los núcleos y los registros mineralógicos para el pozo C-1X .....                                               | 33 |
| Figura 11. Composición mineralógica para los pozos B-1X, C-1X y D-1X.....                                                                                                          | 34 |
| Figura 12. Clasificación de litotipos mediante el crossplot de Vshale versus Densidad versus tiempo de transito de la onda P .....                                                 | 36 |
| Figura 13. Litotipos para los pozos C-1X, A-1X y D-1X en la formación Porquero.....                                                                                                | 36 |
| Figura 14. Metodología utilizada en la construcción del modelo Geomecánico 1D .....                                                                                                | 37 |
| Figura 15. Presión de poro y curva de velocidad normal en el pozo B-1X. ....                                                                                                       | 40 |

|                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 16. Propiedades mecánicas de resistencias.....                                                            | 42 |
| Figura 17. Esfuerzo mínimo a partir de LOT .....                                                                 | 43 |
| Figura 18. Régimen de esfuerzos actuales para los pozos C-1X y D-1X.....                                         | 45 |
| Figura 19. Orientación de SHmax a partir de los datos de fracturas inducidas. ....                               | 46 |
| Figura 20. Comparación entre sísmica original y acondicionada .....                                              | 47 |
| Figura 21. Atributos sísmicos calculados a la sísmica original. ....                                             | 48 |
| Figura 22. Amarre sísmica-pozo-D-1X .....                                                                        | 49 |
| Figura 23. Time slice del atributo de similaridad .....                                                          | 50 |
| Figura 24. Interpretación estratigráfica y estructural .....                                                     | 51 |
| Figura 25. Modelo de celdas.....                                                                                 | 52 |
| Figura 26. Numero de atributos versus error promedio para 4 operadores convoluciones .....                       | 53 |
| Figura 27. Análisis de error para un operador de longitud 3. ....                                                | 53 |
| Figura 28. Densidad derivada utilizando regresión multiatributos.....                                            | 54 |
| Figura 29. Modelo 3D de esfuerzo vertical .....                                                                  | 55 |
| Figura 30. Modelo 3D de presión de poro .....                                                                    | 55 |
| Figura 31. Modelo 3D de esfuerzo mínimo horizontal.....                                                          | 56 |
| Figura 32. Modelo 3D de esfuerzo horizontal máximo .....                                                         | 56 |
| Figura 33. Modelo 3D - DSHR.....                                                                                 | 57 |
| Figura 35. Crossplot- Modulo de Young versus DSHR .....                                                          | 59 |
| Figura 36. Crossplot de Modulo de Young versus DSHR, Porquero C .....                                            | 59 |
| Figura 37. Crossplot de Modulo de Young versus DSHR, Porquero D. ....                                            | 59 |
| Figura 38. Comparación entre propiedades elásticas derivadas de pozo (azul) y derivas de la sísmica (rojo). .... | 60 |
| Figura 39. Comparación entre modelo de esfuerzos 1D y 3D.....                                                    | 61 |
| Figura 40. Régimen de esfuerzos a partir del modelo 1D.....                                                      | 63 |

Figura 41. Modelo 3D de factibilidad de fracturamiento hidráulico. La sección inferior corresponde a la sección marcada por la línea blanca en el modelo 3D.....64

Figura 42. Modelo de factibilidad de fracturamiento. Sección sísmica alineada con los pozos .....65

**Lista de Tablas**

|                                                            |    |
|------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. Datos disponibles para el modelado 1D. ....       | 30 |
| Tabla 2. Volúmenes sísmicos usados en el modelado 3D. .... | 30 |

**Lista de Anexos**

|                                                        |    |
|--------------------------------------------------------|----|
| Anexo A. Registros mineralógicos ESC-ELAN.....         | 76 |
| Anexo B. Propiedades elásticas .....                   | 76 |
| Anexo C. Geopresiones .....                            | 77 |
| Anexo D. Propiedades mecánicas de resistencia .....    | 78 |
| Anexo E. Acondicionamiento sísmico.....                | 79 |
| Anexo F. Atributos sísmicos.....                       | 80 |
| Anexo G. Amarre sísmico-pozo.....                      | 82 |
| Anexo H. Mapas de factibilidad de fracturamiento ..... | 83 |

## RESUMEN

**TITULO**

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE FRACTURAMIENTO  
HIDRÁULICO DE LA FORMACIÓN PORQUERO EN UN  
CAMPO DE GAS EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL  
MAGDALENA\***

**AUTORES: ERIK JULIAN VILLAMIZAR PEDRAZA\*\***

**PALABRAS CLAVE:** Propiedades geomecánicas, esfuerzos principales, atributos sísmicos, fracturamiento hidráulico.

**DESCRIPCIÓN:**

Este trabajo de investigación fue realizado con datos de un campo de gas del valle inferior del Magdalena en la Formación Porquero integrando registros de pozo, pruebas de laboratorio e información sísmica procedente del proceso de inversión, con el fin de caracterizar desde un punto de vista geomecánico las unidades operacionales conocidas como Porquero C y D. Dicho yacimiento de gas está compuesto por capas delgadas de areniscas los cuales se agrupan en intervalos distribuidos heterogéneamente dispersos en una espesa sección de lutitas, estas laminas arenosas a su vez presentan una permeabilidad baja y pobre continuidad, por tal razón existe la necesidad de estimular hidráulicamente el reservorio para alcanzar tasas de producción económicamente viables. Con el fin de establecer las áreas más atractivas a ser sometidas a un proceso de fracturamiento se integró el análisis de propiedades geomecánicas como la presión de poro, el régimen de esfuerzos principales, propiedades elásticas como el módulo de Young y las propiedades de resistencia tanto a nivel 1D como 3D. Como resultado final el intervalo de interés se clasificó en tres zonas o tipo de roca dependiendo de la forma en que se propagaran las fracturas hidráulicas, como se muestra a continuación: 1) Red de fracturas, 2) paralelas a la dirección del esfuerzo horizontal máximo. 3) Zonas dúctiles donde no es posible generar fracturas.

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Ricardo Erick Johan Illidge Araujo.



## **ABSTRACT**

**TITLE:**                    **HYDRAULIC FRACTURING FEASIBILITY ANALYSIS  
OF THE PORQUERO FORMATION IN A LOWER  
MAGDALENA BASIN FIELD GAS\***

**AUTHORS:**            **ERIK JULIAN VILLAMIZAR PEDRAZA\*\***

**KEYWORDS:** Geomechanical properties, Principal stresses, Seismic attributes,  
Hydraulic fracturing.

### **DESCRIPTION:**

This research work was made with data from a gas field in the Lower Magdalena Valley in the Porquero Formation by integrating well logs, laboratory tests, and seismic data from inversion processes, with the aim of characterizing from a geomechanically the operational unites Porquero C and D. This gas reservoir is made up of thin bed sandstones which are sort in scatter heterogeneously distributed intervals in a thick mudstone interval; those present low permeability and continuity, which is the reason hydraulic stimulation is needed in the reservoir to reach economic benefit. With the aim of establish the most attractive areas to be subdued to the hydraulic fracturing process integration of geomechanical properties analysis was necessary, such as the pore pressure, state of principal stresses, elastic properties (i.e Young modulus) and the strength properties in 1D and 3D. As a result, the Porquero Formation was classified in three zones or rock types rely on fracture behavior, as shown below: 1) the fractures are expected to propagate as a net, 2) aligned to the maximum horizontal stress, and 3) Ductile zones where it is not possible to generate fractures.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Faculty of Physic-Chemical Engineering. Geology School. Directed by M.Sc. Erick Johan Illidge Araujo.

## **Introducción**

Se propone en el presente trabajo de investigación dar respuesta a la siguiente problemática ¿Es posible generar fracturas hidráulicas en los intervalos de areniscas saturadas con gas de las unidades operacionales C y D de la Formación Porquero? Para ello se propone llevar a cabo un análisis en los pozos de correlación que permita definir los intervalos más prospectivos para efectuar el desarrollo de un fracturamiento hidráulico a partir de un modelo 1D que tenga en cuenta las propiedades petrofísicas básicas, elásticas y geomecánicas. Este modelo 1D pretende ser integrado con un modelo 3D geomecánico generado a partir del volumen sísmico el cual permitirá discriminar entre áreas frágiles y dúctiles.

Los yacimientos de hidrocarburos que producen volúmenes económicamente viables de gas o aceite sin la necesidad de ser estimulados son considerados como yacimientos convencionales. Por otra parte, yacimientos como los de Gas de lutita (Shale Gas), Gas asociado al carbón (Methane coalbed) y arenas apretadas (Tight Gas Sands) son considerados como no convencionales debido a la necesidad que estos sean sometidos a una estimulación para que produzcan un volumen viable de gas o aceite.

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM) en Colombia ha presentado una marcada tendencia a producir gas y condensado. En el área de la depresión de plato se encuentra un campo el cual el yacimiento se caracteriza por una espesa sección de lutitas masivas con múltiples intercalaciones de láminas arenosas y capas delgadas de menos de diez centímetros de espesor individual de la formación Porquero del Mioceno Medio (Leyva et al., 2012). El hidrocarburo es gas condensado que está contenido en areniscas laminares de ambiente marino profundo cuya porosidad efectiva medida en núcleos es buena a moderada (8 a 12%) pero cuya permeabilidad, en el rango de pocos milidarcis, resulta en un gran reto para la producción comercial (Betancourt et al., 2015).

Gracias al avance de la tecnología en temas como el fracturamiento hidráulico, en la actualidad este tipo de yacimientos son de gran interés para la industria, esto sumado a la problemática de la disminución progresiva en el descubrimiento de nuevos yacimientos de hidrocarburos convencionales, se genera el reto de buscar nuevos caminos para que la explotación de estos recursos pueda llevarse a cabo de una manera exitosa.

## **1. Objetivos**

### **1.1. Objetivo general.**

Definir áreas dentro del campo en las cuales sea más eficiente y factible desarrollar la técnica de fracturamiento hidráulico mediante el uso de registros de pozo y sísmica 3D disponible, con el objetivo de una posible aplicación a futuro en el desarrollo de nuevos pozos.

### **1.2. Objetivos específicos.**

- Generar modelos 1D de petrofísica básica, propiedades elásticas y propiedades geomecánicas mediante información de registros eléctricos y núcleos de perforación para los pozos de correlación.
- Definir intervalos en profundidad en los pozos de correlación donde sea factible realizar fracturamiento hidráulico mediante el uso de las propiedades petrofísicas, elásticas y geomecánicas generadas previamente.
- Construir el modelo estructural en profundidad del área de estudio a partir de la implementación de técnicas avanzadas de interpretación.
- Generar modelos 3D de propiedades elásticas y geomecánicas a partir de la integración de información de pozo y modelos de propiedades resultantes de la inversión sísmica.
- Construir mapas de áreas en los intervalos C y D de la Formación Porquero en donde es factible realizar fracturamiento hidráulico a partir de la integración de los modelos 1D y 3D generados previamente.

## 2. Antecedentes

El método para calcular la presión de formación se remonta a la década de los 60s cuando por primera vez se introduce el termino geopresiones (Hottman and Johnson, 1965), los cuales presentaron un método para calcular la magnitud de las geopresiones a partir de la resistividad y el registro sísmico. Posteriormente se introduce el efecto del cambio en el gradiente de esfuerzo vertical y como este afecta las geopresiones (Eaton. B.A, 1972; Eaton. B.A., 1975). Posteriormente se fueron proponiendo diferentes mecanismos causantes de goepresiones (Fertl. H.W., 1976; Dutta. N.C., 1987; Bowers, G., 1995; Yardley and Swarbick, 2000; Lahann, 2002; Yassir and Addis, 2002).

(Anderson E. M., 1951) estableció la relación de los tres esfuerzos principales para una configuración de fallamiento normal, inverso y rumbo deslizante. Muchas investigaciones han sido enfocadas a la determinación de la magnitud y orientación de los esfuerzos principales. Los breakouts y las fracturas inducidas son indicadores directos de la orientación los esfuerzos horizontales mínimo y máximo respectivamente (Gough and Bell, 1981; Zoback et. al, 1985).

Para el cálculo de la magnitud de esfuerzos se hace necesario realizar distintas pruebas en la pared del pozo. (Hubbert and Willis, 1957) establecieron a partir de pruebas de laboratorio que las fracturas hidráulicas siempre se propagarán en dirección perpendicular al esfuerzo principal menor  $S_3$ . En regímenes rumbo deslizantes y normales  $S_3 = S_{hmin}$  por lo tanto las fracturas hidráulicas se orientan perpendiculares al esfuerzo horizontal menor.

La magnitud del esfuerzo horizontal menor puede ser estimado directamente a partir de pruebas LOT (Leak off test), XLOT (Extended Leak off test), y microfracs (Zoback et. al., 2007).

El esfuerzo horizontal máximo no puede ser medido directamente por tal razón es inferido a través de la observación de fracturas por tensión inducidas en la perforación (Brudy et. al., 1999; Barton, C.A., et. al., 1988)

Huffman et al., 2002 habla en su trabajo acerca del futuro de la predicción de geopresiones usando datos sísmicos 3D producto de la inversión, para calcular estas propiedades en las áreas donde no se tienen pozos. Además, destaca como el uso de los esfuerzos efectivos se ha convertido en el estándar de los métodos para la predicción de geopresiones.

Dutta et al 2002 integró información geológica y geofísica para la predicción de presión de poro obteniendo como resultado un cubo de presión de poro calculado a partir de un volumen de velocidad sísmica, el cual permite tener información de la presión de poro en áreas donde no se tiene control de pozo

Gray., 2010 establece un método para la estimación de los tres esfuerzos principales (esfuerzo vertical, esfuerzo máximo horizontal y esfuerzo mínimo horizontal) utilizando sísmica de azimuth completo y teniendo en cuenta los efectos por anisotropía.

Gray., et al 2012 establecieron una metodología para derivar los esfuerzos principales a partir de los parámetros elásticos derivados de la sísmica por medio del proceso de inversión. Como objetivo final en su trabajo divide el área en tres zonas: Una zona de mayor interés donde las fracturas se propagan a manera de red, una zona intermedia donde las fracturas se propagarán alineadas a la dirección del esfuerzo máximo, y por ultimo las zonas en la que la roca se comportará de manera dúctil y la generación de cualquier tipo de fractura será casi imposible. Esta clasificación la realiza en base al diferencial de esfuerzos horizontales y el módulo de Young.

### 3. Generalidades

#### 3.1. Localización

Los datos usados en el presente trabajo de investigación pertenecen a un campo de gas ubicado en el suroriente del departamento del Magdalena en la cuenca del Valle inferior del Magdalena(VIM). Por cuestiones de confidencialidad algunos datos como la ubicación exacta del campo fueron cambiadas de igual manera que el nombre del mismo.

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM) está localizada en el nor-occidente de Colombia (Figura 1), es limitada al sur por la serranía de San Lucas y al norte por el cinturón plegado de San Jacinto, al Este por el Macizo de Santa Marta y los montes de María al occidente (Arminio et al., 2011).

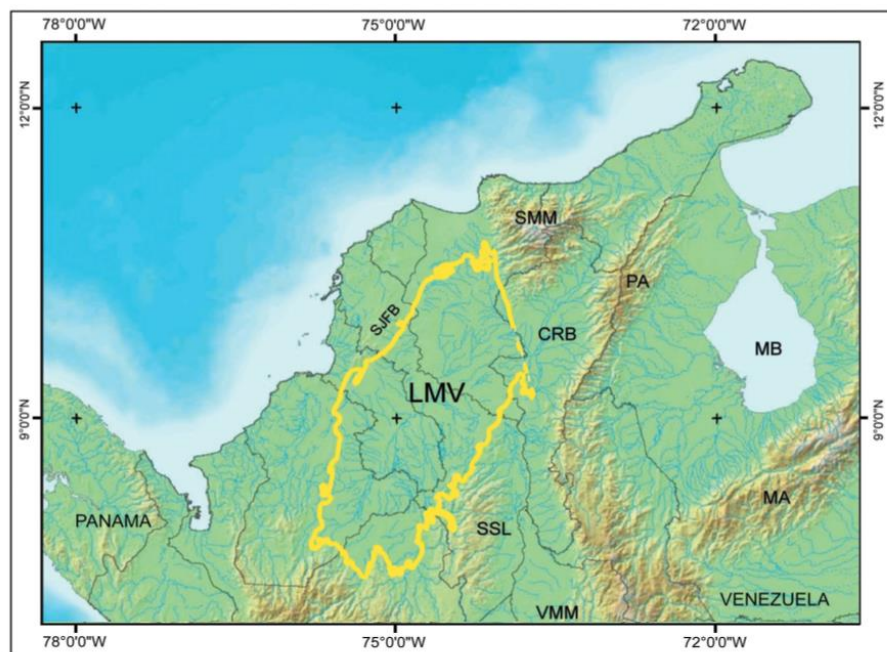


Figura 1. Ubicación del área de estudio en la cuenca del valle inferior del Magdalena. Tomado y modificado (Arminio et al., 2011).

La cuenca del VIM puede ser dividida en tres elementos estructurales principales (Figura 2) los cuales son: La subcuenca de Plato ubicada al Noreste y la Subcuenca de San Jorge al suroeste divididas a su vez por un alto estructural denominado el Arco de Cicuco en (Barrero et al., 2007) o Arco de Magangue (Reyes, H.A. et al, 2004).

El área de estudio se encuentra en la subcuenca de Plato, la cual está compuesta de una espesa sección de sedimentos de edad Neogeno, Paleogeno. Se estima que la columna estratigráfica puede alcanzar hasta 22000 pies en su parte más profunda, hasta el momento ningún pozo perforado en la subcuenca de Plato ha alcanzado sedimentos de edad cretácica, pero no se descarta que puedan estar presentes en las zonas más profundas de la cuenca

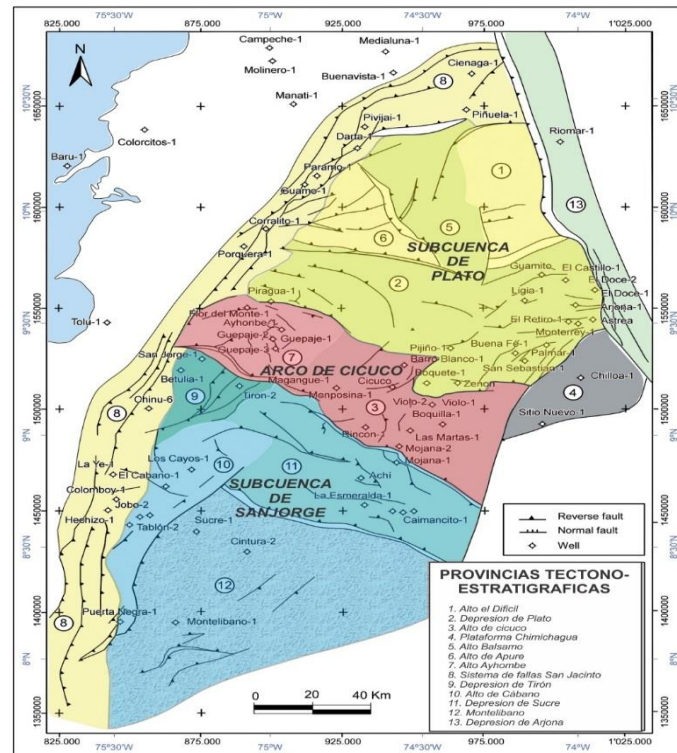


Figura 2. Unidades tectonoestratigráficas del Valle Inferior del Magdalena. Tomado y modificado (Arminio et al., 2011)

### 3.2. Geología.

**3.2.1. Evolución geológica.** La cuenca se comporta como de tipo transrotacional, donde su principal rasgo tectónico corresponde a altos y depresiones (Reyes, J.P. et al 200) (Figura 3). La geología del Norte del territorio colombiano está controlada principalmente por la interacción de las placas Sudamericana y Caribe las cuales comenzaron a chocar de manera oblicua en el Cretácico Tardío a lo largo del actual sistema de fallas Romeral (Reyes H.A. et al 2000) (Figura 4).



Según (Reyes, H.A. et al 2004) se pueden establecer tres periodos de evolución tectonoestratigráfica en la cuenca, el primero del Oligoceno al Mioceno Temprano, el segundo del Mioceno Temprano al Mioceno Tardío y el ultimo del Plioceno a la actualidad marcado por el pulso orogénico andino.

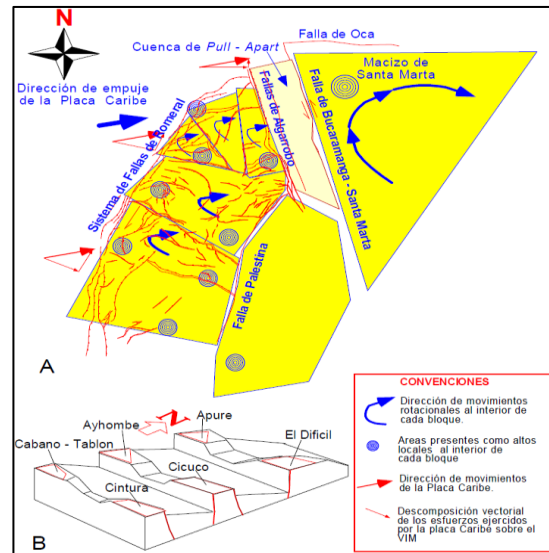
A partir del Oligoceno se empieza a registrar en la cuenca eventos distensivos en las depresiones de Plato y San Jorge como resultado de los movimientos de la placa Caribe al final del Eoceno (Reyes H.A 2004).

El periodo del Oligoceno al Mioceno Temprano es caracterizado por la acumulación de sedimentos continentales y transicionales al este y marinos someros en los límites de la cuenca al oeste, depositados sobre bloques basculados debido a grandes fallas normales de alta pendiente, este periodo finaliza con los pulsos iniciales de la orogenia Andina (Reyes H.A. et al 2000).

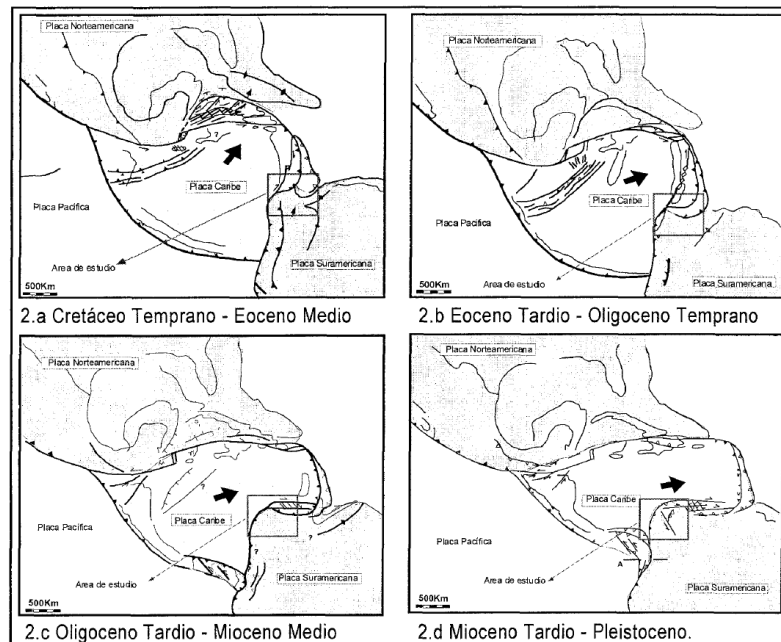
El Mioceno Temprano y Mioceno Tardío es controlado por los primeros pulsos de la orogenia Andina lo que provoca un aporte de material proveniente de los macizos de Santa Marta y Santander, los cuales se depositan en el interior de la cuenca en ambientes marinos que varían de profundos a someros al final de este periodo (Reyes H.A. et. Al., 2000).

El tercer periodo corresponde al mayor pulso orogénico, que es registrado por la discordancia del Plioceno; observándose plegamientos y levantamientos, especialmente en la zona del sistema de fallas de Romeral, fenómeno asociado al roll back de la zona de subducción y la acreción al continente del cinturón del Sinú (Reyes H.A. et. Al., 2000).

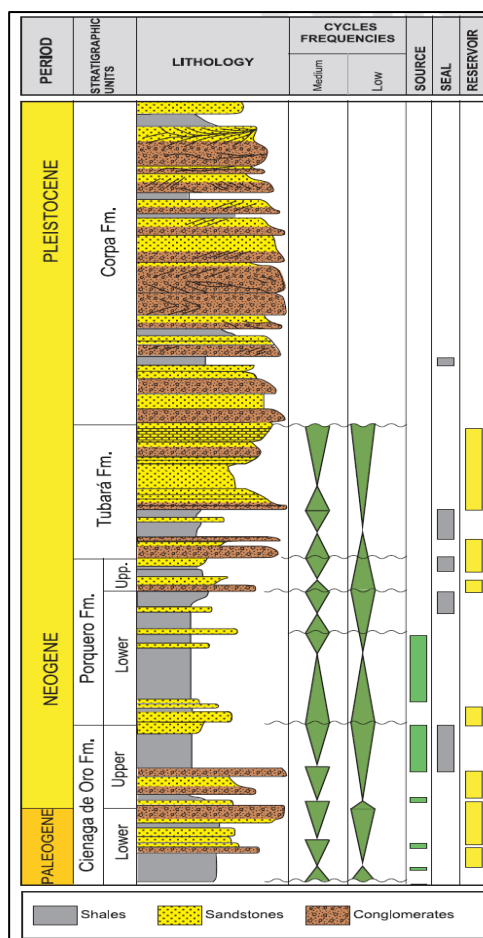
**3.2.2. Estratigrafía.** El relleno sedimentario de la cuenca del VIM es de edad Oligoceno al presente en la mayoría de la cuenca, con sedimentos más antiguos preservados en los flancos de la misma (Arminio et al., 2011). En la figura 5 se muestra la columna estratigráfica generalizada del VIM.



**Figura 3.** Modelo tectónico de formación de bloques de la cuenca del VIM, producto de la interacción entre las placas Caribe y Sudamericana. (Tomado de Reyes H.A. et. al., 2000).



**Figura 4.** Interacción y evolución en la tectónica de las placas Caribe, Sudamericana y Norteamericana (Tomado de Pindell 1992 en Reyes, J.P. et al 200).



**Figura 5.** Columna estratigráfica generalizada de la zona. Tomado de Barrero et. Al 2007.

A continuación, se describe brevemente cada una de las formaciones que conforman la secuencia sedimentaria del VIM:

Formación Ciénaga de Oro (Oligoceno Superior-Mioceno Inferior): Reposa directamente sobre el basamento económico de origen continental. Arminio et. al., 2011 define la formación Ciénaga de Oro como una sucesión transgresiva de edad Oligoceno que marca la primera sedimentación sobre la discordancia del Oligoceno (BU). Cáceres et al., 1981 describe esta unidad como una secuencia constituida principalmente por cuarzoarenitas y areniscas feldespáticas de grano fino a medio, localmente calcáreas, glauconíticas y ocasionalmente con matriz caolinítica, interpuestas con lodolitas y shales a veces calcáreos, fosilíferos y carbonosos.

Formación Porquero (Mioceno Inferior – Mioceno Medio): Secuencia principalmente arcillosa con láminas de areniscas y areniscas conglomeráticas. Esta formación a su vez puede ser dividida informalmente en tres miembros: Porquero Inferior, Porquero Medio y Porquero superior.

Porquero Inferior o Formación El Carmen Inferior representa ambientes Batiales evidenciando la profundización de la mayoría de la cuenca en el momento de su depositación (Arminio et. al., 2011). Se compone principalmente por lutitas, por lo general laminares, ocasionalmente calcáreas, intercaladas con niveles arenosos y arcillolitas blandas y calcáreas (Cáceres et al., 1981).

Porquero Medio o El Carmen Medio: Espesa sucesión de arcillas masivas y arenas laminares pertenecientes a un ambiente de plataforma con ocasionales flujos turbidíticos (Reyes H.A. et. Al., 2000).

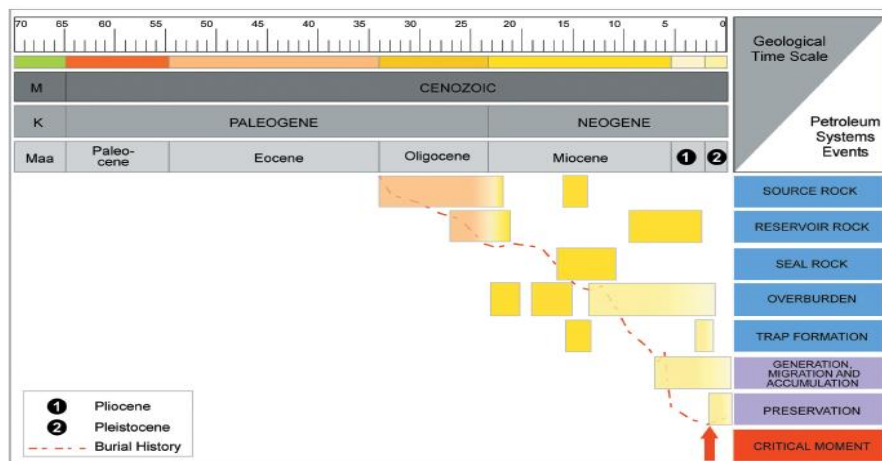
Porquero Superior: Está constituido por lodolitas laminadas ligeramente calcáreas, con abundantes foraminíferos, ocasionalmente con granos flotantes de arena media a gruesa. Se interponen capas delgadas de areniscas cuarzosas de grano fino a medio. Hacia el tope se localizan delgados niveles de caliza. Este miembro obedece a un patrón regresivo en toda la cuenca causado por un rápido relleno de la cuenca o un levantamiento regional (Arminio et. al., 2011).

*Formación Turbará (Mioceno Superior-Plioceno Inferior):* En general es una sucesión que se hace somera al tope con arenas deltaicas en la base y series fluviales y lacustrinas al tope. La conforman capas gruesas de areniscas, intercaladas con capas delgadas de arcillolitas, limolitas y delgados niveles de carbón (Cáceres et. al., 1981). La acumulación de la unidad ocurrió en un ambiente de plataforma exterior a media (Bernal et al., 1995). Algunos autores se refieren a la formación Turbara como Porquero Superior.

*Formación Corpa (Plioceno Superior – Pleistoceno):* Esta formación corresponde a la fase tardío de la orogenia Andina durante el Neógeno, litológicamente está compuesta de conglomerados y aluviones poco consolidados, arcillas varicoloreadas y escasos lignitos depositados en ambientes fluviales (Reyes et al., 2000). Está cubierta por terrazas recientes principalmente del río Magdalena.

En el presente trabajo el miembro Porquero Medio es el intervalo objetivo, el cual presenta un espesor mayor a 4000 fts, por motivos prácticos esta sección estratigráfica es dividida en 4 unidades de producción (organizadas de más someras a más profundas: Porquero A, B, C y D) siendo C y D las de mayor interés.

**3.2.3. Geología del petróleo.** Desde un punto de vista exploratorio la cuenca del Valle Inferior del Magdalena es considerada como una cuenca inmadura, se han perforado cerca de 272 pozos exploratorios, a continuación, se describen los principales elementos del sistema petrolífero (figura 6).



**Figura 6.** Carta de eventos para el sistema petrolífero de la cuenca del VIM. Tomado de Arminio et. al., 2011.

**3.2.3.1. Roca Generadora.** La ANH establece tres intervalos con potencial de roca generadora en el área del VIM, siendo las arcillolitas de la parte intermedia de la formación

Ciénaga de Oro y la formación Porquero Inferior las de mejores propiedades (Arminio et. al., 2011).

**3.2.3.2. Roca Reservorio.** La formación Porquero presenta intervalos arenosos con excelentes propiedades que sirven como reservorio de gas seco y condensado, los cuales solo han sido probados en la subcuenca de Plato. Según (Leyva et al., 2012) se identifican dos facies productoras.

Facies arenosas: Paquetes de arenas sublíticas de grano fino a medio compuestas principalmente de cuarzo (90%) y 10% arcillas de minerales de color oscuros, con cemento silíceo y en menor proporción cemento calcáreo, estos paquetes se encuentran en espesores de entre 10 y 100 fts. El segundo objetivo exploratorio son arenas laminares sublíticas de espesores menores a 10 centímetros, los cuales se agrupan en intervalos distribuidos heterogéneamente dispersos en secuencias arcillosas.

Facies arcillosas: Lutita gris clara a oscura con materia orgánica carbonosa diseminada secuencia masiva de lutitas de color gris clara a oscura. Esta facies se considera tiene el potencial de almacenamiento de gas tanto en estado libre como estado de adsorción como los típicos plays de Gas de Lutita.

**3.2.3.3. Roca Sello.** Las arcillas de la parte superior de la formación Porquero y Ciénaga de Oro poseen excelentes propiedades como roca sello (Arminio et. al., 2011).

**3.2.3.4. Migración.** Según el modelo mostrado en la figura 6 el proceso de generación y expulsión de hidrocarburos ocurre principalmente en el Mioceno tardío con un momento crítico durante el Pleistoceno.

**3.2.3.5. Trampa.** En el área se encuentran trampas estructurales, asociadas a cierres estructurales contra fallas normales e inversas. De igual manera se observan trampas

estratigráficas de tipo *pinchout* asociadas diapiros de lodo incipientes en el área de estudio (Arminio et. al., 2011)

#### **4. Metodología.**

El presente trabajo de investigación se desarrolló con el objetivo principal de establecer áreas en las cuales es más factible desarrollar la técnica de fracturamiento hidráulico, con esta premisa se integraron registros de pozo, núcleos de perforación e información sísmica. Como primer paso se realizó un inventario de los datos disponibles con su respectivo control de calidad, edición y acondicionamiento. Seguido a esto se desarrolló el modelado 1D, donde se elaboró el modelo petrofísico básico y geomecánico 1D el cual abarca propiedades mecánicas elásticas y de resistencia, presión de poro y el cálculo de los esfuerzos principales in-situ.

Al finalizar el modelado 1D se procedió a analizar la información sísmica, proceso que comienza por el cálculo de diferentes atributos sísmicos, amarre sísmica pozo, seguido por la interpretación estructural y estratigráfica de los horizontes de interés. Partiendo de los volúmenes sísmicos producto de la inversión y la interpretación realizada anteriormente se construyeron los diferentes modelos geomecánicos 3D que abarcan presión de poro y esfuerzos principales. Al integrar los resultados obtenidos en el modelado 1D y 3D se establecen los intervalos con mejores propiedades para ser objeto de un fracturamiento hidráulico. En la figura 7 se resume la metodología utilizada.

##### **4.1. Recopilación bibliográfica y construcción de base de datos.**

Se consultaron distintas bases de datos con el objetivo de recopilar bibliografía relacionada al tema, así como información del área de trabajo. Se hizo una compilación de los datos disponibles para la realización del trabajo, los cuales abarcan registros de pozo, núcleos de

perforación, sísmica 3D y eventos de perforación. En la tabla 1 y 2 se muestra una lista de los datos disponibles para la construcción de los diferentes modelos 1D y 3D respectivamente.

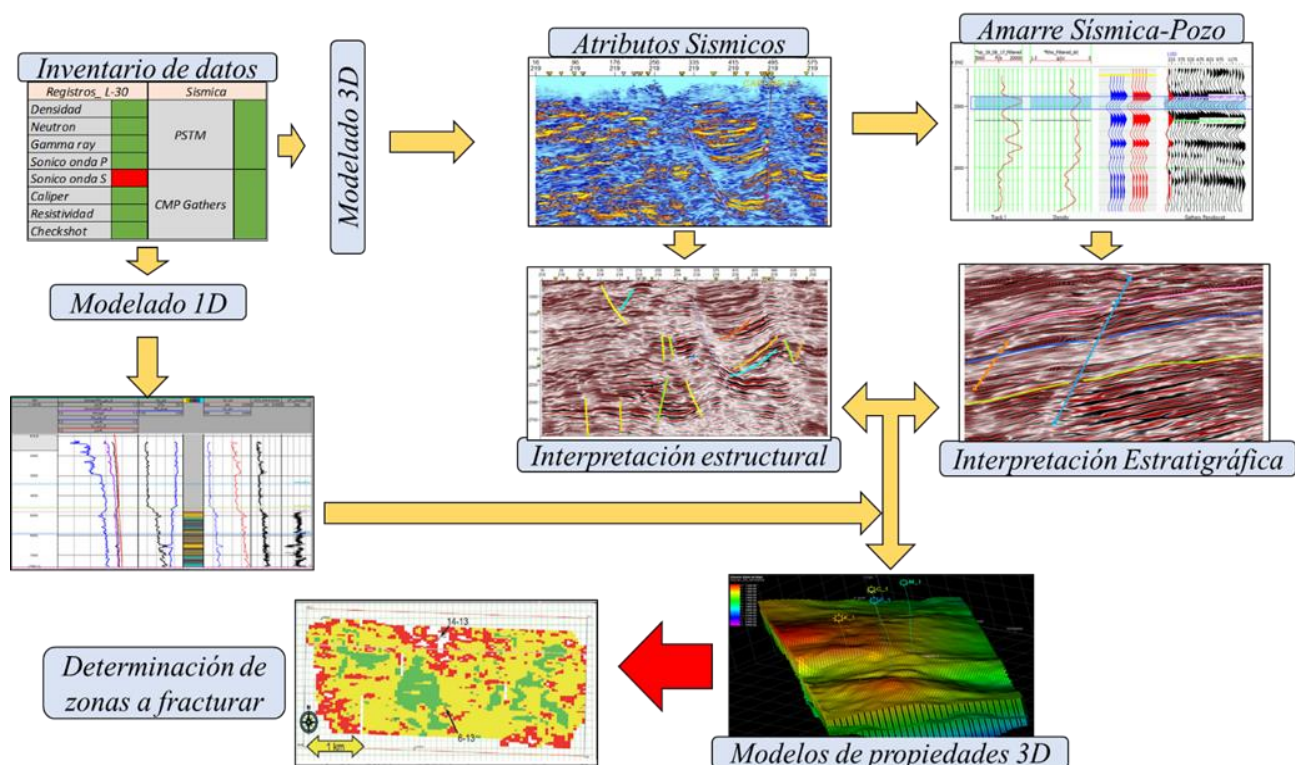


Figura 7. Esquema metodológico.

Tabla 1. Datos disponibles para el modelado 1D.

| POZO | GR - RT | RHOB - NPHI | Sonico S | Sonico P | OBMI | VSP | Triaxial -Lab | ESC - ELAN | DST | FIT- LOT | Reporte perforacion | Reporte Mud Log |
|------|---------|-------------|----------|----------|------|-----|---------------|------------|-----|----------|---------------------|-----------------|
| A-1X | ✓       | ✓           | ✓        | ✗        | ✗    | ✓   | ✓             | ✗          | ✗   | FIT      | ✓                   | ✓               |
| B-1X | ✓       | ✓           | ✓        | ✓        | ✓    | ✓   | ✗             | ✓          | ✓   | LOT      | ✓                   | ✓               |
| C-1X | ✓       | ✓           | ✓        | ✓        | ✓    | ✗   | ✗             | ✓          | ✓   | FIT      | ✓                   | ✓               |
| D_1X | ✓       | ✓           | ✓        | ✗        | ✓    | ✓   | ✗             | ✓          | ✗   | LOT      | ✓                   | ✓               |

✗ No Disponible    ✓ Disponible

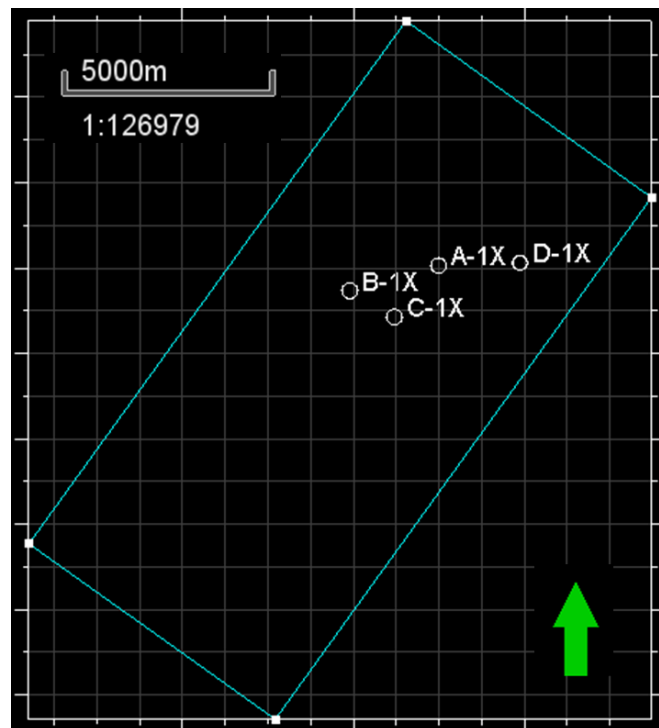
Tabla 2. Volúmenes sísmicos usados en el modelado 3D.

| SISMICA | Sismica Original                   | Post Apilado Migrado en Tiempo (PSTM) |
|---------|------------------------------------|---------------------------------------|
|         | Volúmenes Producto de la Inversion | Impedancia Onda P                     |
|         |                                    | Impedancia Onda S                     |
|         |                                    | Relación Vp/Vs                        |
|         |                                    | Modulo de Young                       |
|         |                                    | Relación de Poisson                   |



Se contó con cuatro pozos (A-1X, B-1X, C-1X, D-1X), los cuales tienen un buen set de registros, entre ellos el sónico de onda S. La extracción de núcleos de perforación de buena calidad solo fue posible en dos de los pozos. Solamente se desarrollaron pruebas triaxiales en el pozo A-1X.

Para el modelado 3D se utilizó un cubo sísmico post-apilado migrado en tiempo (PSTM) el cual tiene un área de 105 Km<sup>2</sup> con 602 inlines y 282 crosslines separadas cada 25 metros y un intervalo de muestreo de 2 milisegundos. Además de la sísmica original, se usaron los cubos producto de la inversión sísmica, los cuales son usados para la propagación de las propiedades 3D y el cálculo de los parámetros geomecánicos. En la figura 8 se observa la vista en planta de los pozos de estudio y el volumen sísmico.



**Figura 8.** Ubicación relativa de los pozos y el volumen sísmico utilizados.

### 4.2. Modelado 1D.

**4.2.1. Petrofísica básica.** En esta fase se hizo uso de los registros de pozo disponibles en los cuatro pozos de estudio para elaborar un modelo 1D, donde se analizaron parámetros petrofísicos como Saturación de agua, porosidad, permeabilidad para la construcción de un

modelo de Vshale y litotipos. Se contruyó además un modelo 1D de propiedades elásticas y geomecánicas.

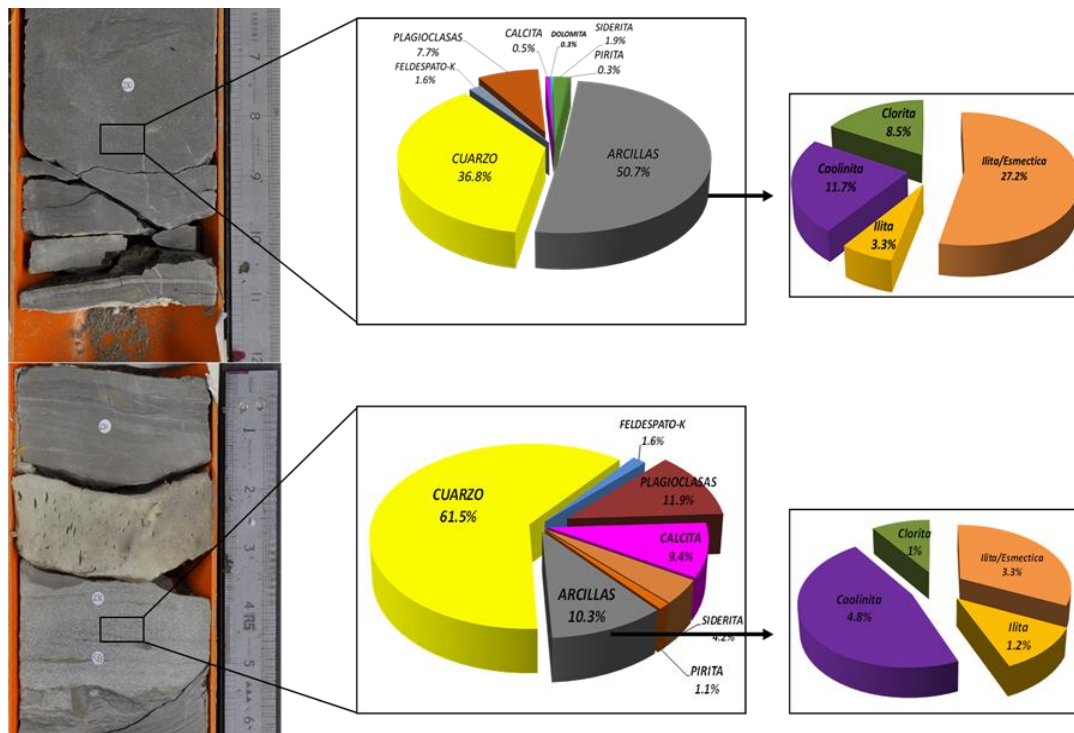
**4.2.1.1. Mineralogía.** Debido a la heterogeneidad en la composición litológica de la columna estratigráfica de la Formación Porquero, para la construcción de un modelo petrofísico se hace necesario integrar la información correspondiente a núcleos de perforación, análisis de difracción de rayos X (DRX), petrografía y registros de pozo.

La correcta comprensión de la composición mineralógica en reservorios de este tipo juega un papel fundamental, debido a que su baja permeabilidad hace necesario que el yacimiento sea estimulado hidráulicamente.

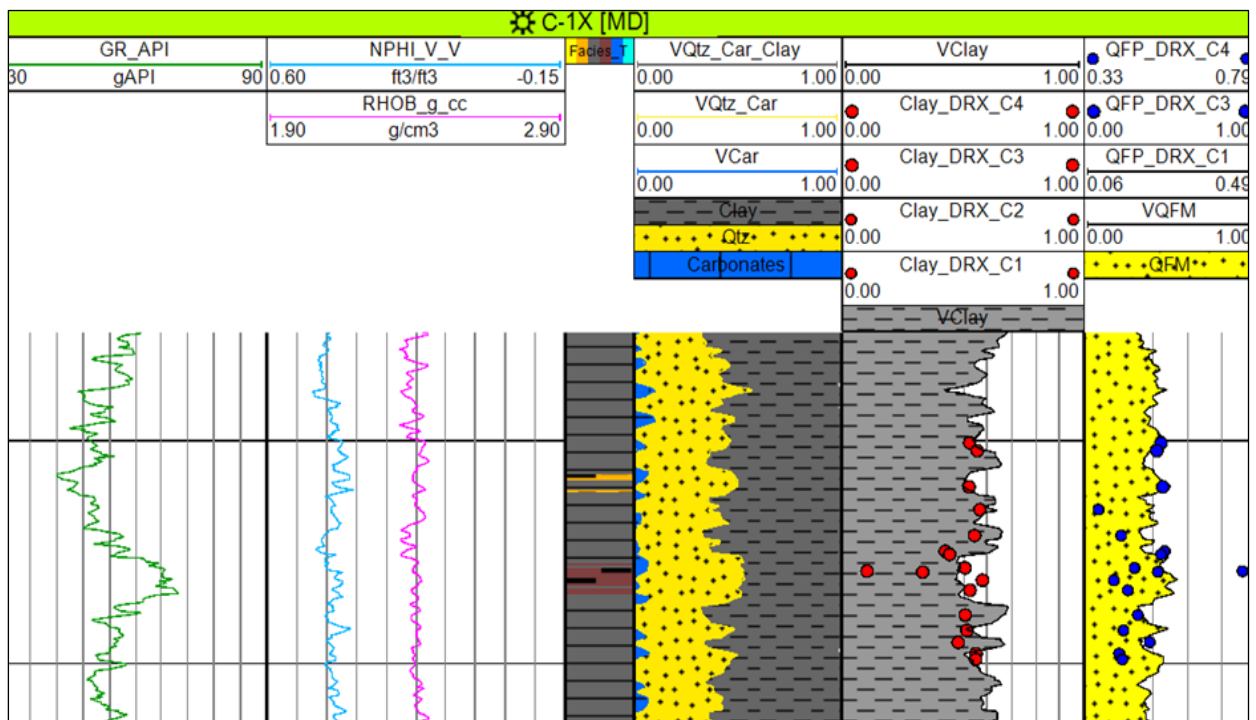
Los análisis de difracción de rayos x realizados en los núcleos del pozo C-1X mostraron que en las lutitas la fracción de cuarzo se mantiene en un rango entre 31 y 45 % y los minerales arcillosos entre 50 y 58%, mientras que en las láminas arenosas el contenido de cuarzo llega hasta 61% aunque con un componente arcilloso considerable. En la figura 9 se observa la composición mineralógica para dos muestras de un núcleo, donde: la muestra de arriba corresponde a una arcillolita con un contenido de cuarzo de 36.8% y 50.7% de arcilla, mientras la segunda muestra fue extraída de una lámina arenosa de 2 cm de espesor con un contenido de cuarzo de 61.5% y 10.3% de arcillas.

Para tener una idea de la mineralogía de toda la columna estratigráfica se corrió la herramienta mineralógica ECS y ELAN (ANEXO A) para establecer los valores mineralógicos de la sección de interés en los pozos B-1X, C-1X y D-1X. Posteriormente se hizo una validación de los principales componentes mineralógicos tomados en muestras de núcleo (DRX) con los valores mineralógicos obtenidos a partir de la herramienta eléctrica. En la figura 10 se observa la buena calibración que existe entre los puntos azules que representan la sumatoria de Cuarzo + Feldespatos + Micas (QFM) en DRX con la curva obtenida por registro

para esa mineralogía (carril 6), de igual manera en el carril 5 los puntos rojos representan el DRX para la fracción arcillosa y la curva gris el registro ECS para las arcillas.



**Figura 9.** Composición mineralogía en muestras de núcleo realizadas por medio de la técnica DRX.



**Figura 10.** Comparación entre los resultados de los análisis DRX de los núcleos y los registros mineralógicos para el pozo C-1X.

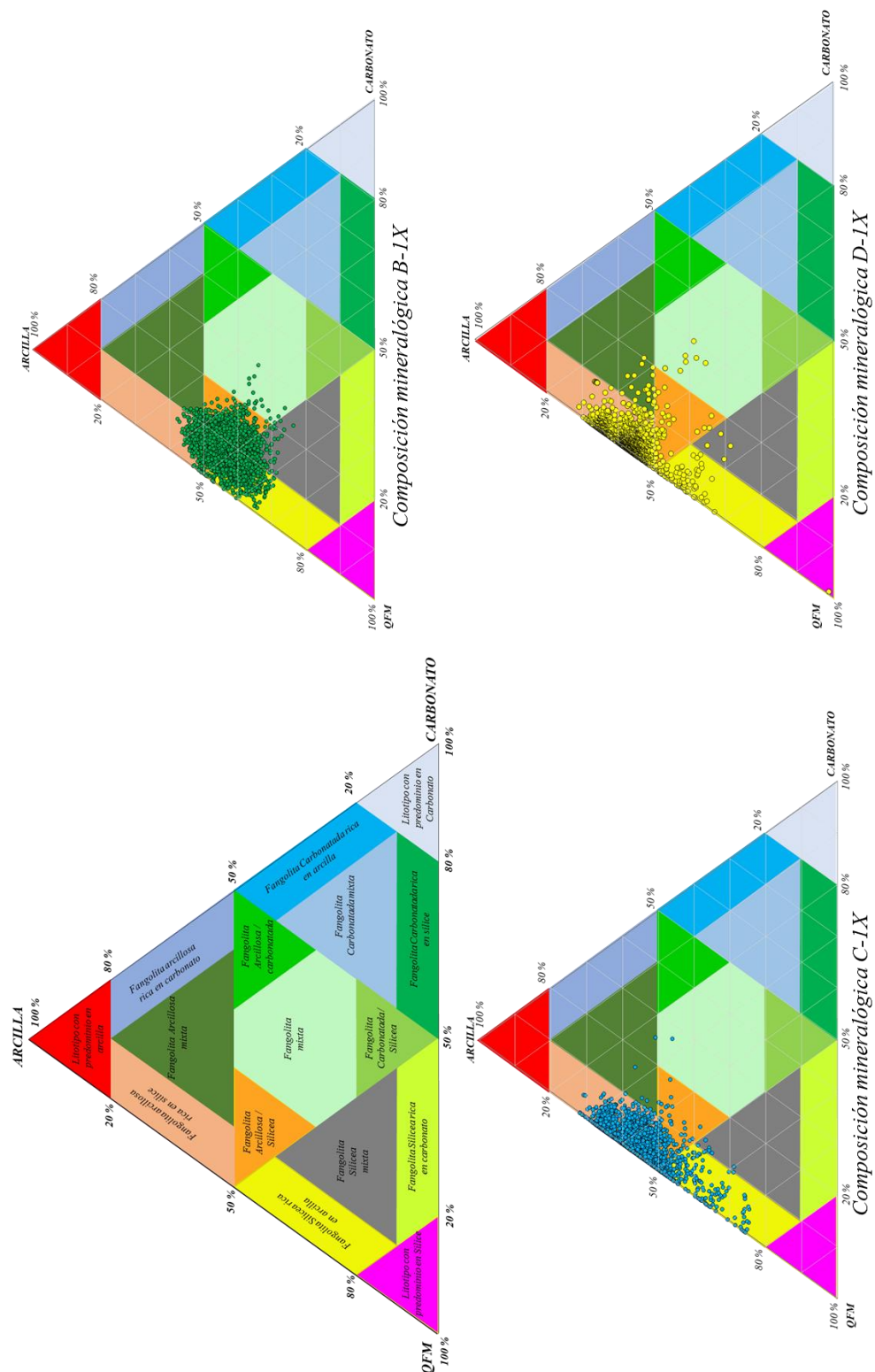


Figura 11. Composición mineralógica para los pozos B-1X, C-1X y D-1X..

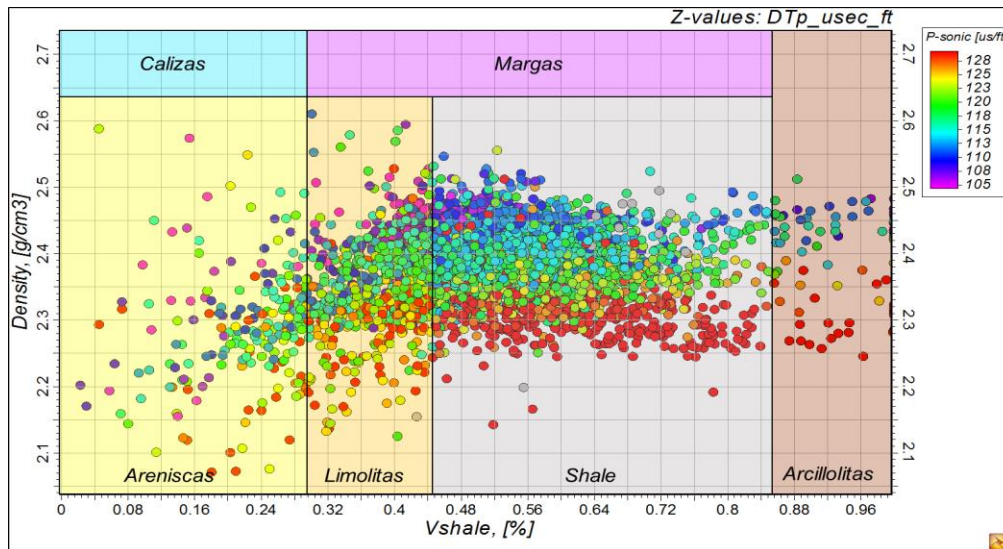
Se graficó las fracciones minerales principales en un diagrama ternario (figura 11). Los pozos C-1X y D-1X poseen una composición mineralógica muy parecida con un predominio de minerales arcillosos (50-70%) mientras el aporte de carbonatos es varía entre 0 y 10%., por otra parte, en el pozo B-1X la fracción predominante es QFM (50-60%) y el volumen de carbonatos es mayor (hasta 20%). Desde un punto de vista mineralógico el pozo B-1X es más atractivo para un posible fracturamiento hidráulico, debido al mayor contenido de minerales silíceos y carbonatos, puesto que estos tienden a comportarse de una manera “frágil” en contraparte al comportamiento dúctil de los minerales arcillosos.

Posteriormente se calculó el volumen de arcilla o  $V_{shale}$  (Eq. 1), el cual se utiliza como dato de entrada para realizar la clasificación de litotipos y el cálculo de algunas propiedades geomecánicas, este se construye en base al registro Gamma Ray, siendo un buen indicador de litología.

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

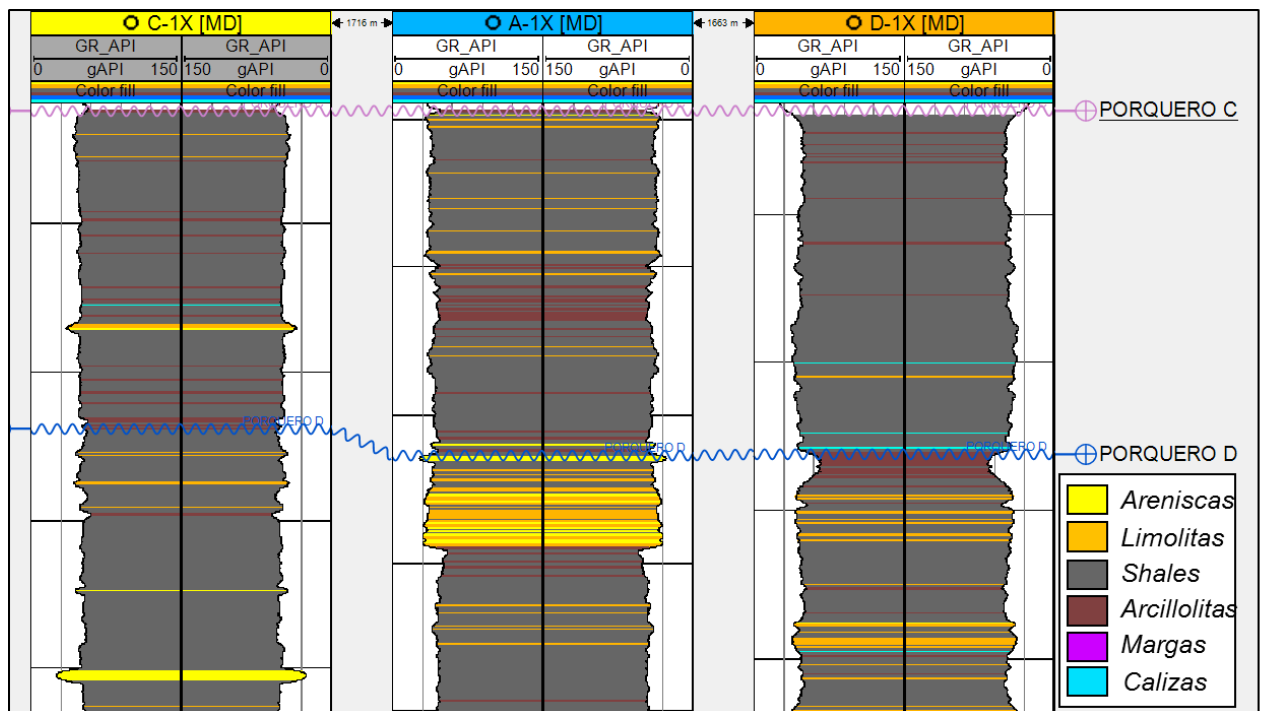
Donde,  $GR_{log}$  es el valor del registro Gamma Ray,  $GR_{min}$  equivale al valor mínimo o línea de arenas para un intervalo dado, y por último  $GR_{max}$  corresponde a la línea de las arcillas o valor máximo de Gamma Ray.

La interpretación de tipos de roca o litotipos nos permite tener una idea de la litología de la secuencia estratigráfica a lo largo de un pozo, para lograr esta clasificación se utiliza la técnica de crossplot, la cual consiste en graficar dos o tres propiedades, en este caso registros de pozo que nos permita discriminar de la mejor manera distintas tendencias o nubes de puntos con propiedades parecidas establecidas en diferentes rangos. En este caso en específico se graficó  $V_{shale}$  versus la densidad volumétrica (RHOB) y el tiempo de transito de la onda P en el eje z (Figura 12). A partir de esta clasificación se obtuvieron 6 litotipos diferentes, los cuales son: Areniscas, limolitas, shales, arcillolitas, margas y calizas.



**Figura 12.** Clasificación de litotipos mediante el crossplot de Vshale versus Densidad versus tiempo de transito de la onda P.

Como se puede observar en la figura 13 gran parte de la columna estratigráfica se encuentra dominada por shales y arcillolitas, con algunos intervalos areno-limosos de limitado espesor ubicados principalmente en el intervalo Porquero D.



**Figura 13.** Litotipos para los pozos C-1X, A-1X y D-1X en la formación Porquero.

Previo a la elaboración del modelo geomecánico, el cual es la parte más importante del modelado 1D se calcularon las propiedades elásticas (ANEXO B). Estas abarcan: Impedancia de onda P, impedancia de onda S, Relación  $V_p/V_s$ , Modulo de Young, Relación de Poisson.



**4.2.2.2. Construcción del modelo geomecánico 1D.** Debido a que los registros en algunos casos solamente son corridos en el intervalo de interés, por razones económicas principalmente, se hace necesario completarlos hasta la superficie mediante relaciones empíricas establecidas en la literatura.

**4.2.2.2.1. Completamiento de registros.** En los intervalos donde el registro densidad no fue adquirido, se modeló a partir del registro sísmico (Gardner et. al 1974) con el método “Sonico Gardner” (Eq 2), la cual se presenta a continuación:

$$\rho = A \left( \frac{10^6}{DT} \right)^B \quad (2)$$

Donde A y B son coeficientes utilizados típicamente como 0,23 y 0,25 respectivamente, mientras DT corresponde al tiempo de transito ya sea del registro sísmico o la velocidad intervalo de la sísmica.

Faust 1953 relacionó velocidad y resistividad a través de una ecuación empírica la cual deriva la velocidad la onda P a partir de la resistividad (Eq 3).

$$Vp = a * (d * R)^b \quad (3)$$

Donde d es la profundidad en pies, R el registro de resistividad profunda en ohm\*m, y por último a y b son coeficientes comúnmente aceptados como 1948 y 0.166 respectivamente.

En las partes más someras donde no se encuentra ningún registro para completar la densidad se utilizó la relación de Sayers 2010 (Eq 4), la cual se expone a continuación:

$$\rho_{sayers} = \rho_o + a(Z_{Tvd}^b) \quad (4)$$

En la ecuación (4) el coeficiente  $\rho_o$  representa la densidad en superficie, a y b son dos coeficientes empíricos tomados generalmente como  $1,53e^{-3}$  y 0.3 respectivamente. Finalmente



se creó el registro compuesto, conformado por los segmentos de Sayers, Gardner y RHOB original.

4.2.2.2.2. *Esfuerzo vertical.* El esfuerzo vertical ( $S_v$ ) o sobrecarga (OBG) es el esfuerzo ejercido a cualquier profundidad, el cual es una función de la densidad total de los sedimentos suprayacentes y la profundidad. Se utilizó la ecuación (5) para el cálculo del mismo.

$$S_v = g \int_0^z \rho(z) dz \quad (5)$$

En la ecuación (5) puede expresarse como una sumatoria desde la superficie (0) hasta una profundidad dada (z), que en este caso en específico es la profundidad vertical verdadera (TVD), de la densidad volumétrica de los sedimentos ( $\rho$ ).

4.2.2.2.3. *Presión de poro.* Eaton 1975 estableció una relación entre la tendencia normal de compactación y un parámetro medido el cual puede ser velocidad de onda P, resistividad y el exponente dc (ANEXO C), para el cálculo de la presión de poro. Se utilizó la ecuación de Eaton que relaciona la velocidad normal con la velocidad medida por medio de la siguiente formula:

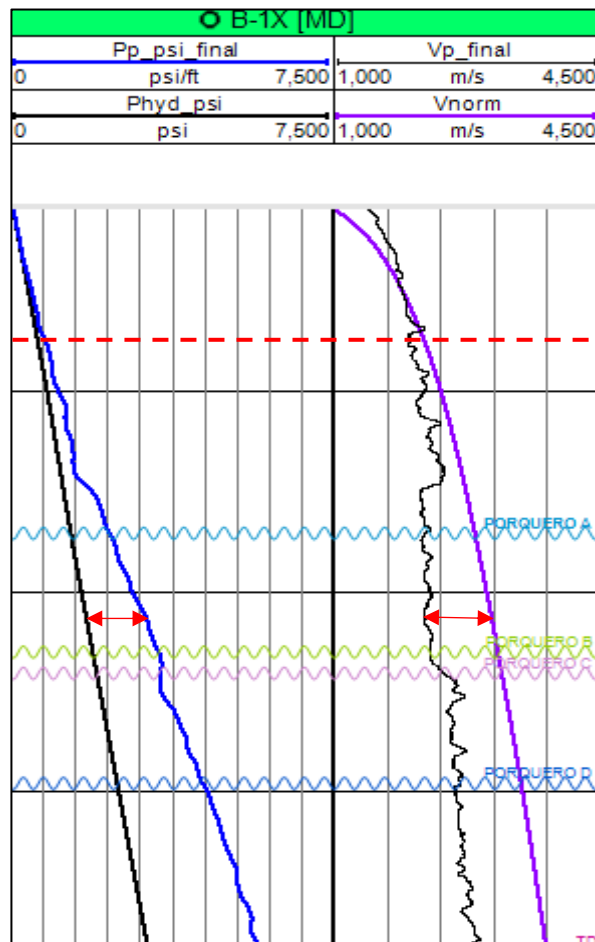
$$P_p = S_v - (S_v - P_{hyd}) * \left( \frac{V_{int}}{V_{norm}} \right)^\alpha \quad (6)$$

De la ecuación anterior se establece: ( $S_v$ ) corresponde al esfuerzo de sobrecarga, ( $P_{hyd}$ ) como la presión hidrostática, la cual para este caso fue establecida como 0.433 psi/ft, ( $V_{int}$ ) la velocidad intervalo o velocidad medida fue tomada del registro sísmico de la onda P, ( $V_{norm}$ ) la velocidad normal corresponde a una curva teórica de velocidad la cual sigue una tendencia de compactación normal. Por último, el coeficiente  $\alpha$  fue asumido como 2,7. La presión de poro respeta los pesos de lodo y fue calibrada con los DST disponibles.

La velocidad normal se calculó para el pozo M\_1 debido a que el registro sónico fue medido desde profundidades muy someras, esta curva posteriormente fue usada para el resto de los pozos. Por medio de la ecuación (7) se halló la velocidad normal:

$$V_{norm} = C\sigma_n^{1/b} \quad (7)$$

Para la ecuación (7) se usan dos coeficientes ( $C$  y  $b$ ) los cuales para este caso fueron tomados como 280 y 3,2 respectivamente. ( $\sigma_n$ ) corresponde al esfuerzo normal el cual es el esfuerzo vertical menos la presión hidrostática.



**Figura 15.** Presión de poro y curva de velocidad normal en el pozo B-1X.

En la figura 15 en el carril 1 se observa la diferencia entre la presión hidrostática (curva negra) y la presión de poro (curva azul), en la parte más somera la presión de poro sigue la tendencia de la presión hidrostática, lo que se considera como una presión normal, la curva punteada roja marca el cambio de esta tendencia, a partir de este punto la presión de poro se

empieza a alejar de la tendencia hidrostática, la cual se hace más marcada con la profundidad, esto se conoce como geopresiones o sobrepresión en este caso específico.

4.2.2.2.4. *Propiedades mecánicas de resistencia.* Las propiedades mecánicas de resistencia en este caso son utilizadas para la calibración del esfuerzo horizontal máximo, las cuales son calculadas a partir de las medidas de tiempo de tránsito de la onda en el medio poroso, utilizando correlaciones empíricas existentes en la literatura y se conocen como propiedades dinámicas de la roca. A su vez fueron calibradas con los ensayos de laboratorio realizados en uno de los núcleos de A-1X.

Para el cálculo de las propiedades mecánicas de resistencia, se utilizaron varias relaciones empíricas disponibles en la literatura (ANEXO D), hasta encontrar las que más se ajustaran a los datos.

Las relaciones existentes en la literatura para el cálculo de la resistencia a la compresión uniaxial (UCS) son lito-dependientes, por tal razón se usa una ecuación diferente para cada litotipo. Para las areniscas y limolitas se utilizó la relación de McNally(1987), la cual utiliza el sónico de la onda P como parámetro de entrada, cabe resaltar que esta ecuación fue modificada para calibrarla con los ensayos de laboratorio, ecuación(8). Para los intervalos lutíticos se usó la ecuación modificada de Horsrud(2001), donde se calcula la UCS a partir de la velocidad de la onda P, ecuación(9). Por último, para las calizas y margas se escogió la relación de Golubev and Robinovich(1976), ecuación (10). Las relaciones utilizadas son mostradas a continuación:

$$UCS_{McNally} = 178000e^{-0.037Dt} \quad (8)$$

$$UCS_{Horsrud} = 215Vp^{2.6} \quad (9)$$

$$UCS_{Golubev} = 10^{2.44 + \frac{109.17}{Dt}} \quad (10)$$

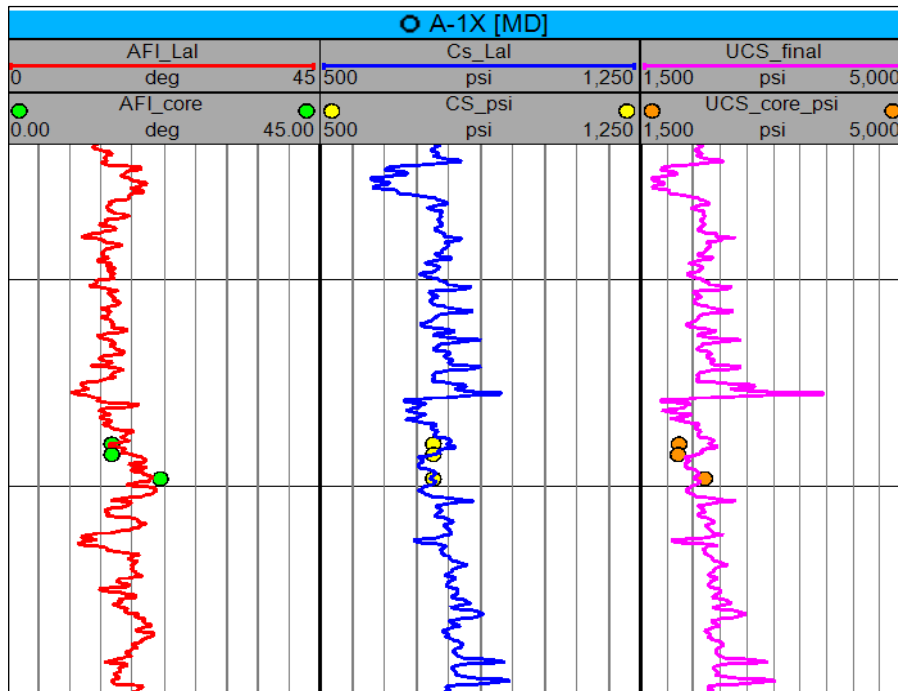
La resistencia a la cohesión, de igual manera que la UCS es calculada a partir de relaciones empíricas disponibles en la literatura. La ecuación (11) fue formulada por Lal(1999) y utiliza la velocidad de la onda P para el cálculo de esta propiedad.

$$Cs_{Lal} = \frac{820 * (Vp - 1)}{\sqrt{Vp}} \quad (11)$$

El ángulo de fricción interno (AFI) fue calculado con la ecuación (12), establecida por Lal(1999):

$$AFI_{Lal} = \sin^{-1} \left( \frac{Vp - 1}{Vp + 1} \right) \quad (12)$$

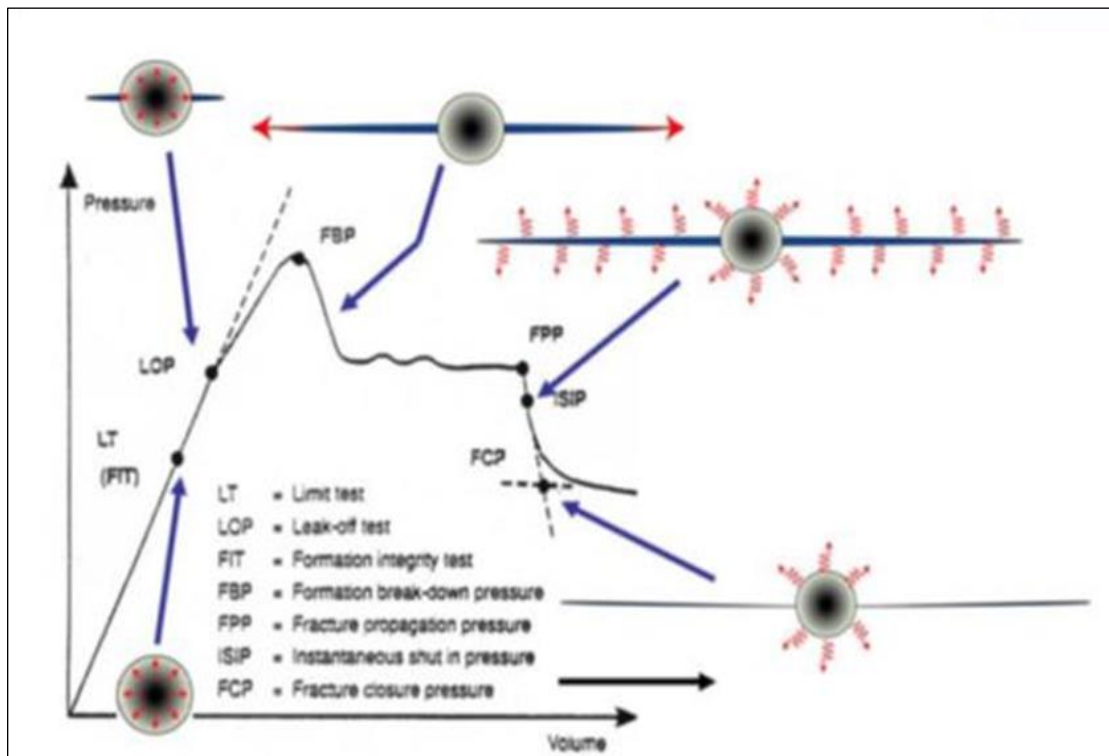
En las fórmulas anteriores el tiempo de transito de la onda P tiene unidades de (us/ft), la velocidad (km/s). De igual manera la resistencia a la compresión uniaxial y la resistencia a la cohesión son calculadas en psi, mientras que el AFI es calculado en grados. En la figura 16 se observan las propiedades mecánicas de resistencia calculadas para el pozo P\_1, con la respectiva calibración con los ensayos de laboratorio.



**Figura 16.** Propiedades mecánicas de resistencias. Carril 1: AFI, carril 2: Resistencia a la cohesión, carril 3: UCS.

4.2.2.2.5. *Esfuerzos horizontales.* Con el fin de comprender el régimen de esfuerzos actual de la zona se procedió a calcular el esfuerzo horizontal mínimo ( $S_{hmin}$ ) y esfuerzo horizontal máximo ( $S_{hmax}$ ) y así completar el modelo geomecánico para la zona de estudio

El esfuerzo horizontal mínimo ( $S_{hmin}$ ) es medido en la cara del pozo mediante el desarrollo de pruebas de goteo (leak-off-test) sobre un hueco abierto justo debajo del revestimiento, de no estar disponibles se puede calibrar el esfuerzo mínimo con pruebas de integridad de formación (FIT), aunque estas medidas no son tan confiables, puesto que arrojan una medida subestimada del esfuerzo mínimo (Zoback, 2007). En la figura 17 se puede apreciar la diferencia entre un FIT y un LOT, una prueba FIT busca simplemente medir la resistencia de una formación hasta cierto punto aumentando la presión, pero sin alcanzar a formar fracturas en la formación, mientras que un LOT, es la presión a la cual se empiezan a generar fracturas en la pared del pozo, está junto con la presión de cierre son las medidas más confiables para calibrar el esfuerzo horizontal mínimo.



**Figura 17.** Esfuerzo mínimo a partir de LOT.

El esfuerzo horizontal mínimo fue calculado con la ecuación (13), donde el parámetro  $k$  es conocido como la relación de esfuerzos efectivos mínimo ( $ESR_{min}$ ), la cual es la relación entre el esfuerzo horizontal mínimo efectivo y el esfuerzo vertical efectivo. Para esta relación el  $Sh_{min}$  fue sustituido por el valor de los LOTs, obteniéndose un  $k=0.74$ .

$$Sh_{min}=P_p + k(S_v - P_p) \quad (13) \quad \text{donde} \quad k = ESR_{min} = \frac{Sh_{min}-P_p}{S_v-P_p} = 0.74$$

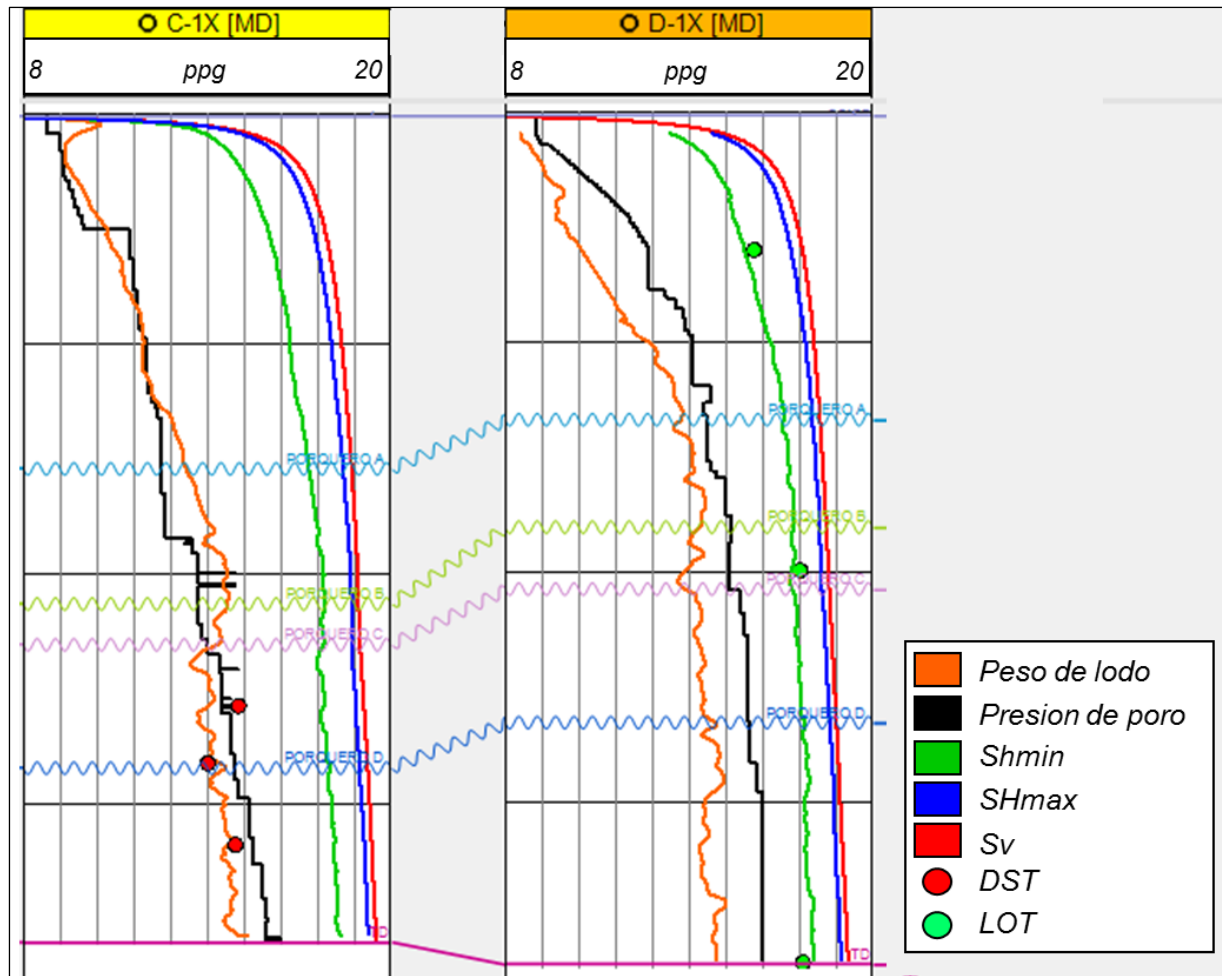
El cálculo del esfuerzo horizontal máximo no es tan sencillo, debido a que no puede ser medido directamente, por tal razón tiene que ser calibrado con otros parámetros como la UCS, presión de poro,  $Sh_{min}$  y peso de lodo. La ecuación (14) fue propuesta por Barton & Zoback (1988) y se utilizó para el cálculo del esfuerzo horizontal máximo.

$$SH_{max} = \frac{(UCS + 2P_p + \Delta P + \sigma^{AT}) - Sh_{min}(1 + 2\cos 2\vartheta_b)}{1 - 2\cos 2\vartheta_b} \quad (13)$$

$$\text{Donde} \quad 2\vartheta_b = \pi - wbo ; \quad \Delta P = |P_p - MW|$$

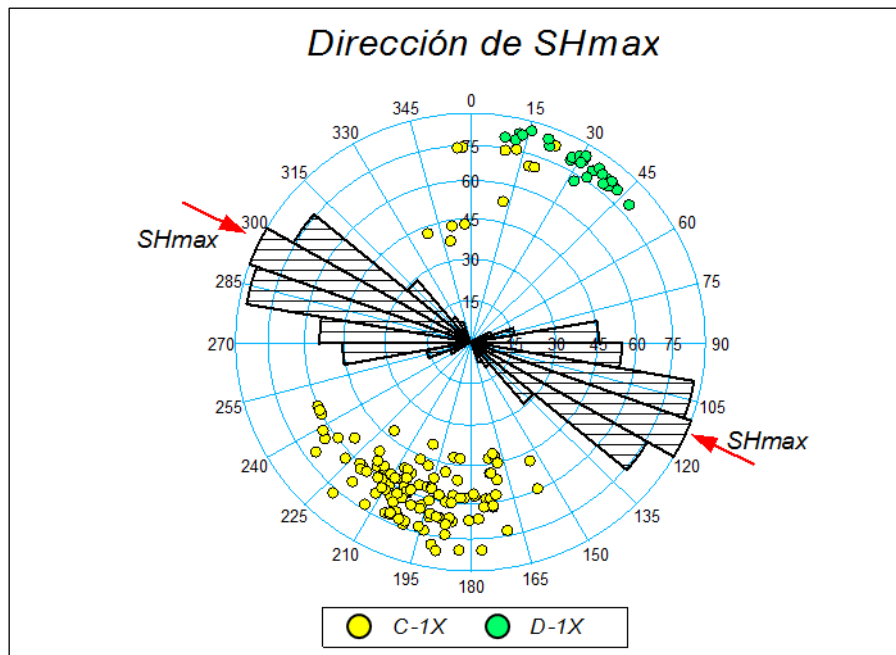
Uno de los parámetros con los cuales se calibra el esfuerzo máximo es  $wbo$ , que corresponde al ancho de los breakouts presentes en la pared del pozo en grados, estas deformaciones pueden ser observadas en los registros resistivos de imagen, como los disponibles para dos de los pozos, debido a que no se localizaron breakouts se establece  $wbo=0$ .  $\Delta P$  corresponde al valor absoluto de la resta entre la presión de poro y el peso de lodo usado en la perforación.

En la figura 18 se observa el régimen de esfuerzos para los pozos C-1X y D-1X. Se observa como la presión de poro respeta los pesos de lodo, el esfuerzo mínimo fue calibrado con las pruebas LOT, donde estuvieran disponibles, como se observa en el pozo D-1X, donde esta curva sigue la tendencia de las presiones obtenidas en dichas pruebas. Según la ley de Anderson, la magnitud de los tres esfuerzos principales ( $S_v > SH_{max} > Sh_{min}$ ) corresponden a un régimen normal.



**Figura 18.** Régimen de esfuerzos actuales para los pozos C-1X y D-1X.

4.2.2.2.6. *Orientación de esfuerzos.* Usando los datos de fracturas inducidas provenientes de los registros de imagen se puede inferir la orientación de los esfuerzos partiendo del hecho que las fracturas hidráulicas se propagan perpendiculares a la orientación del esfuerzo principal menor, debido a que esta es la configuración de menor energía (Hubbert & Willis, 1957) mientras que los breakouts se alinean en la dirección de  $S_3$  (Zoback, 2007). Como se mencionó anteriormente no se identificaron breakouts en ninguno de los dos pozos, por tal razón se usaron las fracturas inducidas para determinar la orientación del esfuerzo máximo, el cual se encuentra a un azimuth de  $120^\circ$  como se muestra en el diagrama de rosas de la figura 19. Debido a que los esfuerzos horizontales son perpendiculares una vez definida la orientación del esfuerzo máximo, se determina la orientación del esfuerzo mínimo a  $90^\circ$  del primero.



**Figura 19.** Orientación de SHmax a partir de los datos de fracturas inducidas.

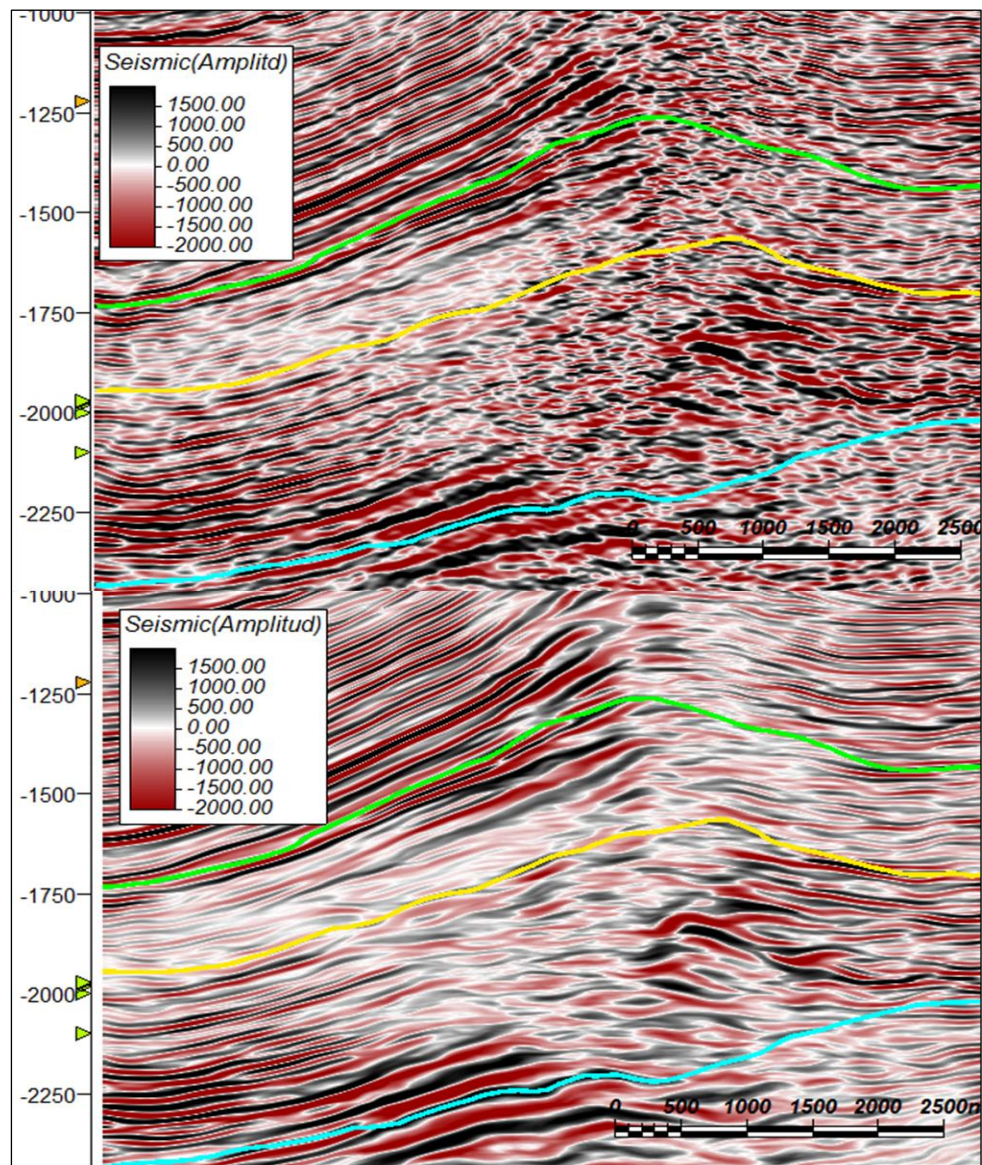
### 4.3. Modelado 3D.

El objetivo del modelado 3D es propagar las propiedades calculadas anteriormente en el modelado 1D, dentro de una grilla. Previo a la fase de interpretación sísmica se hace necesario acondicionar la sísmica con el objetivo de aumentar la relación señal/ruido y mejorar la continuidad lateral de los reflectores, este proceso se realizó en el software openTec (ANEXO E). En la figura 20 se observa el resultado de este procesamiento, la imagen de arriba corresponde a una sección sísmica del volumen original, mientras la imagen inferior muestra la misma sección sísmica acondicionada, se puede observar como el ruido de la imagen original se ha disminuido notoriamente. Los altos buzamientos de los reflectores, los cuales convergen hacia el centro de la imagen se deben a la deformación que está siendo causada por uno de los dos diapiros reportados en la zona, en las cercanías del mismo la señal se ve muy afectada, por esta razón el acondicionamiento de la sísmica es de vital importancia para lograr una interpretación más confiable.

**4.3.1. Atributos sísmicos.** Partiendo de la sísmica acondicionada se calcularon los atributos sísmicos usados en el proceso de interpretación sísmica. Para la interpretación estratigráfica se

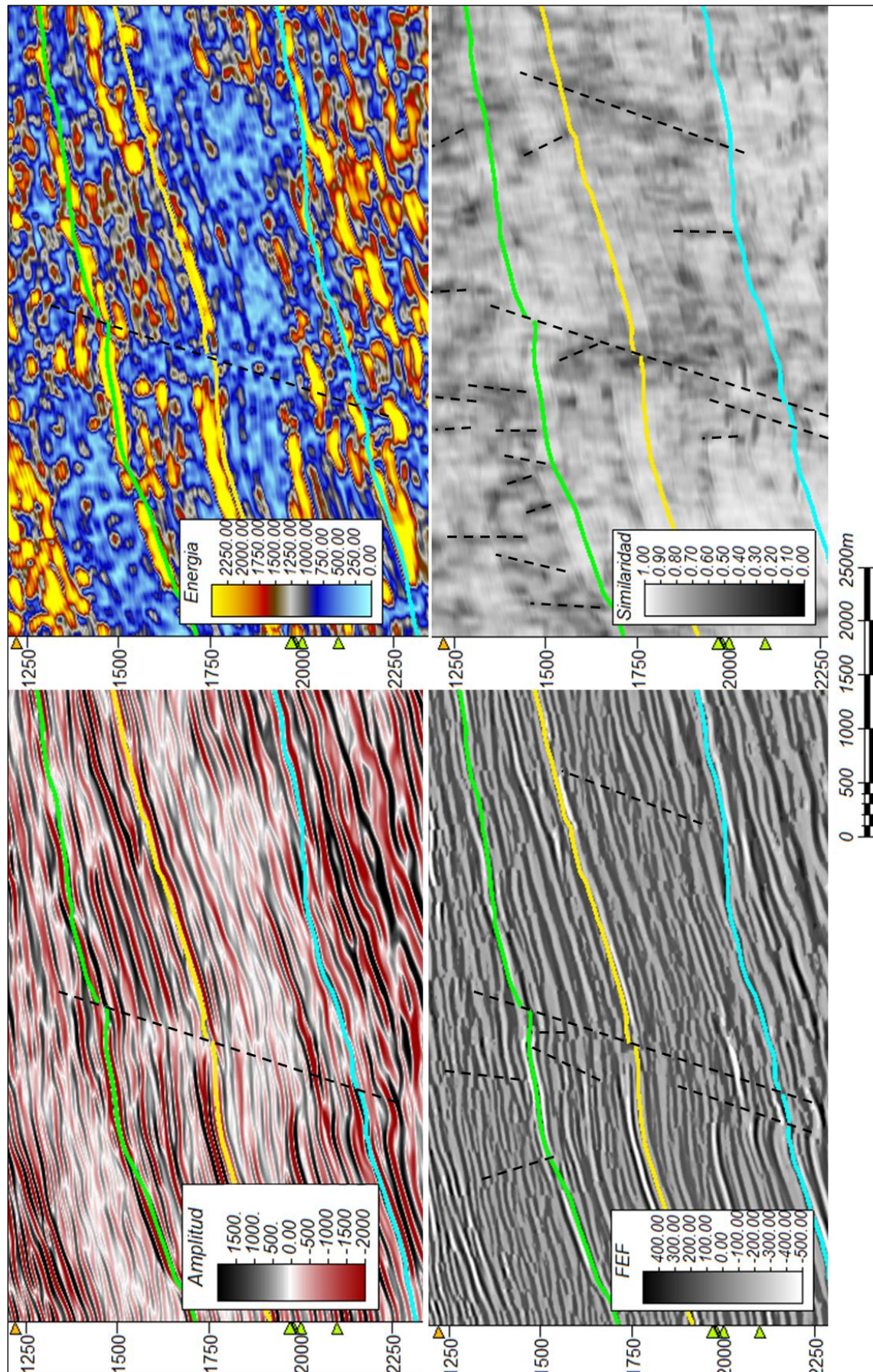


usaron los atributos: Dip Steering Median Filter [DSMF] o filtro con buzamiento guiado y Amplitud RMS o Energía. Para la iluminación de elementos estructurales y su posterior interpretación se utilizó el atributo de similaridad, así como el filtro Fault Enhancement Filter (FEF), y Structural smoothing (ANEXO F). En la figura 21 se observan los atributos nombrados anteriormente calculados para una línea sísmica.



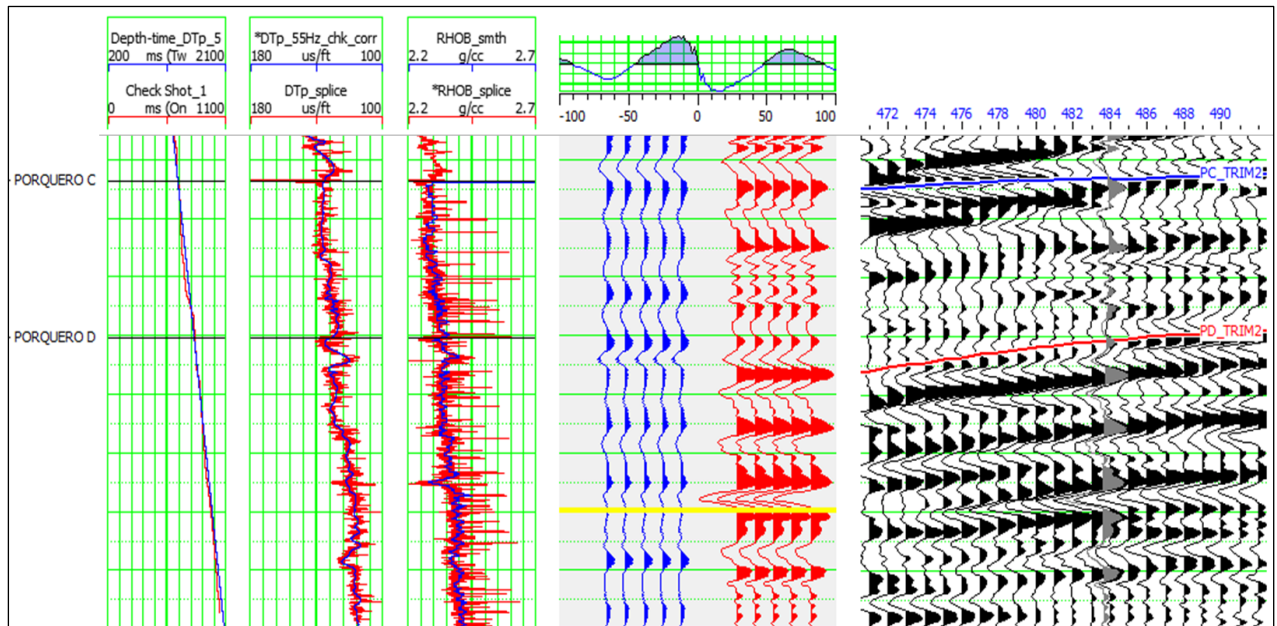
**Figura 20.** Comparación entre sísmica original y acondicionada. Arriba: sección sísmica original. Abajo: sísmica acondicionada.





**Figura 21.** Atributos sísmicos calculados a la sísmica original. Arriba-izquierda: DSFM. Arriba-derecha: Amplitud RMS. Abajo-izquierda: FEF. Abajo-derecha: Similaridad.

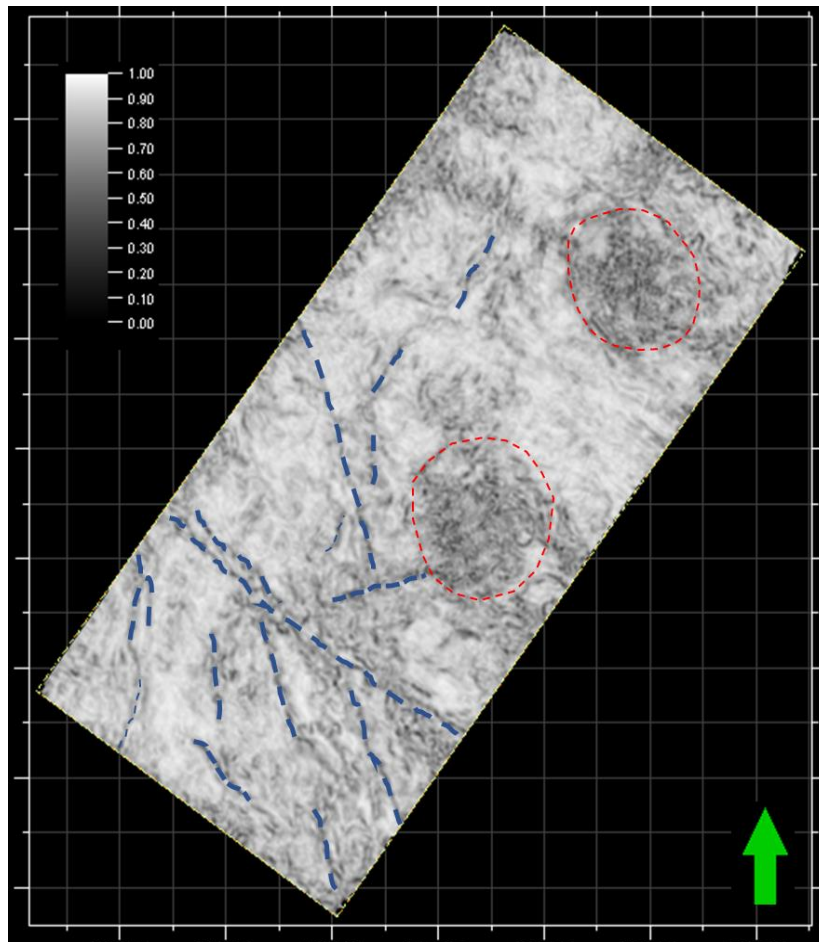
**4.3.2. Amarre sísmica pozo.** El amarre sísmica pozo es un paso crucial pues consiste en calibrar los registros de pozo con el volumen sísmico, alineando los topes de las formaciones con sus eventos sísmicos correspondientes (ANEXO G), lo que se traduce en una interpretación estratigráfica más confiable (Figura 22). Este proceso es indispensable al momento de propagar las propiedades en el modelo de celdas.



**Figura 22.** Amarre sísmica-pozo-D-1X. Carril 1: curva tiempo profundidad de sónico(azul), corregida por el Checkshot (rojo). Carril 2: Densidad original(roja) y filtrada (azul). Carril 3: Sónico de onda P original (rojo) y filtrada (azul). La traza azul corresponde a la traza sintética y la roja a la traza sísmica.

**4.3.3. Interpretación estructural.** Entre los rasgos estructurales identificados se observa la presencia de dos diapiros que deforman localmente el buzamiento de las capas. Las fallas interpretadas corresponden a un régimen normal principalmente, en algunos casos con geometría listrica y un salto de hasta 200 milisegundos, de igual manera asociadas a estas fallas normales se encuentran fallas inversas antitéticas de menor tamaño. En la figura 23 se observa un time slice del atributo de similaridad; encerrados en rojo se señalan bajos valores de similaridad estos son asociados a la deformación causada por la intrusión de los diapiros mencionados previamente. Las líneas punteadas de color azul corresponden a la expresión en planta de algunas de las fallas interpretadas.

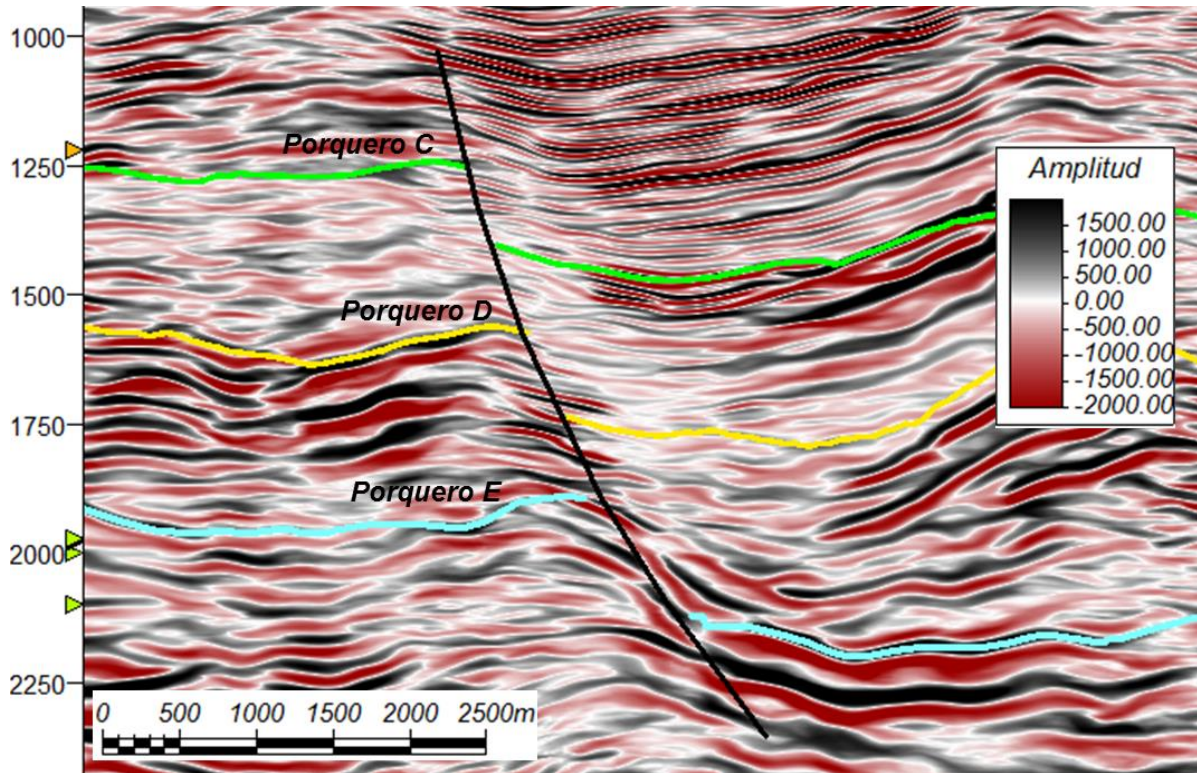




**Figura 23.** Time slice del atributo de similaridad. Tonalidades oscuras corresponden a bajos valores de similaridad. Los tonos blancos representan altos valores de similaridad.

**4.3.4. Interpretación estratigráfica.** Para la construcción de los modelos de propiedades 3D se interpretaron 3 horizontes, los cuales corresponden a los topes de las unidades operacionales Porquero C, D y E. En la figura 24 x se observa el desplazamiento que están sufriendo los horizontes interpretados debido a la presencia de una falla normal. Esta falla está produciendo un salto de ~200 milisegundos. Una vez completada la

**4.3.5. Conversión a profundidad.** Una vez realizada la interpretación sísmica, haciendo uso de los horizontes. Se calibró el volumen de velocidad de onda P con las velocidades intervalos de los checkshots de cada uno de los pozos, con el fin de crear un modelo de velocidades interválicas con el fin de convertir de tiempo a profundidad el modelo estructural.



**Figura 24.** Interpretación estratigráfica y estructural.

**4.3.6. Modelos de propiedades 3D.** El objetivo del modelado 3D es propagar las propiedades calculadas en el modelo 1D a través de una grilla. En estos modelos 3D se integra todo lo que fue desarrollado previamente, pues incluye los modelos 1D, amarre sísmica pozo, interpretación de horizontes y rasgos estructurales.

**4.3.6.1. Construcción de grilla.** Para propagar las propiedades en un modelo 3D se necesita la construcción de una grilla o modelo de celdas. La grilla utiliza como datos de entrada los horizontes y fallas interpretadas, los cuales son calibrados con los topes de los pozos. Se construyó una grilla con dos zonas delimitadas por los horizontes: Porquero C, D y E. Las celdas tienen un tamaño de 100\*100, el espesor de cada celda es establecido al momento de crear las capas en las cuales se subdividirá cada zona o formación. En la figura 25 se observa el modelo de celdas utilizado para la propagación de las propiedades.

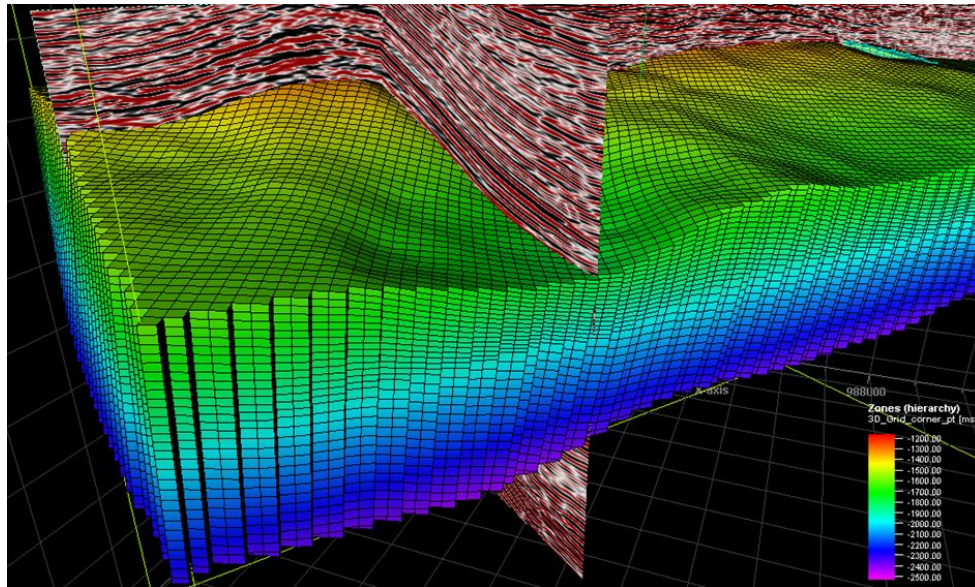


Figura 25. Modelo de celdas.

**4.3.6.2. Estimación de propiedades usando multi atributos.** Para la propagación de las propiedades geomecánicas se necesita contar con volúmenes de velocidad de onda P, densidad y módulo de Young. Como se mostró en la tabla 2 dentro de los datos suministrados no se cuenta con densidad, ni velocidad de onda P, pero en cambio se tiene Impedancia P-S, por tal razón se hace necesario derivar estos dos volúmenes.

El volumen de densidad es derivado utilizando la técnica de regresión lineal por multiatributos, la cual consiste en predecir propiedades petrofísicas a partir de sísmica, ya sea el volumen original o volúmenes producto de la inversión (Hampson et al, 2001). Mediante esta técnica se buscan los atributos sísmicos que mayor correlación presenten con la propiedad de interés, esto se logra escogiendo un operador convolucional adecuado, el cual es el número de trazas que serán promediadas. Mediante un crossplot se grafica el número de atributos para diferentes operadores con su respectivo error asociado se obtuvo que una longitud de operador igual a 3 presentara el menor error promedio (figura 26). A continuación, se valida este operador (figura 27), donde se observa que a mayor número de atributos obtendremos un error menor (línea negra), aunque esto sea cierto, lo que realmente importa es el error de validación



(curva roja). Por lo tanto, para la predicción de la densidad en porquero D se utilizó un operador de 3pt de longitud con 6 atributos debido a que presenta el menor error posible. Por último, se aplica la transformación del análisis multiatributo a todo el volumen para así obtener un volumen de densidad. (figura 28)

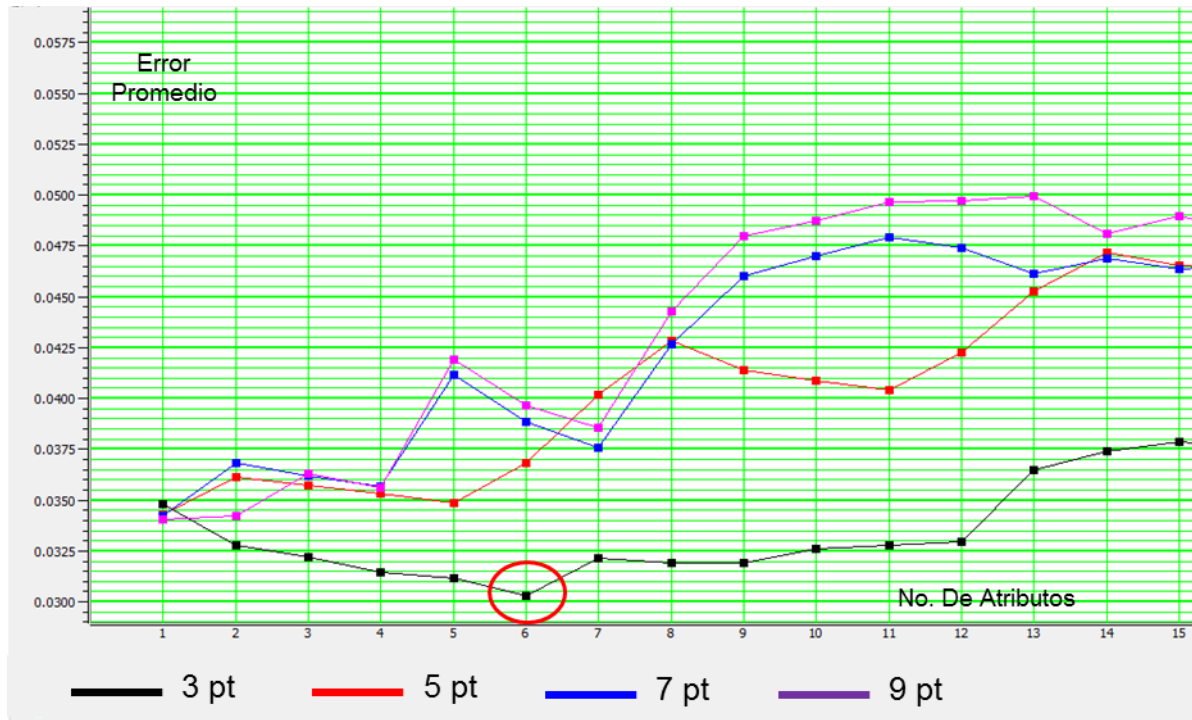


Figura 26. Numero de atributos versus error promedio para 4 operadores convoluciones

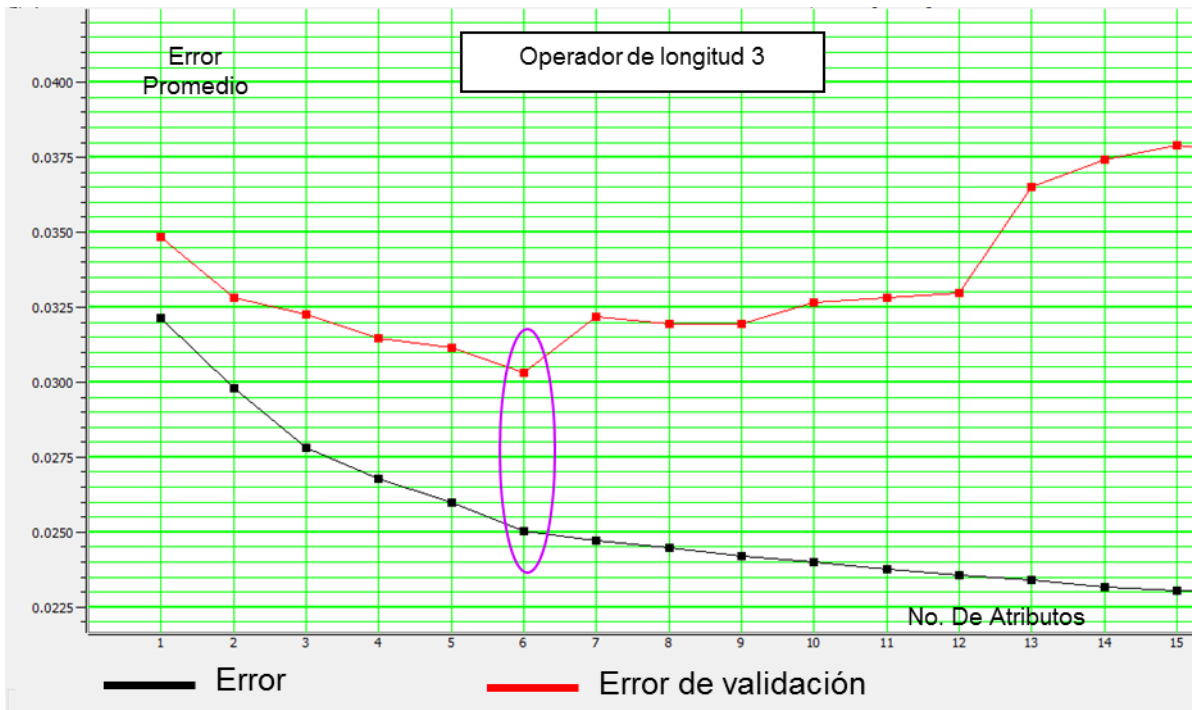
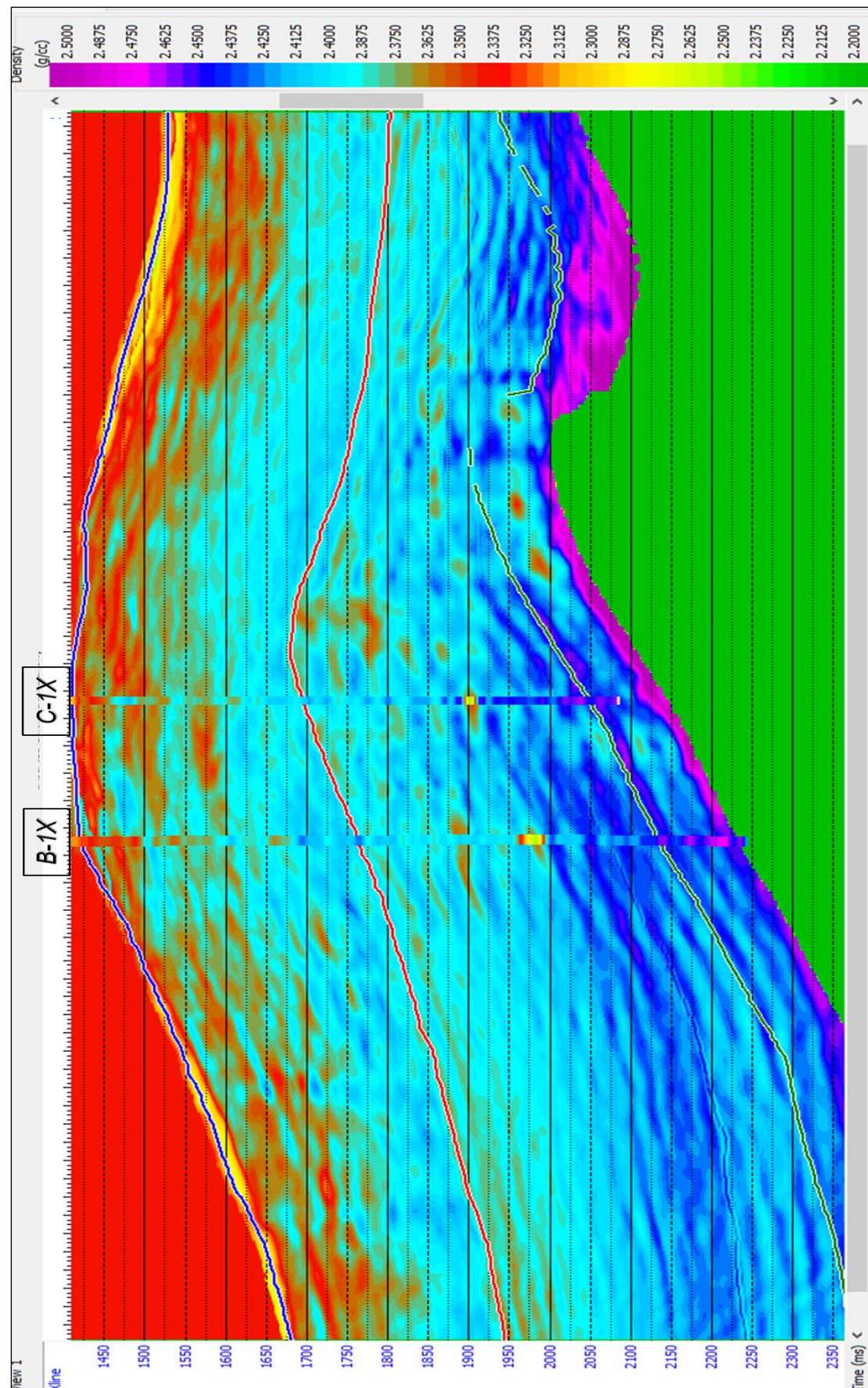


Figura 27. Análisis de error para un operador de longitud 3.



**Figura 28.** Densidad derivada utilizando regresión multiatributos. Obsérvese la buena correlación entre las trazas sísmicas y los pozos B-1X y D-1X.



Posterior al cálculo del volumen de densidad volumétrica se derivó la velocidad de onda P, partiendo del hecho que la Impedancia P es el producto de la densidad y la velocidad P, la cual será usada en el cómputo de la presión de poro.

**4.3.6.3. Propagación de propiedades.** Se generó un modelo para cada uno de los tres esfuerzos principales más la presión de poro, utilizando la grilla construida previamente (figuras 29, 30, 31 y 32).

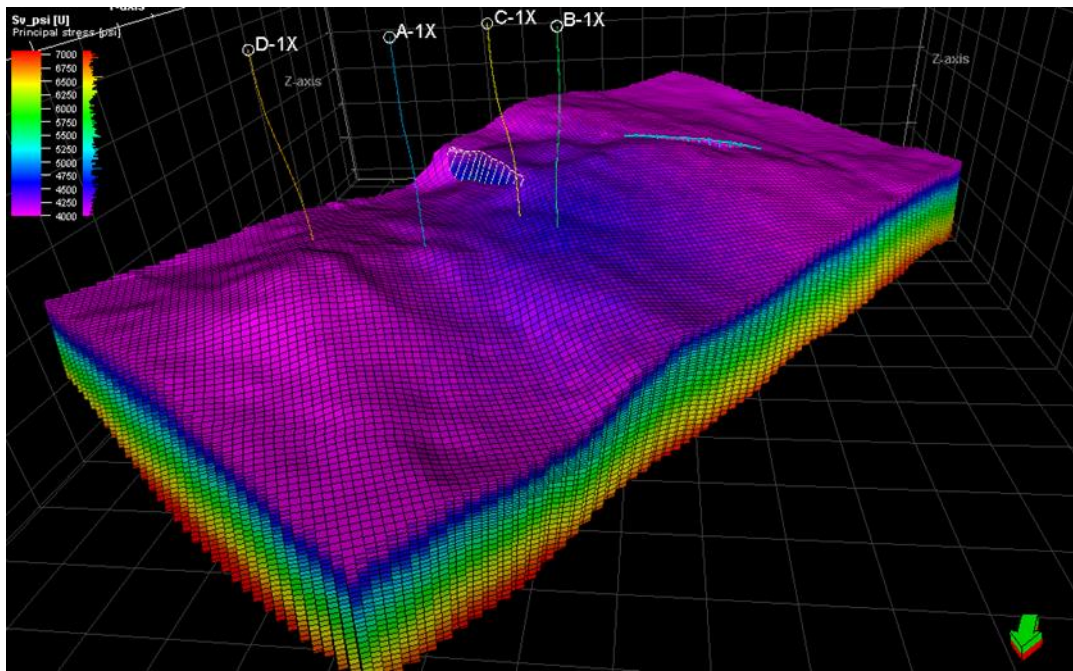


Figura 29. Modelo 3D de esfuerzo vertical.

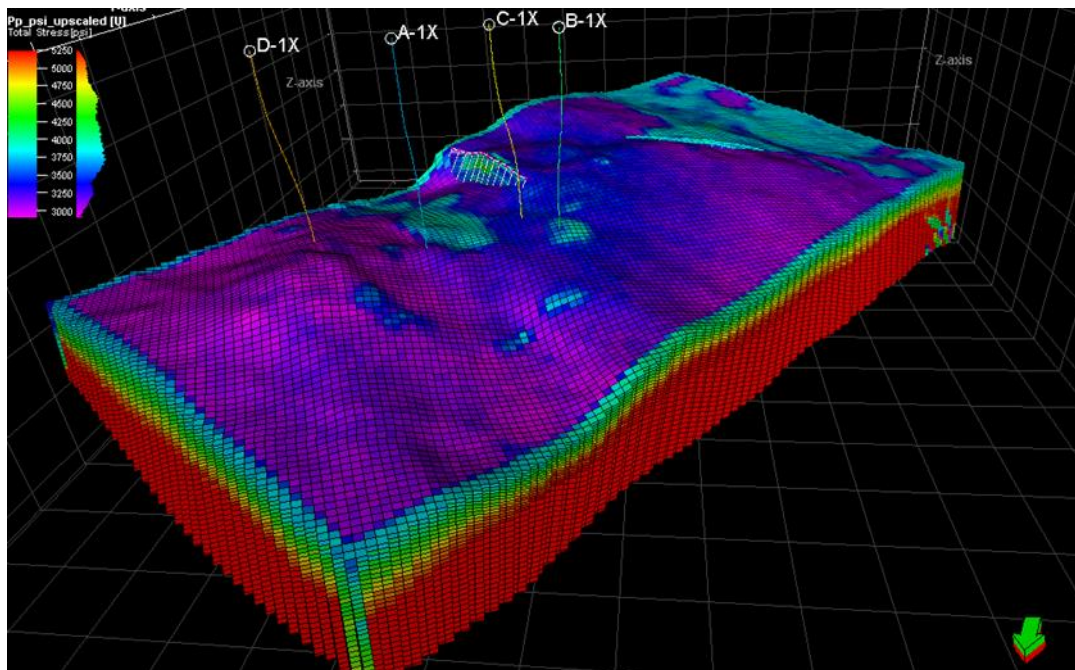


Figura 30. Modelo 3D de presión de poro.

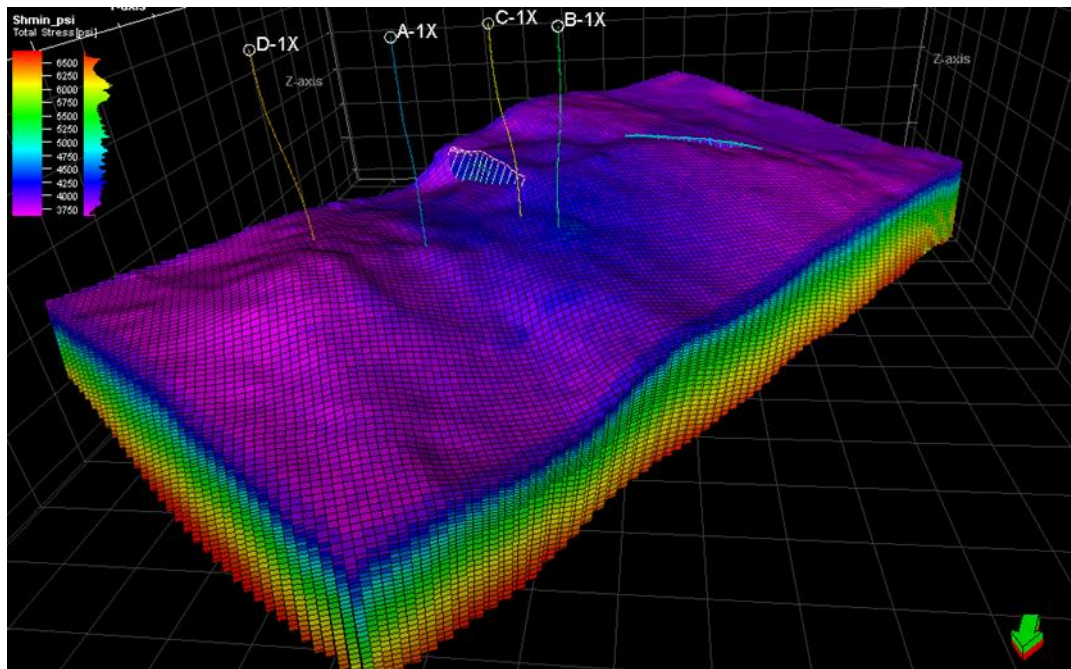


Figura 31. Modelo 3D de esfuerzo mínimo horizontal.

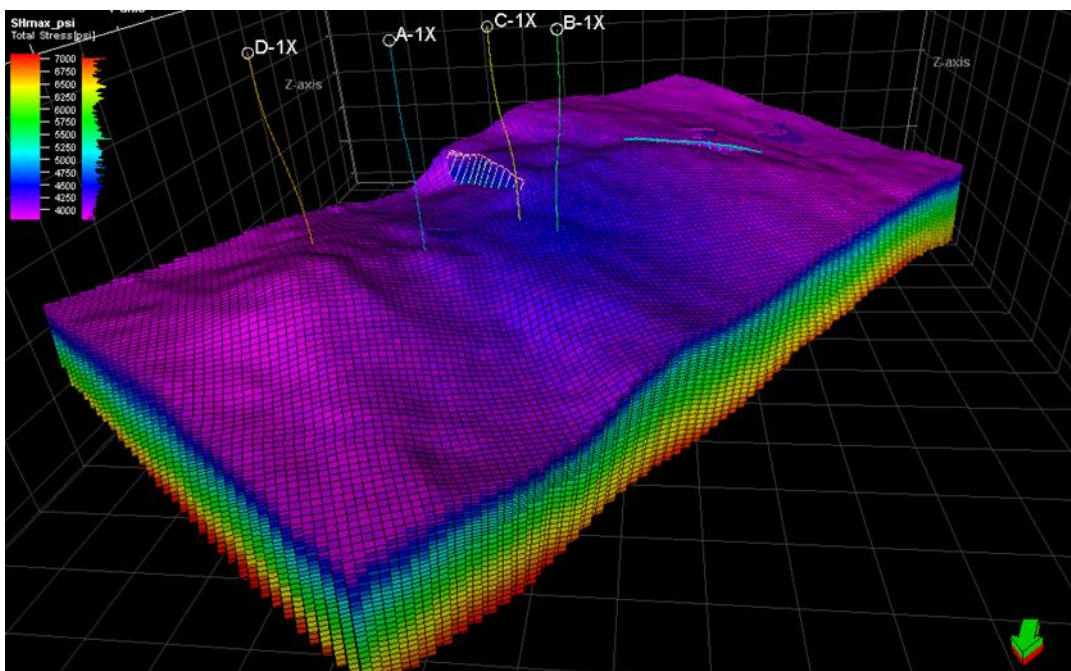


Figura 32. Modelo 3D de esfuerzo horizontal máximo.

**4.3.6.4. Factibilidad de fracturamiento.** Diferenciar zonas donde la roca se comporte de manera frágil, de aquellas donde lo haga de manera dúctil frente a una posible estimulación hidráulica, es el objetivo principal de este trabajo, para lograrlo se tomó como referencia la metodología propuesta por Gray, et al., 2012, donde deriva el régimen de esfuerzos ( $S_v$ ,  $S_{hmin}$ ,  $S_{hmax}$ ) a partir de la inversión sísmica. Los autores acuñan el termino Relación Diferencial

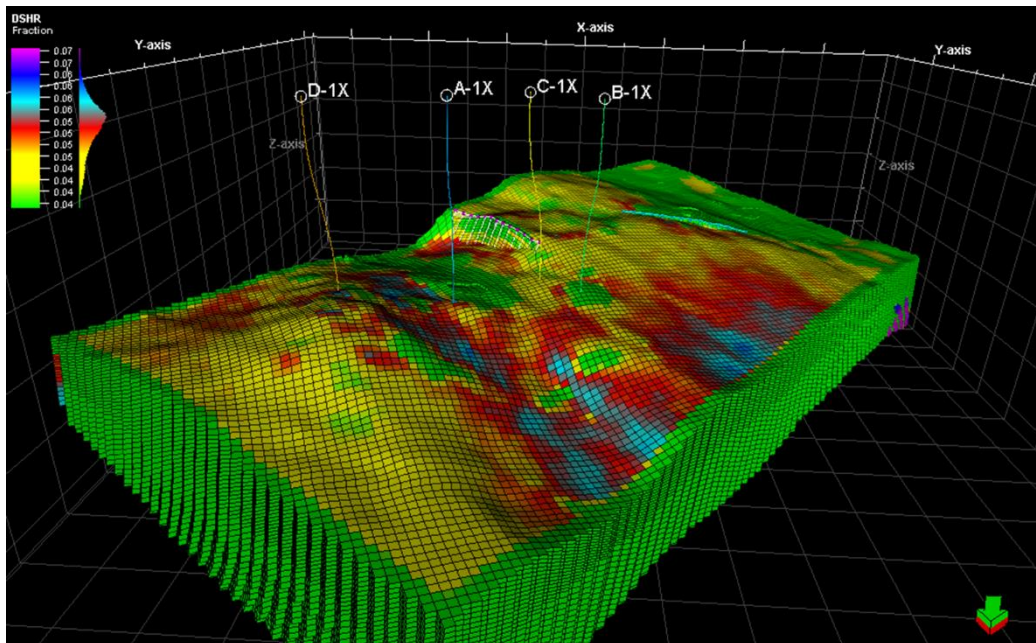


de Esfuerzos Horizontales(DHSR) (Eq 14), el cual junto con el módulo de Young determinaran el comportamiento de las fracturas inducidas por fracturamiento hidráulico, de la siguiente manera:

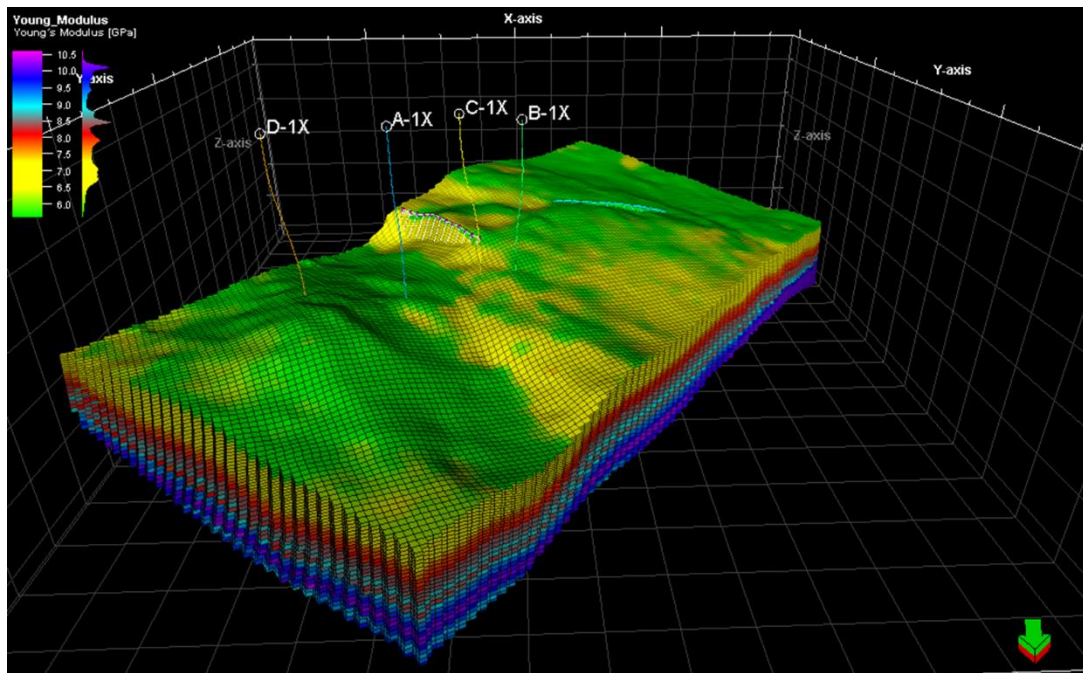
- Módulo de Young alto y DHSR bajo: Las fracturas se propagan en una variedad de direcciones provocando una red de fracturas.
- Módulo de Young alto y DHSR alto: Las fracturas crecerán paralelas a la dirección del esfuerzo horizontal máximo.
- Módulo de Young bajo: La roca es propensa a comportarse dúctilmente.

$$DSHR = \frac{SH_{max} - Sh_{min}}{SH_{max}} \quad (14)$$

En base a lo anterior se definieron las zonas más factibles a responder positivamente ante un fracturamiento hidráulico dentro del intervalo de interés. Se calculó el DHSR (Figura 33) y se re-escalo el volumen de módulo de Young a la grilla (Figura 34), para posteriormente realizar un gráfico cruzado de estas dos propiedades.



**Figura 33.** Modelo 3D - DHSR.



**Figura 34.** Modelo 3D – Modulo de Young.

La clasificación del comportamiento mecánico de las rocas en las tres clases nombradas previamente se lleva a cabo mediante un gráfico cruzado, donde se plotea módulo de Young (eje x) y DSHR (eje y) (Figura 35). Para escoger los rangos adecuados de estas dos propiedades es necesario llevar el módulo de Young a condiciones estáticas. Los parámetros obtenidos de medidas estáticas y dinámicas generalmente son diferentes, siendo en algunos casos los módulos estáticos tres veces menores que los dinámicos (Najibi et al., 2015).

Para transformar el módulo de Young obtenido de los registros de pozo (dinámico) a condiciones (estáticas) se hace uso de las pruebas triaxiales. Se obtuvo una relación entre el módulo de Young estático obtenido de la pendiente de la curva esfuerzo deformación, y el módulo de Young dinámico derivado de medidas de  $V_p$ ,  $V_s$  y  $\rho$  realizadas a una muestra de núcleo. Esta relación de igual manera es aplicada a la sísmica para corregir el módulo de Young a condiciones estáticas.

En las figuras 35, 36 y 37 se observa el crossplot de módulo de Young estático versus DSHR (sísmica) para la formación Porquero C y D respectivamente, así como los rangos usados en la discriminación de las tres clases.

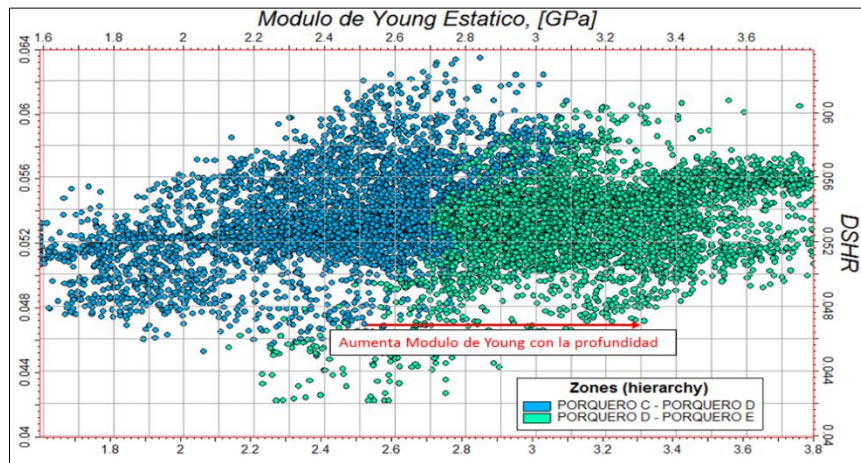


Figura 35. Crossplot- Modulo de Young versus DSHR.

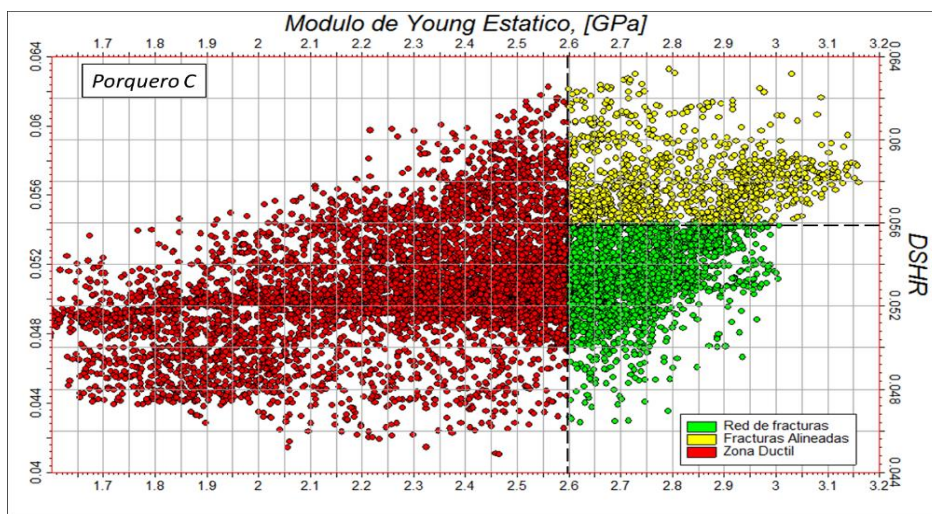


Figura 36. Crossplot de Modulo de Young versus DSHR, Porquero C.

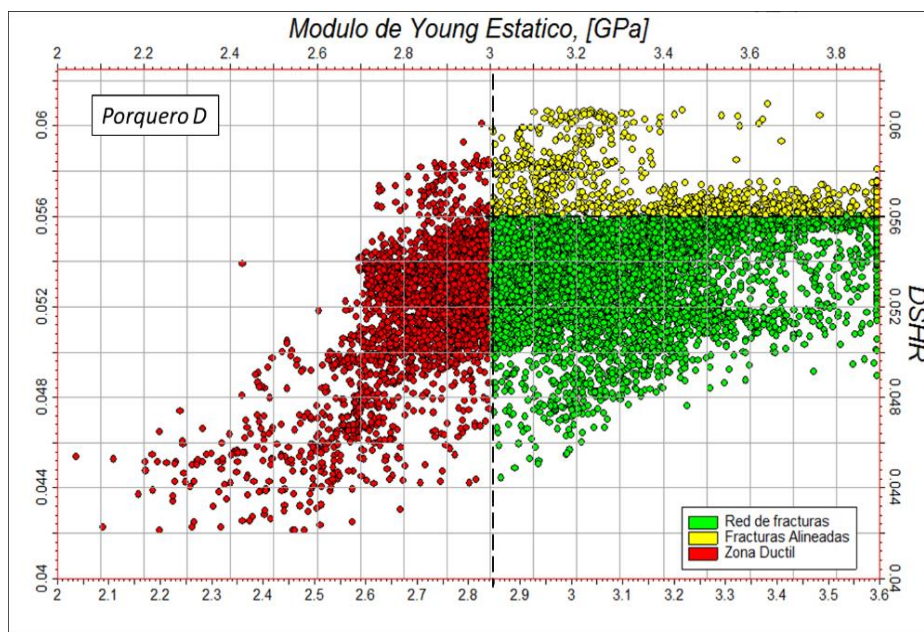
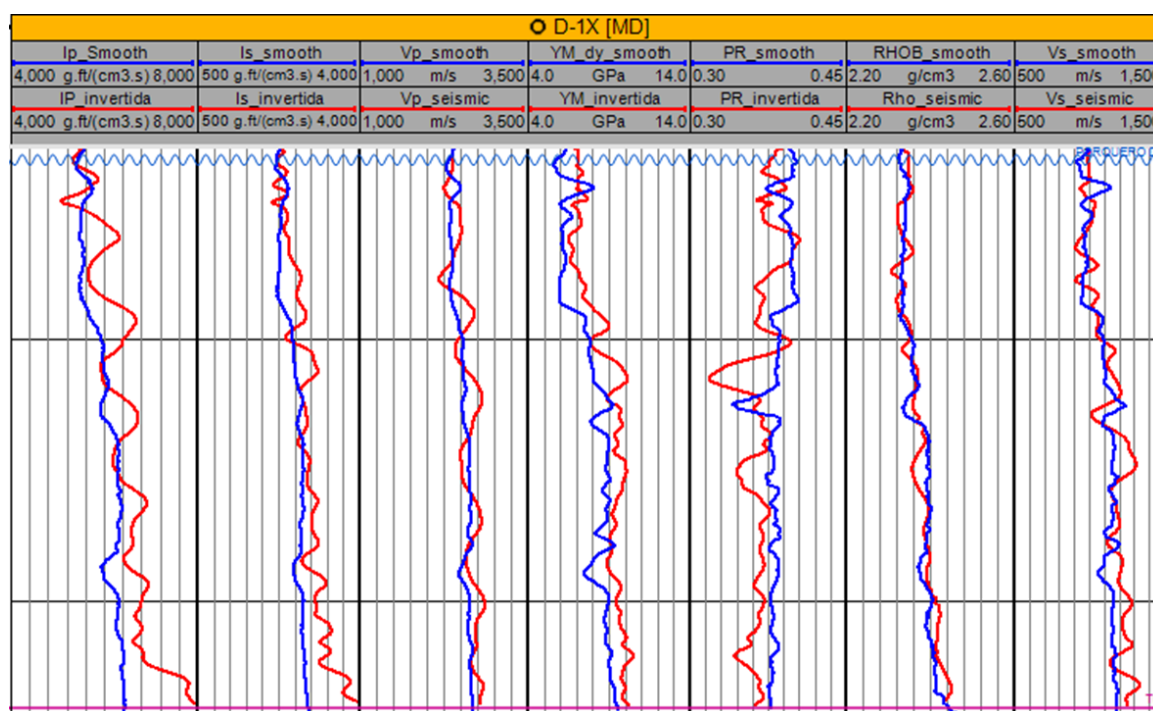


Figura 37. Crossplot de Modulo de Young versus DSHR, Porquero D.



**4.3.6.5. Comparación de modelos 1D y 3D.** Para tener una idea a cerca de la calidad del modelo final es necesario comparar los datos de entrada. En la figura 38 se observa la correlación existente entre los cubos producto del proceso de inversión simultánea (curva roja) y los registros de pozo escalados a la frecuencia de la sísmica (curva azul). En algunos intervalos la información sísmica no ajusta correctamente con lo medido en los registros, por esta razón en estas zonas la incertidumbre del modelo final va a ser alta.



**Figura 38.** Comparación entre propiedades elásticas derivadas de pozo (azul) y derivas de la sísmica (rojo).

En la figura 39 se observa una comparación entre las propiedades calculadas a partir de los registros(1D) y los modelos 3D de las mismas. Las curvas rojas corresponden a los registros de pozos suavizados y las negras escalonadas a los valores del modelo de celdas en la trayectoria del pozo.

En los últimos dos carriles se observa el modelo de factibilidad de fracturamiento calculado en el pozo y el modelo resultante de la grilla respectivamente. La principal diferencia entre estos dos es el nivel de detalle, puesto el primero fue calculado con los registros originales, sin ningún proceso de escalado, por tal razón la resolución es mucho mayor. La discrepancia

respecto al modelo 3D se debe principalmente a la resolución vertical de la sísmica la cual está cercana a los 100 ft, esto quiere decir que un geocuerpo debe tener este espesor mínimo para ser observado a escala sísmica, a pesar de esto se observa una buena correlación en cuanto a las tendencias generales.

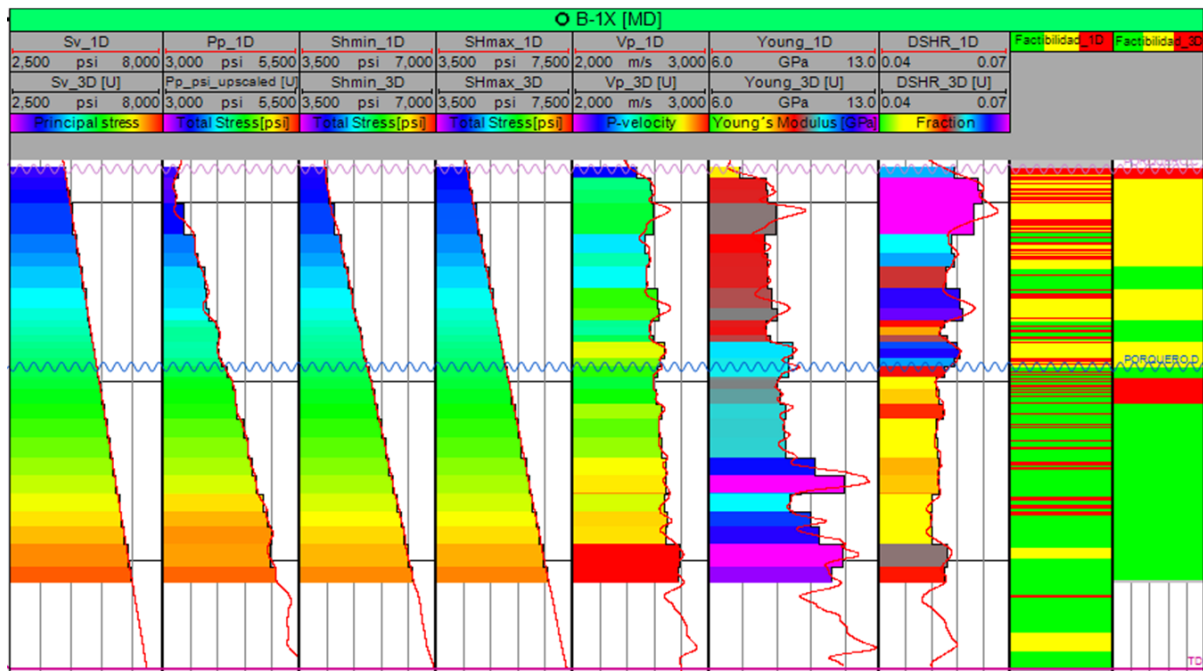


Figura 39. Comparación entre modelo de esfuerzos 1D y 3D.

## 5. Análisis de resultados.

### 5.1. Modelo Geomecánico.

La presión de poro obtenida a partir del modelo geomecánico 1D presenta una tendencia normal en las áreas más someras, (entre 900 y 1000 fts). A partir de este punto la presión de poro comienza a aumentar paulatinamente con respecto a la presión hidrostática, hasta llegar a 19 [ppg] en las partes más profundas (Figura 40). Por lo tanto, casi la totalidad de la columna estratigráfica en esta región presenta sobrepresión.

Partiendo de la premisa de que la porosidad disminuye con la profundidad o compactación, puede definirse una tendencia normal de la misma. Cuando se encuentran valores que se alejan de esta tendencia se establece lo que se conoce como geopresiones o presiones anómalas. Uno

de los mecanismos principales causantes de presiones anormales es el desequilibrio por compactación mecánica, el cual ocurre cuando la velocidad de enterramiento y/o deposición de sedimentos poco permeables es superior a la velocidad a la que los sedimentos expulsan el agua contenida en los espacios porales.

Las sobrepresiones presentadas en el área de estudio pueden ser sustentadas en base a la alta tasa de sedimentación presentada durante la deposición, esto es reflejado en la edad de los sedimentos (Oligoceno -33Ma) y si se tiene en cuenta el espesor de la columna estratigráfica en el depocentro de la subcuenca de plato es de (~22.000 fts) podría estimarse una tasa de sedimentación de ~200 m/Ma, esto sin tener en cuenta factores como la erosión y el levantamiento tectónico.

Las elevadas velocidades de sedimentación son producto de los pulsos tectónicos de la orogenia andina provocada por la subducción de bajo ángulo de la placa caribe bajo la placa sudamericana los cuales empezaron a manifestarse desde principios del Mioceno, esto provoco un consecuente levantamiento de los macizos de Santa Marta y Santander lo que generó un aporte importante de sedimentos provenientes de estas áreas. Mientras estas áreas eran levantadas, por su parte la subcuenca de plato por efectos de isostasia se iba profundizando. Estos factores sumados a la litología predominantemente arcillosa (baja permeabilidad) así como el proceso diapirico que se observa a partir de la información sísmica, fueron factores claves al momento del desarrollo de las sobrepresiones.

Analizando el régimen de esfuerzos se estableció que corresponde a un régimen de falla normal según la ley de Anderson ( $S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin}$ ). Sin embargo, el hecho que las magnitudes del esfuerzo máximo horizontal y el vertical sean tan cercanas (Figura 40) puede corresponder a que el régimen de esfuerzos este siendo afectado por una componente rumbo deslizante.



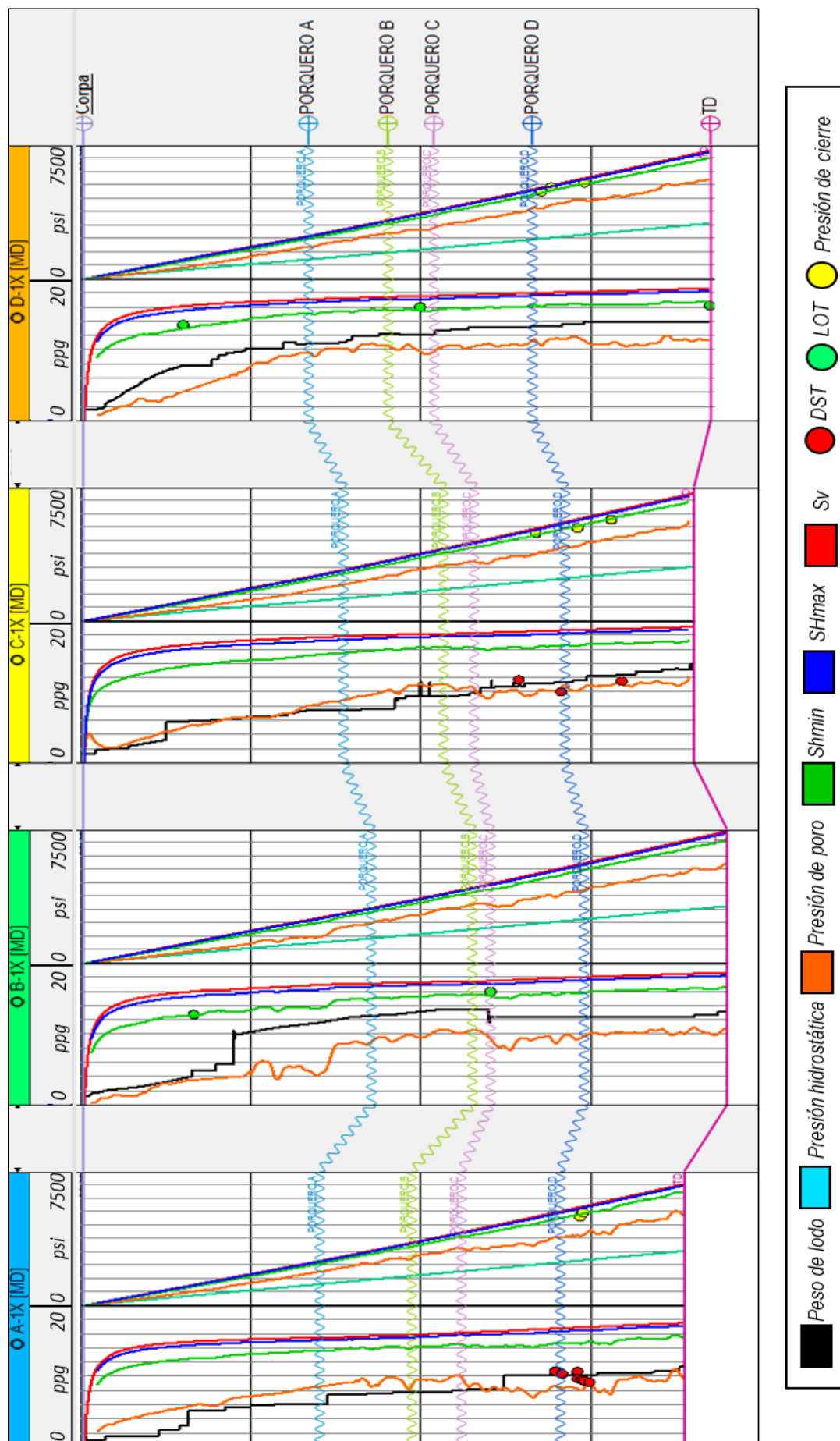
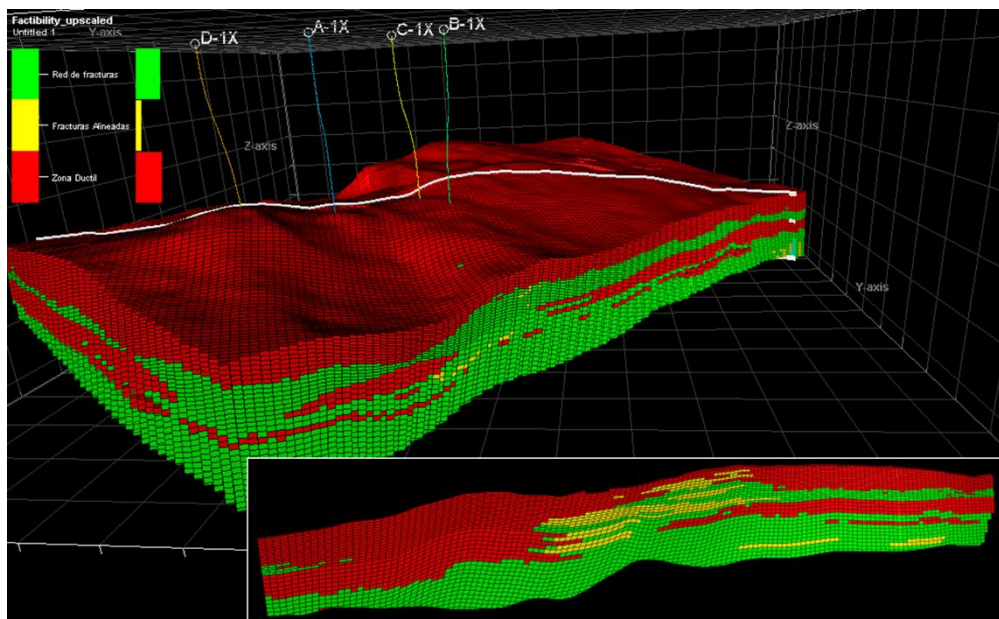


Figura 40. Régimen de esfuerzos a partir del modelo 1D.

## 5.2. Clasificación de factibilidad de fracturamiento.

En la figura 41 se observa el modelo de factibilidad para Porquero C-D, las zonas más atractivas corresponden a aquellas donde las fracturas se generarán sin ninguna dirección preferencial (verde), estas áreas deberían ser perforadas primero, debido a que presentaran una mejor producción. Las áreas resaltadas en amarillo, de igual manera será posible propagar fracturas hidráulicas, pero orientándose paralelamente al esfuerzo horizontal máximo, por tal razón la permeabilidad secundaria inducida será menor. Las zonas rojas deben ser tratadas con cuidado al momento de perforar o seleccionar un intervalo a ser fracturado, debido a que es muy probable que se comporten dúctilmente y cualquier esfuerzo por estimularlas sea infructuoso.

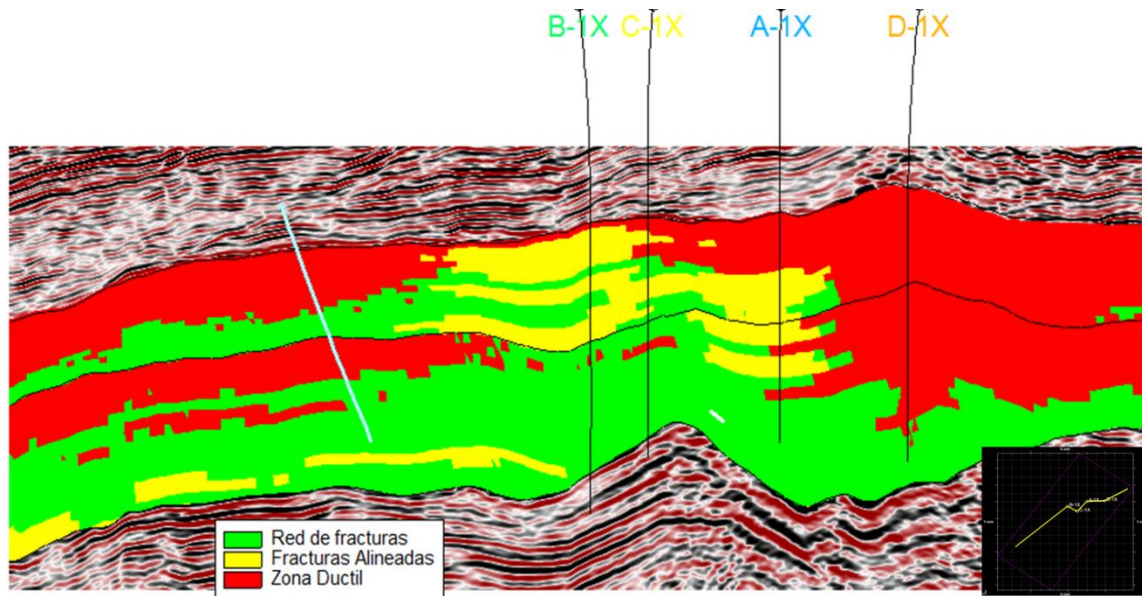


**Figura 41.** Modelo 3D de factibilidad de fracturamiento hidráulico. La sección inferior corresponde a la sección marcada por la línea blanca en el modelo 3D.

De este modelo final se llegó a los siguientes resultados:

- Se espera un comportamiento principalmente dúctil para gran parte de la formación Porquero C, sobre todo hacia las zonas más someras.

- La unidad Porquero D es la más prospectiva de las dos, partiendo del hecho que el 60% del volumen de roca contenido dentro de este intervalo será propenso a desarrollar una red de fracturas ante una posible estimulación hidráulica, mientras solo el 29.7% lo hará de manera dúctil. En el porcentaje restante las fracturas se propagarán alineadas a la dirección del esfuerzo máximo.



- En la ubicación del pozo D-1X (Figura 42) no se encuentran intervalos atractivos para ser fracturados, en este pozo los valores de módulo de Young son muy bajos respecto a los otros tres, esto puede deberse en parte a la mineralogía, puesto que los registros mineralógicos muestran un porcentaje de minerales arcillosos con un valor promedio cercano al 60%, las cuales. Las arcillas presentan por lo general bajos módulos de Young, alta relación de poisson y baja dureza, lo que conlleva a un comportamiento dúctil. Por su parte minerales como el cuarzo y los feldespatos tienden a comportarse de manera frágil (jarvie et al 2007), y además presentan valores de módulo de Young más altos que las arcillas. Por esta razón en cercanías a los pozos B-1X y C-1X el espesor facturable es mucho más alto, debido a que el contenido de estos minerales es mayor.

- En el modelo se observa una tendencia de encontrar mejores propiedades de roca con el aumento de la profundidad (ANEXO H). Esto se debe al hecho que el módulo de Young es derivado de la velocidad de onda P-S y la densidad y a su vez estas propiedades elásticas se relacionan directamente con la profundidad y por ende por la compactación. Por tal razón debe tratarse ambas unidades por separado, debido a que geológicamente se encuentran separadas por una discordancia, por lo tanto, se presentaron distintas condiciones en el momento de la depositación de cada una de estas. Además, si se observa a detalle ambas presentan tendencias diferentes en el módulo de Young. Si se analiza por separado cada formación también se observan varias tendencias en las propiedades elásticas, las cuales también se encuentran separadas por discordancias locales. Partiendo de esto, para mejorar la predicción del modelo, las dos unidades estudiadas deberían ser subdivididas en intervalos más pequeños y analizados independientemente.

## **6. Conclusiones.**

- A partir del modelo geomecánico se infiere que la mayor parte de la secuencia estratigráfica se encuentra sobrepresurizada, esto quiere decir valores de presión de poro o de formación mayores a la presión hidrostática, esta tendencia anómala es respaldada por las pruebas de presión de formación realizadas en los pozos.
- El régimen de esfuerzos que actualmente controla la zona corresponde a una configuración de tipo normal ( $S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin}$ ), el cual a su vez presenta una componente de rumbo debido a la pequeña diferencia entre las magnitudes del esfuerzo máximo horizontal y el esfuerzo vertical.
- A partir de la orientación de las fracturas inducidas en la pared del pozo interpretadas de los registros de imagen se pudo inferir la orientación del esfuerzo horizontal máximo, el cual está orientado en una dirección de  $115^\circ$  respecto al norte.

- El entendimiento de la composición mineralógica juega un papel importante en la caracterización de este tipo de reservorios debido a su gran variación lateral. La implementación de registros mineralógicos permitió relacionar el alto volumen de minerales arcillosos con rocas dúctiles y los intervalos facturables con mineralogías con predominancia de cuarzo y feldespatos.
- El modelo propuesto de factibilidad de fracturamiento hidráulico permitió diferenciar las zonas con mejores propiedades geomecánicas de una manera satisfactoria. Cabe resaltar que este modelo se encuentra limitado por dos factores:
  - La falta de más datos de ensayos triaxiales que permitan una mejor calibración.
  - La resolución vertical de la sísmica impide que capas con espesores menores ~100 fts puedan ser resueltas por la sísmica, por lo tanto, estas serán solo identificadas a escala de pozo.
- La unidad Porquero D presenta un mayor potencial para fracturamiento hidráulico respecto a Porquero C, esto es evidenciado por la mineralogía y las propiedades elásticas y mecánicas de la roca. Los modelos de propiedades 3D pueden servir para la futura navegación de un pozo debido a que permiten identificar las zonas con presiones de poro anómalas y así ser evitadas, de igual manera en caso de perforar un pozo horizontal el modelo de factibilidad permitirá seleccionar la trayectoria que mejores condiciones presente.

### **7. Recomendaciones.**

- Se recomienda realizar una caracterización geomecánica mediante ensayos de laboratorio triaxiales a núcleos a distintas profundidades, esto con el fin de obtener una mejor estimación en las propiedades mecánicas de la roca como el módulo de

Young, relación de Poisson, ángulo de fricción interna y cohesión, lo cual disminuirá la incertidumbre en la estimación de las propiedades geomecánicas.

- Para futuros pozos a ser perforados se recomienda:
  - En la medida de lo posible adquirir los registros sísmico dipolar y densidad desde la superficie, para tener una mejor calibración en las áreas más someras.
  - Continuar con la adquisición de registros resistivos de imagen y caliper orientados con el fin de tener una mejor aproximación de la orientación de los esfuerzos.
  - Continuar con la adquisición de registros mineralógicos.
  - Realizar pruebas de tipo Leak-off y Leak-off extendida para tener un mejor entendimiento del esfuerzo mínimo horizontal y el régimen de esfuerzos en general.
  - Llevar a cabo pruebas de tipo mini-frac y SRT, y de igual manera adquirir microsísmica para ponderar la geometría de las fracturas.

### Referencias Bibliográficas

- Anderson, E. M., (1951). *The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain*. Edinburgh, Oliver and Boyd.
- Arminio, J. F., Yoris, F., Porras, L. et al. (2011). *Petroleum Geology of Colombia: Lower Magdalena Basin*, Vol. 10. Medellín, Colombia: Universidad EAFIT, Fondo Editorial-ANH.
- Barnes, A. E. (1999). *Seismic attributes past, present, and future. SEG Technical Program Expanded Abstracts 1999*: pp. 892-895. <https://doi.org/10.1190/1.1821230>
- Barrero, D., Pardo, A. and Martinez, J., (2007). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Bogotá (ANH).
- Barton CA, Zoback MD, Burns KL.(1988) *In-situ stress orientation and magnitude at the Fenton geothermal site, New Mexico, determined from wellbore breakouts*. Geophysical Research Letters, 15(5), 467–470.
- Bernal, J., Aristizábal, J. Y Duran, C., (1995). *Plan Exploratorio Bloque Guamito, Cuenca Valle Inferior del Magdalena*. Ecopetrol. Vice Presidencia de Exploración y Producción, Gerencia de Exploración. Bogotá, septiembre 1995. EPIS.
- Betancourt, J., Arminio, J., García, E., y Yoris Franklin, (2015). *Modelo Petrofísico Integrado, herramienta clave para la detección de yacimientos de gas condensado en capas delgadas y de baja permeabilidad. Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia*. Congreso Mexicano del Petróleo, Guadalajara 2015.



- Bowers, G., (1995). *Pore pressure estimation from velocity data*. SPE Drilling & Completions. June 1995. p89-95.
- Brudy M., Zoback. M.D., (1999). *Estimation of the complete stress tensor to 8 km depth in the KTB scientific drill holes: implications for crustal strength*. J Geophys Res 1997;102:18453–75.
- Caceres C., H., Molina G., J., Bernal B., J., Montoya C., A. (1981). *Reporte Geológico Final pozo Ligia-1*. Empresa Colombiana de Petróleos, división de exploración, departamento de geología. Bogota, Colombia. EPIS
- Chang, C., Zoback, M. D. et al. (2006). “Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks.” Journal of Petroleum Science and Engineering, 51, 223–237.
- Chopra, S., and K. J. Marfurt, (2005). *Seismic attributes – A historical perspective: Geophysics*, 70, 3SO – 28SO
- Chopra, S., and K. J. Marfurt, (2007). *Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization*: SEG geophysical developments series, no 11.
- Dutta, N.C. (Editor) 1987. *Geopressure*, Geophysical Reprint Series No. 7, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, OK.
- Dutta, N.C. (2002). *Geopressure prediction using seismic data*. Geophysics, vol. 67, No. 6 (november-december 2002); p. 2012–2041.
- Eaton, B. A (1972). *A Theory on the effect of overburden stress on geopressure prediction from well logs*. SPE 3719. SPE-AIME Abnormal subsurface pore pressure symposium, Baton Rouge. Journal of Petroleum Technology, August, 929-934.

Eaton, B. A. (1975). *The equation for geopressure prediction from well logs*. SPE 5544 (Society of Petroleum Engineers of AIME, 1975)

Faust, L. Y. (1953). *A velocity function including lithologic variation*. Geophysics, 18(2), 271-288. doi:10.1190/1.1437869.

Fertl, H.W. 1976. Abnormal Formation Pressures. Elsevier, NewYork.

Fjaer, E. (2009). *Static and dynamic moduli of a weak sandstone*. Geophysics, 74, WA103–WA112.

Gardner, G. F., Gardner, L. W., & Gregory, A. R. (1974). *Formation velocity and density; the diagnostic basics for stratigraphic traps*. Geophysics, 39(6), 770-780. doi:10.1190/1.1440465

Golubev, A.A., Robinovich, G.Y., (1976). *Resultaty primeneia apparatury akusticeskogo karotasa dlja predeleina proconstykh svoistv gormykh porod na mestorosdeniaach tverdych isjopaemykh*. Prikl Geofiz Moskova 73, 109–116.

Gough, D. I. and Bell, J.S. (1981), *Stresses orientations from oil well fractures in Alberta and Texas*, Can. Journal. Earth Sci., 18. 1358-1370, 1981.

Gray, D. (2010). *Targeting horizontal stresses and optimal hydraulic fracture locations through seismic data*. 6th Annual Canadian Institute Shale Gas Conference. [http://www.cggveritas.com/technicalDocuments/cggv\\_0000006453.pdf](http://www.cggveritas.com/technicalDocuments/cggv_0000006453.pdf)

Gray, D., P. Anderson, J. Logel, F. Delbecq, D. Schmidt, and R. Schmid (2012). *Estimation of Stress and Geomechanical Properties Using 3D Seismic Data*, First Break, 30 (3), 59–68.

Hampson, D. P., Schuelke, J. S., & Quirein, J. A. (2001). *Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data*. Geophysics, 66(1), 220–236. <https://doi.org/10.1190/1.1444899>

- Hart, B. (2008). *Channel detection in 3-D seismic data using sweetness*. AAPG Bulletin V. 92, p. 733-742.
- Hilterman, F. (2001). *Seismic Amplitude Interpretation*. SEG/EAGE distinguished instructor short course no 4.
- Horsrud, P. (2001). *Estimating Mechanical Properties of Shale From Empirical Correlations*. Society of Petroleum Engineers, SPE 56017(June), 68–73. <https://doi.org/10.2118/56017-PA>.
- Hottmann, C.E. and Johnson, R.K. (1965). *Estimation of formation pressures from log-derived shale properties*. J. Pet. Technol., June: 717-722.
- Hubert, M.K. and Rubey, W.W. (1956). *Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting*. Geol. Soc. Am. Bull., 70:115-166.
- Hubbert, M. K. and Willis, D. G. (1957). *Mechanics of hydraulic fracturing*. Petr. Trans. AIME, 210, 153–163.
- Huffman, A. (2002). *The future of pore-pressure prediction using geophysical methods*. The Leading Edge. p 199-205.
- Lahann, R. (2002) Impact of smectite diagenesis on compactation modeling and compactation equilibrium, in A. R. Huffman and G. L. Bowers, eds., *Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction*: AAPG Memoir 76, p. 61-72.
- Lashkaripour, G. R. and Dusseault, M. B. (1993). *A statistical study of shale properties; relationship among principal shale properties*. Proceedings of the Conference on Probabilistic Methods in Geotechnical Engineering, Canberra, Australia.

- Lal, M. (1999). *Shale stability: drilling fluid interaction and shale strength*, SPE 54356. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, Society of Petroleum Engineering.
- Leyva, I., Arminio, J., & Vega, R. (2012). *Exploración de Plays No Convencionales para Gas en la Formación Porquero de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia*. ACGGP Meeting, 1–7.
- Mavko, G., Mukerji, T. and Dvorkin, J. (1998). *The Handbook of Rock Physics*. Cambridge University Press.
- McNally, G.H., 1987. Estimation of coal measures rock strength using sonic and neutron logs. *Geoexploration* 24, 381–395.
- Najibi, A. R., Ghafoori, M., Lashkaripour, G. R., & Asef, M. R. (2015). *Empirical relations between strength and static and dynamic elastic properties of Asmari and Sarvak limestones, two main oil reservoirs in Iran*. *Journal Of Petroleum Science And Engineering*, 12678-82. doi:10.1016/j.petrol.2014.12.010.
- Plumb, R.A., 1994. Influence of composition and texture on the failure properties of clastic rocks. Eurock 94, Rock Mechanics in Petroleum Engineering conference, Delft, Netherlands, pp. 13–20.
- Reyes, H, A., Gomez, P, D., Montenegro, B, M., (2004). *Tectonoestratigrafía y evolución geológica del Valle Inferior del Magdalena*. Boletín de Geología.
- Reyes H., A., Montenegro B., G., Gómez G., P. D. (2000). *Evolución Tectonoestratigráfica del Valle Inferior del Magdalena, Colombia*. “VII Simposio Bolivariano. Exploración Petrolera de Cuencas Subandinas” Caracas, Venezuela

- Reyes S., J. P., Mantilla M., M., Sebastián G., J. (2000). *Regiones Tectono-Sedimentarias del Valle Inferior del Magdalena, Colombia*. VII Simposio Bolivariano. Exploración Petrolera de Cuencas Subandinas.
- Rickman, R., Mullen, M., Petre, E., Grieser, B. and Kundert, D. (2008) *A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale*. SPE 115258.
- Sayers, C., 2010, Geophysics under stress: Geomechanical applications of seismic and borehole acoustic waves: SEG Distinguished Instructor Short Course, Distinguished Instructor Series No. 13, <http://dx.doi.org/10.1190/1.9781560802129>.
- Simm, R., Bacon, M., (2014). *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge, U.K.: Cambridge University Press.
- Vernik, L., Bruno, M. et al. (1993). "Empirical relations between compressive strength and porosity of siliciclastic rocks. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.*, 30,7, 677–680.
- Villamil T. (1999). *Campanian–Miocene tectonostratigraphic, depocenter evolution and basin development of Colombia and western Venezuela*. Elsevier Science B.V 153 p 239–275.
- Yardley, G.S. & Swarbrick, R.E.(2000). *Lateral transfer – a source of additional overpressure?* *Marine & Petroleum Geology*, v. 17, p. 523-538.
- Yassir N., Addis M.A., (2002) Relationships between pore pressure and stress in different tectonic settings, in A. R. Huffman and G. L. Bowers, eds., *Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction: AAPG Memoir 76*, p. 79-88.
- Zoback M.D, Moos D, Mastin L. (1985). Well bore breakouts and in situ stress. *Journal of Geophysical Research*, 90(B7), 5523–5530.

Zoback, M. D. (2007). *Reservoir geomechanics* / Mark D. Zoback. New York : Cambridge University Press, 2010.

## **Anexos.**

### **Anexo A. Registros mineralógicos ESC-ELAN**

Estos registros son poco comunes, pero de gran uso en áreas con geología muy heterogénea como el presente caso. El objetivo de estas herramientas consiste en arrojar una estimación volumétrica de familias de minerales, lo cual permite caracterizar más detalladamente el reservorio. A continuación, se explica brevemente cada uno:

ESC: Elemental Capture Spectroscopy, esta sonda utiliza una fuente de neutrones de Americio Berilio (AmBe) y un detector de Bismuto Germanato (BGO) para medir las concentraciones relativas de elementos basándose en la espectroscopia de rayos gamma de captura de neutrones inducida. Los elementos primarios medidos son: Silicio (Si), Hierro (Fe), Calcio (Ca), Azufre (S), Titanio (Ti), Gadolinio (Gd), Cloro (Cl), Bario (Ba), e Hidrógeno (H).

A partir de las mediciones de abundancia relativa de los elementos mencionados anteriormente y por medio de relaciones empíricas derivadas de los núcleos son calculadas las fracciones de los siguientes grupos mineralógicos: Arcilla, carbonatos, anhidrita + yeso, S y Ca, QFM (Cuarzo + Feldespato + mica), pirita, siderita, carbón, sal. Recuperado de [http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline\\_open\\_hole/petrophysics/porosity/ecs\\_brochure.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/petrophysics/porosity/ecs_brochure.pdf)

ELAN: Es un avanzado programa de análisis de registro multimineralógico, este computa la mineralogía más probable de la formación y los volúmenes de fluidos en los poros a partir de la técnica de inversión de mínimos cuadrados. Esta herramienta tiene un particular valor en áreas de litologías complejas especial. Recuperado de <http://www.software.slb.com/products/geoframe/gf-petrophysics/elanplus>.

### **Anexo B. Propiedades elásticas**



Se como conoce como propiedades elásticas de las rocas a las siguientes propiedades: módulo de Young, relación de Poisson, modulo volumétrico y módulo de cizalla. Estas propiedades están relacionadas a la relación esfuerzo-deformación.

Relación de Poisson: Se define como la razón negativa entre la deformación transversal y la deformación longitudinal (Mavko et al., 1998). Por motivos prácticos es expresada en función de la velocidad de la onda P y S (Hilterman, 2001).

$$\sigma = \frac{Vp^2 - 2Vs^2}{2(Vp^2 - Vs^2)} \quad (1)$$

Módulo de Young: Es conocida como la relación entre el esfuerzo y la deformación uniaxial.

$$E = \frac{\rho Vs^2(3Vp^2 - 4Vs^2)}{Vp^2 - Vs^2} \quad (2)$$

Modulo volumétrico: Respuesta de la roca ante la aplicación de un esfuerzo normal aplicado en todas las direcciones de una unidad de roca y es la relación entre el esfuerzo compresivo y el cambio volumétrico (Simm R., and Bacon M., 2014).

$$K = \frac{S}{\Delta V/V} \quad (3)$$

Módulo de cizalla: Es una medida de cuanto la roca puede ser aplastada (Simm R., and Bacon M., 2014), es llamada a menudo como compresibilidad.

$$\mu = \frac{\text{Esfuerzo de cizalla}}{\text{Deformacion por cizalla}} \quad (4)$$

## Anexo C. Geopresiones

La presión de poro o presión de formación depende directamente de las condiciones de depositación. Es conocida como la presión que ejercen los fluidos contenidos en los espacios

porosos de una roca. En condiciones normales de compactación, la presión de poros es exactamente igual a la presión hidrostática y por lo tanto su cuantificación es idéntica (Dutta, 1997).

Es muy común encontrar presiones anormales, ya sea por encima (sobrepresiones) o por debajo (subpresiones) de la presión hidrostática. Las principales causas de sobrepresión son:

- Desequilibrio por compactación mecánica. (Hubbert and Rubey, 1956).
- Deshidratación de arcillas y alteración debido a procesos diagenéticos (Dutta, 1987)
- Lentas permeables embebidos en arcillas (Fertl, 1976)
- Tectonismo (Dutta 1987)

#### **Anexo D. Propiedades mecánicas de resistencia**

La resistencia de una roca es generalmente caracterizada por las propiedades mecánicas de resistencia las cuales son: Resistencia a la de cohesión, ángulo de fricción y resistencia a la compresión uniaxial. La determinación de estos parámetros se puede realizar por medio la prueba de Resistencia Triaxial.

La mayoría de las ecuaciones para calcular las propiedades de resistencia son relaciones empíricas derivadas de la velocidad de onda p y porosidad, calibradas con ensayos triaxiales. En la tabla D-1 se muestran algunas relaciones disponibles en la literatura para el cálculo de UCS. La tabla D-2 presenta algunas correlaciones disponibles para el cálculo de ángulo de fricción interna.

| Autor           | Ecuación. UCS [psi], Dt[μs/ft] | Comentarios                         |
|-----------------|--------------------------------|-------------------------------------|
| (McNally, 1987) | $UCS = 185213e^{-0.037Dt}$     | Areniscas de baja o porosidad media |

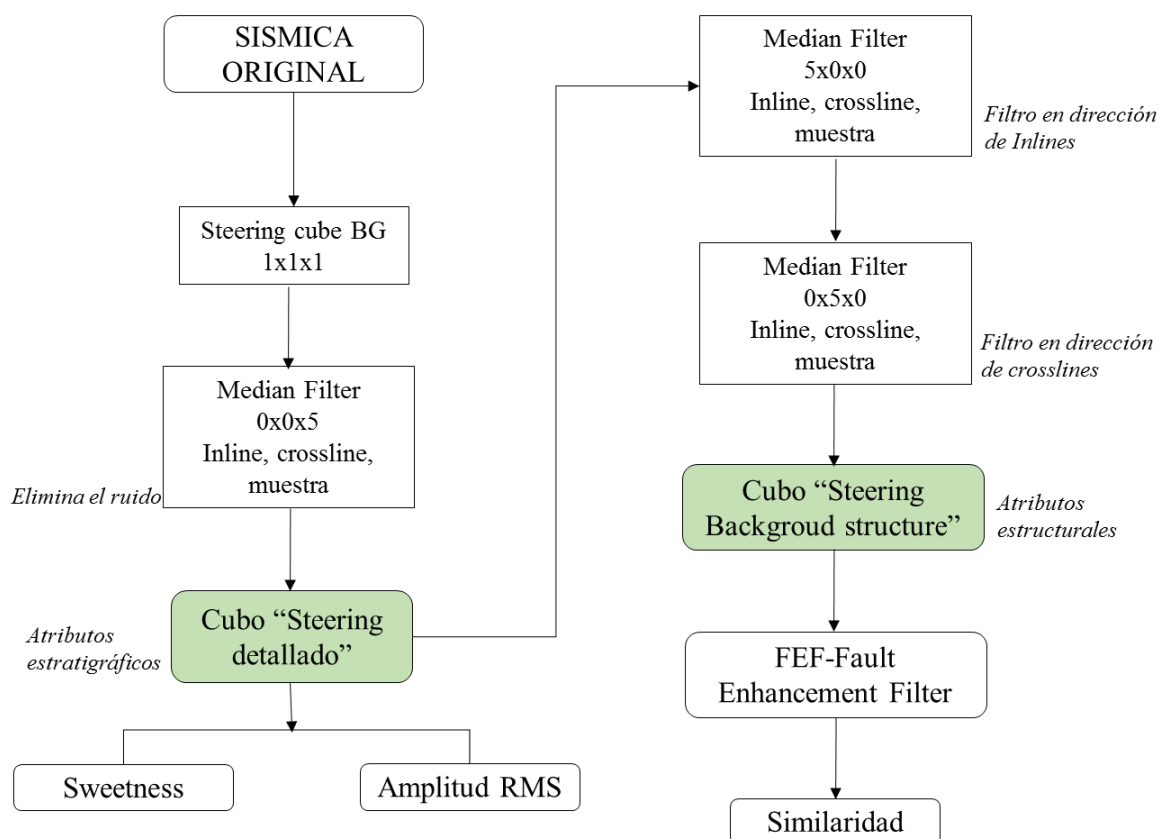
|                                  |                                                  |                                         |
|----------------------------------|--------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| (McNally 1987)                   | $UCS = 838825e^{-0.057Dt}$                       | Areniscas no consolidadas               |
| (Rahman, et. al 2010)            | $UCS = 40847e^{-0.0268Dt}$                       | Arenicas terciarias                     |
| (Chang, et. al 2006)             | $UCS = 2.05 \times 10^9 Dt^{-3}$                 | Arenas no consolidadas, golfo de Mexico |
| (Vernik, et al 1993)             | $UCS = 36830(1 - 2.3\phi)^2$                     | Areniscas con $\phi < 0.3$              |
| (Hosrud, P., 2001)               | $UCS = 111.65Vp^{2.93}$                          | Arcillas del mar del norte              |
| (Chang, et al 2006)              | $UCS = 62.35Vp^{23.2}$                           | Arcillas del Plioceno                   |
| (Lal, M., 1999)                  | $UCS = 1450(Vp - 1)$                             | Arcillas terciarias, alta porosidad     |
| (Hosrud, P., 2001)               | $UCS = 61597.51\phi^{-0.96}$                     | Limolitas                               |
| (Lashkaripour & Dusseault, 1993) | $UCS = 21044.97\phi^{-1.143}$                    | Limolitas                               |
| (Golubev and Robinovich 1976)    | $UCS = 10^{2.44 + \frac{109.17}{Dt}} \quad (10)$ | Calizas                                 |

**Tabla D-1.** Correlaciones de UCS para distintas litologías.

| Autor                          | Ecuación. AFI [grad], Dt[μs/ft]                                 | Comentarios      |
|--------------------------------|-----------------------------------------------------------------|------------------|
| (Lal, 1999)                    | $AFI = \sin^{-1}\left(\frac{Vp - 1}{Vp + 1}\right)$             | Lutitas          |
| (Plumb, 1994)                  | $AFI = 26.5 - 37.4(1 - \phi - Vshale) + 62.1(1 - \phi - Vsh)^2$ | Arenas y lutitas |
| (Weingarten and Oerkins, 1994) | $AFI = 59 - 135\phi$                                            | Areniscas        |

**Tabla D-2.** Correlaciones de AFI para distintas litologías.**Anexo E. Acondicionamiento sísmico**

El proceso de acondicionado en la sísmica se llevó acabo en el software OpenDtec utilizando el siguiente flujo de trabajo. Se utilizó el plugin Dip Steering el cual calcula el buzamiento de los reflectores en la dirección de las inlines y de las crosslines, con el fin de mejorar la continuidad de los mismos. En la figura E-1 se muestra el flujo de trabajo seguido, comenzando por la aplicación del algoritmo BG Fast steering el cual calcula el gradiente de buzamiento horizontal y verticalmente. Posterior a esto se reduce el ruido de la sísmica aplicando un filtro promedio de 5 muestras o 10 milisegundos en este caso, en este punto se obtiene el cubo detallado, que servirá como entrada para el cálculo de atributos estratigráficos. Por último, se aplica un “filtro mediano” de 5 inlines y crosslines. Este último paso nos permite calcular el Background el cual ilumina rasgos geométricos, lo que nos permitirá calcular atributos sísmicos como similaridad con mejores resultados.



**Figura E-1.** Flujo de trabajo-acondicionamiento sísmico.

## Anexo F. Atributos sísmicos

Los primeros atributos sísmicos aparecieron a finales de los 60s y principio de los 70 con el análisis de puntos brillantes como indicadores directos de hidrocarburo, los primeros atributos sísmicos incluyeron amplitud, fase y frecuencia (Barnes A, 1999).

Un atributo sísmico es una medida cuantitativa derivada de un dato sísmico, la cual tiene como objetivo iluminar una característica específica. Un buen atributo sísmico nos permite definir un ambiente deposicional o estructural y por lo tanto inferir alguna característica o propiedad de interés (Chopra and Marfurt 2005)

De manera general puede clasificarse los atributos sísmicos en dos clases, atributos estratigráficos y atributos estructurales o geométricos (Chopra and Marfurt 2007). En la etapa de interpretación sísmica se utilizaron los siguientes atributos:

- FEF:Fault Enhancement Filter
- Similaridad
- Amplitud RMS
- Sweetness

*Fault Enhancement Filter:* El objetivo de este atributo es iluminar los bordes o los límites de las fallas a lo largo del buzamiento estructural, mediante el uso de un filtro mediano o de difusión. El resultado de aplicar este atributo es una sísmica suavizada donde se ven resaltados los saltos de falla. Además, sirve como entrada para el atributo de similaridad (Manual de ayuda OpenDtec 6.0).

*Similaridad:* Es una forma de coherencia que expresa que tanto se parecen dos trazas colindantes, este atributo se presenta en una escala de 1 a 0, donde una similaridad de 1 significa que las dos trazas son prácticamente idénticas, mientras un valor de similaridad de 0 significa que son totalmente diferentes. Este atributo es de gran ayuda a la hora de iluminar fallas y fracturas (Chopra and Marfurt 2007).

*Amplitud RMS*: Conocido también como atributo de energía. Matemáticamente corresponde a la suma al cuadrado de valores de muestras dentro de una ventana especificada, divididas dentro del número de muestras especificada en la ventana de tiempo. La amplitud RMS es una medida de la reflectividad en una ventana de tiempo, cuanto mayor sea la energía, mayor será la amplitud. Este atributo mejora las variaciones laterales dentro de eventos sísmicos, por lo tanto es útil para la detección de objetos como chimeneas. (Manual de ayuda OpenDtec 6.0)

*Sweetness*: El atributo de Sweetness se puede definir como la función de dos atributos de traza compleja: fuerza de reflexión y frecuencia instantánea; así como la fase instantánea, ancho de banda instantánea y coseno de la fase instantánea.

La frecuencia instantánea es definida como la tasa de cambio de la fase y es medido en Hertz. Es función del ancho de banda de los datos sísmicos y de los espesores de las capas. Por otro lado, la fuerza de reflexión es la amplitud dependiente de la fase, conserva el mismo rango de valores de la amplitud de la cual es derivada, y sus valores son siempre positivos (Hart B, 2008).

### **Anexo G. Amarre sísmica-pozo**

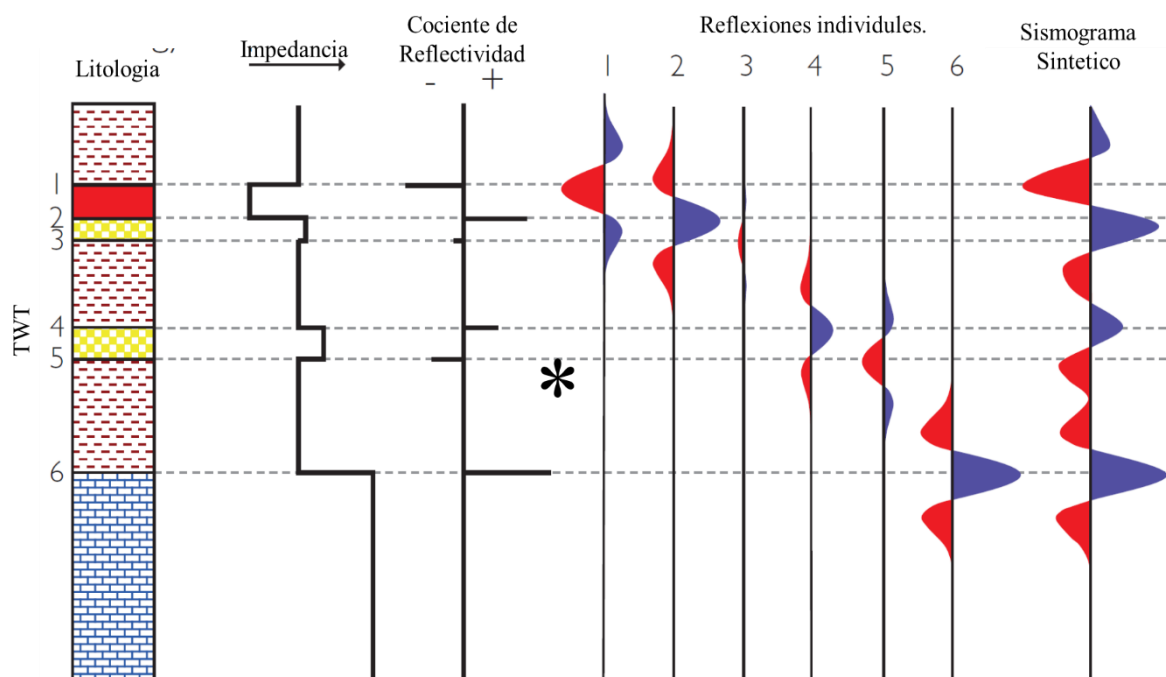
El amarre sísmica-pozo es un proceso el cual busca como objetivo ubicar los topes de las formaciones estratigráficas de los pozos con su evento o reflector sísmico correspondiente; esto buscando identificar la respuesta sísmica de los marcadores estratigráficos. El proceso de amarre sísmica – pozo puede resumirse en las siguientes etapas:

- 1). Corrección del sónico con el checkshot.
- 2) Suavizado o re-escalado de los registros de pozo, esto con el fin de igualar la escala de la sísmica y el pozo.
- 3) Extracción de ondícula.

4) Utilizando los registros suavizados de velocidad de onda P y densidad volumétrica se calcula la serie de reflectividad, La cual representa los cambios en la impedancia.

5) Por último se construye el sismograma sintético el cual se logra mediante la convolución de la serie de reflectividad y la ondícula extraída (Figura F-1).

Para terminar, se busca la mayor correlación entre la traza sísmica real y el sismograma sintético.



**Figura** Proceso de Amarre sísmica-pozo. Tomado y modificado de (Simm. R., and Bacon. M., 2014)

## Anexo H. Mapas de factibilidad de fracturamiento

A continuación, se presentan dos imágenes correspondientes al modelo de factibilidad de fracturamiento para el intermedio de la formación Porquero C y Porquero D.



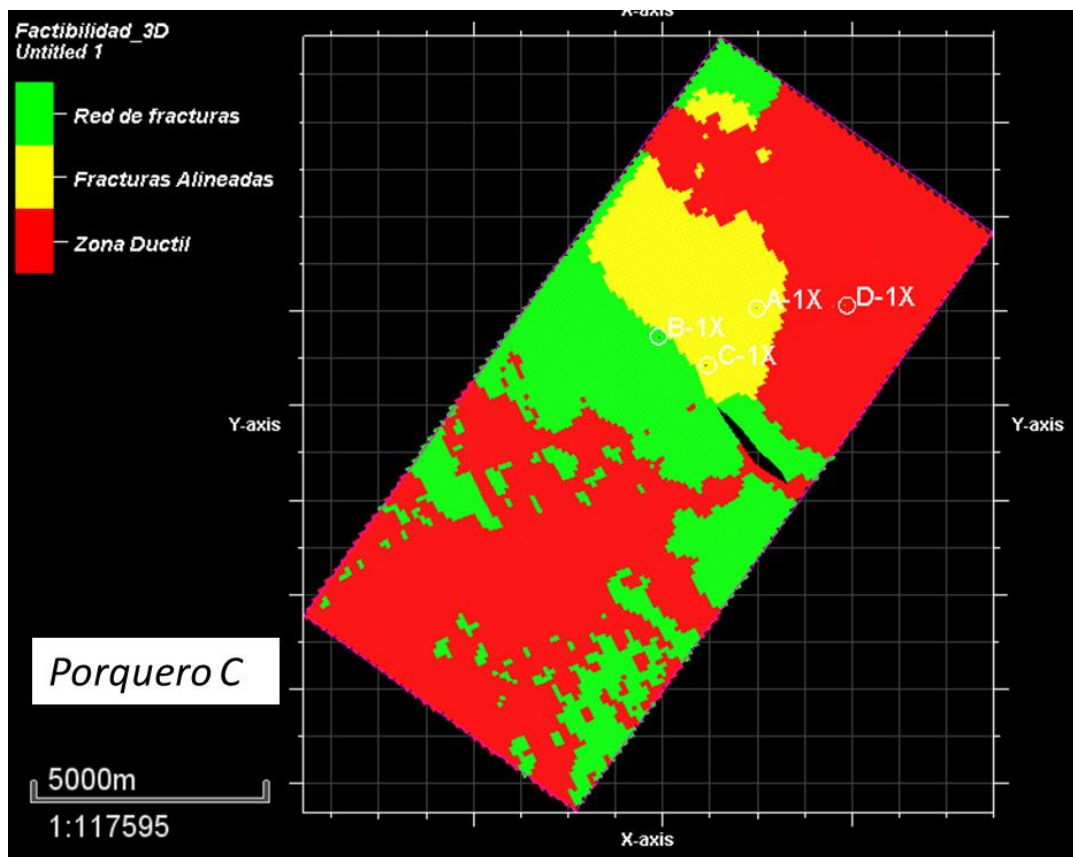


Figura H-1. Mapa de factibilidad de fracturamiento en el intermedio de la formación Porquero C

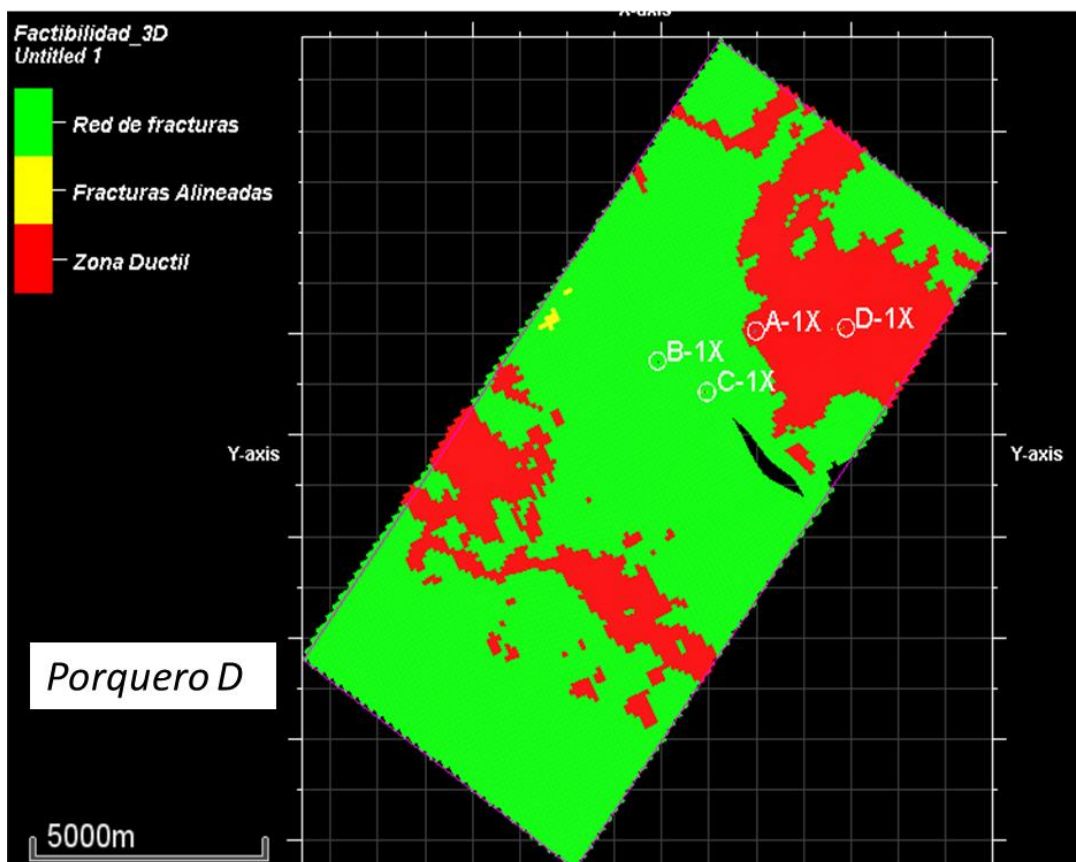


Figura H-2. Mapa de factibilidad de fracturamiento en el intermedio de la formación Porquero D.