

**EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE SHALE-GAS EN LA SUB-CUENCA  
CESAR EN COLOMBIA**

Jesús David Díez Becerra

Trabajo de Investigación para optar por el título de

Geólogo

Director

Mario García González

Post-Ph.D. Geoquímica Orgánica

Codirector

Julián David De Bedout Ordoñez

Ph.D.(c) & Ms.En. Petróleo y Gas.



Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2023

## Dedicatoria

*Me gustaría dedicar este proyecto, esperando esté a la altura de hacerlo, a mis padres José María Díez y Marlene Becerra y a mi hermano José Jaime Díez, pues son las personas que más amo en mi vida y quienes me motivan siempre a ser una mejor persona.*

## Agradecimientos

*En primer lugar, le agradezco a Dios, por guiar mi vida y mis pasos para poder llegar hasta este punto de mi carrera y de mi vida personal.*

*A mis padres, José María Díez y Marlene Becerra y a mi hermano José Jaime Díez y su esposa Karoll Cadena, quienes han estado siempre a mi lado, y siempre me han brindado su amor, apoyo, compañía y ejemplo, porque por ellos siempre me mantengo motivado a seguir adelante. A mis abuelitas, tíos, Ligia León, Mercedes Díez, Juan Díez, que, con su amor y ejemplo, han sido una inspiración en mi vida y en mi carrera.*

*A Mario García y Julián De Bedout, que más que mis directores de proyecto han sido mis amigos y desde que los conozco han sido una inspiración y motivación para lograr mis objetivos, y a lo largo del camino, me han apoyado y enseñado a ser un buen profesional y persona. A Andrés De La Oz, Lucía Torrado y Óscar Acevedo, quienes me apoyaron y me extendieron su mano con un consejo, una enseñanza o un comentario.*

*A mis mejores amigas, Paula Bohórquez y Margarita Sierra, con quienes a lo largo de la carrera nos apoyamos, acompañamos y ayudamos, con quienes pasamos noches enteras sin dormir y con quienes tengo los mejores recuerdos de mi pregrado.*

*A los profesores que sembraron en mí un amor tan grande por esta ciencia tan hermosa, quienes enseñaron con pasión y cariño las materias, y que, aparte de ser profesores, son colegas y buenos amigos. Finalmente, pero no menos importante, me gustaría agradecerles a todas aquellas personas que no he mencionado, pero que a lo largo de mi carrera de alguna u otra forma han estado presentes y me han apoyado y acompañado.*

## Tabla de Contenido

	<b>Pág.</b>
<b>1. Introducción .....</b>	<b>12</b>
<b>2. Objetivos.....</b>	<b>13</b>
2.1. Objetivo General.....	13
2.2. Objetivos Específicos .....	13
<b>3. Marco Geológico .....</b>	<b>14</b>
3.1. Localización.....	14
3.1.1. Estratigrafía General de la Subcuenca Cesar .....	15
<b>4. Marco Teórico.....</b>	<b>18</b>
4.1. Yacimientos no Convencionales.....	18
<b>5. Metodología.....</b>	<b>20</b>
5.1. Identificación del Área Prospectiva En La Subcuenca Cesar.....	21
5.1.1. Interpretación Sísmica y Aplicación de Atributos Sísmicos.....	21
5.2. Generación del Modelo Petrofísico para Shale Gas .....	22
5.3. Análisis Geoquímico y Generación de Mapas.....	22
5.4. Cálculo y Análisis de Recursos de Yacimientos No Convencionales (YNC)...	23
5.4.1. Análisis Volumétrico Estadístico de Estimación de Recursos de Gas.....	23
5.4.2. Método de Schmoker para el Cálculo de Recursos de YNC. ....	23
<b>6. Resultados .....</b>	<b>24</b>
6.1. Geofísica .....	24
6.1.1. Determinación del Depocentro Gravimétrico .....	24
6.1.2. Secciones Sísmicas Representativas de la Subcuenca .....	25
6.1.3. Mapas de Contornos Estructurales.....	27
6.1.4. Sweet Spots en la Sísmica.....	28
6.1.5. Mapa de Áreas Prospectivas. ....	30
6.2. Modelo Petrofísico.....	31
6.2.1. Clasificación Litológica .....	31
6.2.2. Volumen de Shale .....	34
6.2.3. Porosidad.....	34
6.2.4. Saturación de Agua .....	35
6.2.5. Saturación de Gas .....	35
6.2.6. Diseño del Modelo Petrofísico.....	36

6.3. Geoquímica .....	38
6.3.1. Cantidad de Materia Orgánica .....	38
6.3.2. Calidad .....	42
6.3.3. Madurez .....	43
6.3.4. Modelo Geoquímico .....	43
6.4. Física de Rocas .....	47
6.4.1. Módulo de Young .....	47
6.4.2. Relación de Poisson (PR).....	47
6.4.3. Módulo de Young vs Relación de Poisson .....	48
6.4.4. Módulo de Young vs Relación de Poisson vs Índice de Fragilidad.....	49
6.4.5. Modelo Geomecánico .....	50
6.5. Net Pay.....	51
6.6. Cálculo de Recursos.....	53
6.6.1. Método de Schmoker .....	53
6.6.2. Método Volumétrico .....	55
<b>7. Discusión.....</b>	<b>57</b>
<b>8. Conclusiones.....</b>	<b>64</b>
<b>9. Recomendaciones.....</b>	<b>66</b>
<b>10. Referencias Bibliográficas .....</b>	<b>67</b>
<b>11. Apéndices.....</b>	<b>77</b>

## Lista de Tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. <i>Áreas en Acres de las Zonas Prospectivas de la Subcuenca Cesar en Acres y en km<sup>2</sup></i> .....	30
Tabla 2. <i>Percentiles de Saturación de gas para las Formaciones La Luna y Aguas Blancas.</i> .....	36
Tabla 3. <i>Percentiles de Espesores de Net Pay para las Formaciones La Luna y Aguas Blancas</i> .....	53
Tabla 4. <i>Parámetros Utilizados en para el Cálculo de Recursos por el Método de Schmoker (1994).</i> .....	54
Tabla 5. <i>Resultados del Cálculo de los Recursos de Shale gas para cada Formación Estudiada</i> .....	54
Tabla 6. <i>Recurso de gas Total Planteado Mediante el Método de Schmoker, 1994 para la Subcuenca Cesar</i> .....	55
Tabla 7. <i>Parámetros Utilizados en para el Cálculo de Recursos por el Método Volumétrico</i> .....	56
Tabla 8. <i>Resultados del Cálculo Volumétrico en pies Cúbicos y Terapias Cúbicos de gas sin y con Factor de Recobro, para los Tres Escenarios Posibles Planteados.</i> .....	56
Tabla 9. <i>Resultados Acumulados de los Cálculos Realizados Mediante el Método de Schmoker y el Volumétrico para cada una de las Formaciones de Interés</i> .....	61

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. <i>Mapa de Localización de la Subcuenca Cesar</i> .....	14
Figura 2. <i>Columna Estratigráfica Generalizada de la Subcuenca Cesar</i> .....	15
Figura 3. <i>Esquema de los Diferentes Tipos Reservorios de Petróleo y Gas</i> .....	18
Figura 4. <i>Triángulo de Yacimientos Convencionales y No-Convencionales</i> .....	19
Figura 5 <i>Diagrama de flujo de la metodología de investigación</i> .....	20
Figura 6. <i>Gravimetría de Bouguer de la Subcuenca de Cesar Junto con las Fallas Regionales</i> .....	24
Figura 7. <i>Mapa de Localización de las Líneas Sísmicas Interpretadas en la Presente Investigación y de los Pozos del set de Datos Estudiado</i> .....	25
Figura 8. <i>Sección Sísmica NW-SE con el pozo El Paso-3</i> .....	26
Figura 9. <i>Sección Sísmica NW-SE (Línea sísmica CV-1979-04)</i> .....	26
Figura 10. <i>Mapas de contornos estructurales al tope de las formaciones La Luna (A) y Aguas Blancas (B)</i> .....	28
Figura 11. <i>Atributos Sísmicos Aplicados en la Línea CV-1979-11 con los Topes del Pozo El Paso-3</i> .....	29
Figura 12. <i>Distribución Espacial de las Áreas Prospectivas en los Mapas Estructurales de las Formaciones La Luna y Aguas Blancas.</i> .....	31
Figura 13. <i>Clasificación de Colores de los Tipos de Litologías Planteados con sus Respektivas Propiedades Petrofísicas Principales</i> .....	32
Figura 14. <i>Crossplots para la Clasificación Litológica.</i> .....	33
Figura 15. <i>Modelo Petrofísico de la Formación La Luna y la Formación Aguas Blancas en el pozo Compa-2</i> .....	37
Figura 16. (A) <i>Diagrama Calidad de la roca Generadora o Fuente de Hidrocarburo (S<sub>2</sub> vs %TOC)</i> (B) <i>Diagrama de Estimación del Tipo de Hidrocarburo Generado (HI vs %TOC)</i> .....	38
Figura 17. <i>Layout de los Diferentes Resultados del Cálculo de TOC en el pozo Compa-2 para las Formaciones La Luna y Aguas Blancas</i> .....	40
Figura 18. <i>Mapa de Interpolación de Contenido de TOC para las Formaciones La Luna y Aguas Blancas</i> .....	41
Figura 19. (A) <i>Diagrama de Van Krevelen para la Estimación de tipo de Kerógeno.</i> (B) <i>Diagrama de Cálculo de Potencial de Generación de Hidrocarburos.</i> .....	42

Figura 20. <i>Diagrama de Madurez Termal de la Roca</i> .....	43
Figura 21. <i>Reflectancia de Vitrinita vs Profundidad de los Pozos El Paso-3 y Cesar F-IX</i> .....	44
Figura 22. <i>Diagramas de Enterramiento de la Subcuenca Cesar Superpuesto con la Reflectancia de Vitrinita (A) En el pozo Cesar F-IX (B) En el pozo El Paso-3</i> .....	44
Figura 23. <i>Diagramas de Enterramiento de la Subcuenca Cesar Superpuesto con la Taza de Transformación (TR)</i> . .....	45
Figura 24. <i>Mapas de Distribución de Reflectancia de Vitrinita de las Formaciones La Luna (A) y Aguas Blancas (B)</i> . .....	46
Figura 25. <i>Gráfico de Correlación del Módulo de Young Versus la Relación de Poisson Coloreado por los Tipos de Litología</i> .....	48
Figura 26. <i>Módulo de Young (MPsi) Versus Relación de Poisson, Coloreado con el Índice de Fragilidad</i> .....	49
Figura 27. <i>Modelo Geomecánico</i> .....	51
Figura 28. <i>Modelo Petrofísico Integrado</i> . .....	52
Figura 29. <i>Correlación Entre el Módulo de Young y la Relación de Poisson, Coloreado con el Contenido de TOC</i> .....	58
Figura 30. <i>Diagrama Spiderweb de Evaluación de Calidad del Shale gas Donde se Muestran los Valores Mínimos para Entender un Yacimiento de Shale gas (verde)</i> .....	60
Figura 31. <i>Gráficos de Áreas Apiladas, en el cual se Resalta el Contraste del Volumen de Reservas Entre los tres Panoramas Planteados y las Formaciones de Interés, para cada Método Utilizado</i> . .....	62
Figura 32. <i>Gráfica Comparativa Entre los Recursos Calculados en la Presente Investigación con otras Publicaciones</i> .....	63

## Lista de Apéndices

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. <i>Tabla de Resumen de Datos de Pozo</i> .....	77
Apéndice B. <i>Inventario de Registros de Pozo, Información Geoquímica, Datos de Desviación y Checkshots.</i> .....	77
Apéndice C. <i>Relación de Entrega de los Surveys de Sísmica 2D de la Cuenca Cesar-Ranchería</i> .....	78
Apéndice D. <i>Atributos Sísmicos</i> .....	78
Apéndice E. <i>Geoquímica</i> .....	79
Apéndice F. <i>Correlación de Variables para la Clasificación Litológica</i> .....	80
Apéndice G. <i>Modelo petrofísico integrado del pozo Cesar F-1X</i> .....	80
Apéndice H. <i>Mapa geológico de la cuenca Cesar-Ranchería, Plancha 5-04, 1:500.000, tomado del Atlas Geológico Digital de Colombia, SGC, 2002.</i> .....	82

## Resumen

**Título:** Evaluación del potencial de Shale-Gas en la Sub-Cuenca Cesar en Colombia.

**Autor:** Jesús David Díez Becerra<sup>1</sup>

**Palabras Clave:** Cuenca Cesar-Ranchería, Subcuenca Cesar, Shale-Gas, Yacimiento No Convencional

La evaluación del potencial de recursos de gas en yacimientos no convencionales del tipo Shale Gas en la subcuenca Cesar, da como resultado recursos totales que varían entre un mínimo de 11.2 TCF y un máximo de 50.7 TCF, asumiendo el 10% de factor de recobro en un área de 419 km<sup>2</sup>. Estos resultados indican el excelente potencial de gas que permitiría el desarrollo sostenible de los yacimientos de shale gas presentes en la cuenca. La evaluación del potencial se llevó a cabo mediante la integración de métodos geofísicos, geoquímicos, petrofísicos y geomecánicos, con los cuales se delimitó el área prospectiva, y se determinaron los estados de maduración termal de las rocas generadoras, y se identificaron zonas de las formaciones La Luna y Aguas Blancas con contenidos de materia orgánica y composición mineralógica adecuados para la explotación de gas y crudos livianos.

---

\* Trabajo de grado. <sup>1</sup>Autor: Jesús David Díez Becerra\*. Director: <sup>2</sup>Mario García González\*\*. Codirector: Julián David De Bedout\*\*. Evaluación del potencial de shale gas en la subcuenca Cesar, en Colombia.

### Abstract

**Title:** Evaluation of the Shale-Gas potential in the Cesar Sub-Basin in Colombia.\*

**Author(s):** Jesús David Díez Becerra<sup>2</sup>

**Key Words:** Cesar-Rancheria Basin, Cesar sub-basin, Shale-Gas, Unconventional Reservoir

The evaluation of the potential of gas resources in unconventional Shale Gas reservoir in the Cesar sub-basin, results in total resources that vary between a minimum of 11.2 TCF and a maximum of 50.7 TCF, assuming a 10% recovery factor in an area of 419 km<sup>2</sup>. These results indicate the excellent gas potential that would allow the sustainable development of the shale gas deposits present in this basin. The evaluation of the potential was carried out through the integration of geophysical, geochemical, petrophysical and geomechanical methods, for determining the prospective area, the levels of thermal maturation of the source rocks, and the presence and thickness of zones in the La Luna and Aguas Blancas formations with organic matter contents and mineralogical composition suitable for the exploitation of gas and light crude oil.

---

\* Degree Work

<sup>2</sup>Autor: Jesús David Díez Becerra\*. Director: <sup>2</sup>Mario García González\*\*. Codirector: <sup>2</sup>Julián David De Bedout\*\*. Evaluation of the Shale-Gas potential in the Cesar Sub-Basin in Colombia.

## 1. Introducción

En la presente investigación se realiza un análisis detallado de la subcuenca Cesar de la cuenca Cesar-Ranchería, ubicada al noreste de Colombia, entre la Sierra Nevada de Santa Marta y la Sierra de Perijá, con un área aproximada de 4400 km<sup>2</sup> (ANH, 2007).

La transición energética entre las fuentes de hidrocarburos y carbones a fuentes libres de carbono es un proceso gradual que requiere del suministro de gas y petróleo por décadas, así mismo la industria de los hidrocarburos puede participar en esta transición (IEA, 2020). Los hidrocarburos No Convencionales tienen la capacidad de aumentar en gran medida las reservas y recursos de gas de Colombia y suponen una opción más viable. Sin embargo, estos pueden tener un nivel de incertidumbre incluso mayor que el representado en los yacimientos convencionales, debido a la escasa cantidad de estudios que caractericen y evalúan los mismos en el país adecuadamente. Según Vargas (2011) las reservas de YNC asociados a shale gas de la cuenca Cesar Ranchería rondan los 28.5 Tcf, pero este análisis se enfocó en realizar correlaciones no filtradas de registros para determinar el potencial de YNC en cada cuenca de Colombia sin tener en cuenta datos de laboratorio, reflectancia de vitrinita o análisis de física de rocas.

En la presente investigación se propone usar datos adquiridos previamente (Ver **Anexos 1, 2 y 3**) y con ellos llevar a cabo una evaluación de Shale Gas del Grupo Cogollo y la Formación La Luna de la subcuenca Cesar por medio de análisis integrados, para así incrementar el conocimiento de la cuenca y evaluar adecuadamente su potencial como rocas susceptibles de explotación no convencional.

## **2. Objetivos**

### **2.1. Objetivo General**

Evaluar el potencial de Shale-Gas en la Subcuenca Cesar en Colombia mediante un análisis integrado de yacimiento.

### **2.2. Objetivos Específicos**

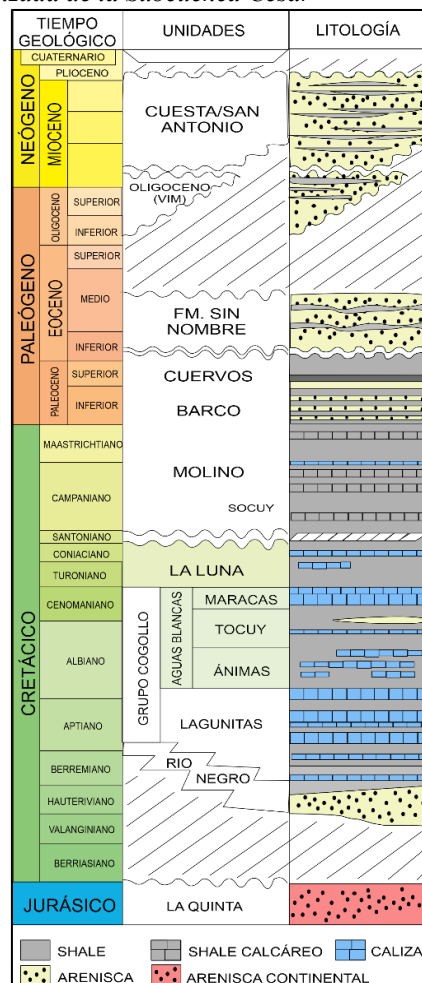
- a) Determinar el área de interés mediante interpretación sísmica, y la aplicación de atributos sísmicos y de descomposición espectral.
- b) Establecer las zonas de mayor contenido de TOC y de mayor madurez termal para la zona investigada, correlacionándolas con datos de laboratorio.
- c) Realizar un modelo petrofísico para yacimientos no convencionales asociados a Shale-Gas con base en datos de laboratorio y registros de pozo.
- d) Generar un modelo de estimación de recursos no convencionales mediante la integración de datos geofísicos, petrofísicos y geoquímicos.



### 3.1.1. Estratigrafía General de la Subcuenca Cesar

Las formaciones presentes en el área de trabajo están ampliamente distribuidas y afloran a lo largo de la cuenca, abarcando edades desde el precámbrico hasta depósitos recientes. Las rocas reportadas por Geoestudios, (2006) y Ecopetrol, (1990) de la cuenca pertenecen a las formaciones La Quinta, Río Negro, Lagunitas, Aguas Blancas, La Luna y Molino y en el sur de la cuenca la Fm. Los Cuervos. Por otro lado, La Fm. Barco no se reporta aflorante Barrero, 2007. Las Formaciones que componen la subcuenca Cesar se pueden observar en la columna estratigráfica generalizada (Chajín & Martínez, 2007) (ver **Figura 2**).

**Figura 2.**  
Columna Estratigráfica Generalizada de la Subcuenca Cesar



*Nota:* En la figura anterior se ilustran las formaciones de la subcuenca, junto con las principales litologías y unidades litoestratigráficas. Nótese que las formaciones en las que se centrará la presente investigación están resaltadas en colores verde (Tomado y modificado de Chajín & Martínez, 2007).

La secuencia cretácica se deposita sobre las rocas de la Formación La Quinta (basamento económico), empezando con la Formación Río Negro, la cual fue descrita por primera vez en Colombia por Trumpy (1949), aflora a lo largo de toda la Serranía del Perijá (Geoestudios, 2006). Gil & Martínez (1990) proponen edad Aptiano Temprano. Litológicamente se compone de areniscas de grano fino a grueso, conglomerados y algunos niveles de lutita, presentando diversos niveles fosilíferos con gasterópodos, fragmentos de equinoideos y restos de vegetales (García *et al.*, 1980). Su espesor varía entre 800 y 1.000 metros en la zona cercana a Fernambuco; esta se encuentra en contacto gradacional con el Grupo Cogollo (Geoestudios, 2006; González *et al.*, 2015; González *et al.*, 2008). Complementando esto, Hernández (2003) define un ambiente de depósito de abanicos aluviales y medida que el mar avanzó en su proceso transgresivo, el ambiente se fue tornando marino (Cáceres *et al.* 1980; García, 1990; Montaña, 2009).

A su vez, Hernández (2003) describió el miembro Tucuy como una secuencia arenosa con limolitas arenosas grises levemente calcáreas. Finalmente, el miembro Maracas fue descrito como una secuencia calcárea caracterizada por calizas lumaquéllicas masivas.

La Formación La Luna, descrita inicialmente por Gardner (1926) como una secuencia de calizas negras tipo packstone de color gris oscuro de espesores medianos y gruesos alternantes con capas delgadas a muy delgadas de limolitas, arcillolitas, lutitas negras carbonosas con restos de fosfatos y pirita, chert, calizas bituminosas y nódulos calcáreos de tamaño variante. Esta formación es de edad Cenomaniano-Turoniano con espesor medio de 150m (Rollins, 1960). Las rocas cretácicas finalizan con la Formación Molino, Definida por Tschanz (1969) de edad Campaniano - Maastrichtiano Tardío, corresponde a una sucesión monótona de shales gris azulosos y gris oliva a negros, calcáreos, con abundantes microfósiles. Presenta delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino, limolitas y calizas grises a negras en capas delgadas.

La secuencia de Paleógeno consiste en una alternancia de areniscas de grano medio interestratificadas con arcillolitas grises a negras, carbonosas y mantos de carbón de la Formación Barco-Cuervos Notestein *et al.*, (1944). Finalmente, la Formación Cuesta, correspondiente al Neógeno, fue definida por García (1990), está constituida por areniscas muy poco consolidadas y mal seleccionadas, con algunas intercalaciones de conglomerados, limolitas y arcillolitas.

La secuencia sedimentaria finaliza con los depósitos cuaternarios, los cuales corresponden a abanicos aluviales y depósitos de derrubios aluviales asociados a las cuencas hidrográficas y al piedemonte de la Sierra Nevada de Santa Marta y de la Serranía de Perijá (Geoestudios, 2006; Chajín & Martínez, 2007).

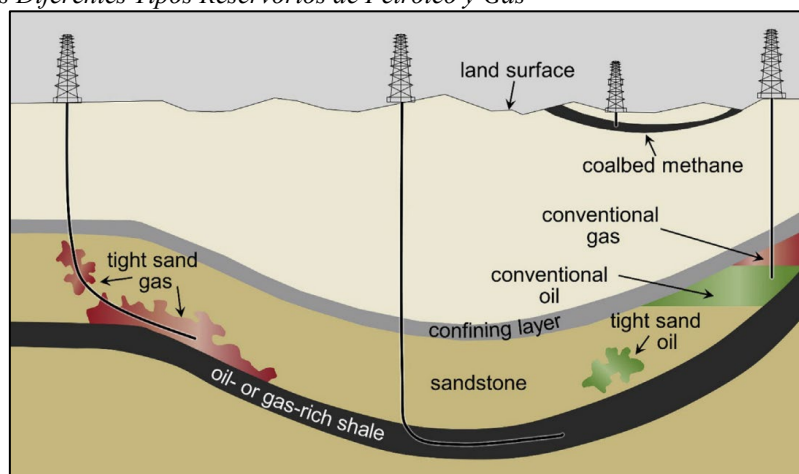
## 4. Marco Teórico

### 4.1. Yacimientos no Convencionales

El término de *Yacimiento No Convencional* no tiene una definición formal. Sin embargo, autores como Meckel & Thomasson (2008) los definen tomando como única variable la permeabilidad ( $<0.1$  md). Por otro lado, se tienen varios ejemplos de tipos de no yacimientos como el “*Coal Bed Methane*” o el aceite extrapesado, que pueden tener permeabilidades superiores a este valor y siguen siendo no convencionales. En resumen, Yacimiento no Convencional es un término que se utiliza para definir múltiples yacimientos en los cuales las características difieren de los reservorios tradicionales, es decir, aquellos yacimientos con porosidad, permeabilidad, viscosidad del fluido o entrapamiento son diferentes a los convencionales.

Los Yacimientos No-Convencionales se pueden clasificar como yacimientos de: gas de Shale (*Shale Gas*), aceite de Shale (*Shale Oil*), gas en arenas compactas (*Tight Gas Sandstone*), aceite en baja permeabilidad (*Tight Oil*) e hidratos de gas (*Gas Hydrates*), Aceites pesados (*Heavy Oil*), metano en mantos de carbón (*Coal bed Methane*) como se puede observar en la **Figura 3**.

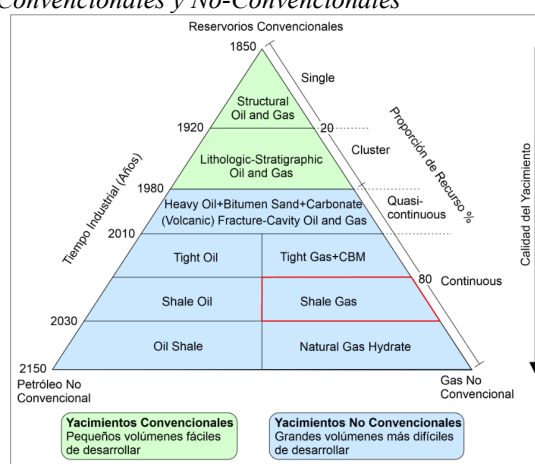
**Figura 3.**  
*Esquema de los Diferentes Tipos Reservorios de Petróleo y Gas*



*Nota:* Donde se evidencia que por lo general los yacimientos de shale gas se encuentran a altas profundidades, además que deben ser extraídos mediante perforación horizontal, puesto que la capacidad de flujo de estos es baja (Tomado de Zendehboudi & Bahadori, (2017)).

En el triángulo de clasificación de yacimientos de hidrocarburos de la **Figura 4** se puede visualizar que, según la calidad del reservorio y su dificultad para ser extraídos, los yacimientos de shale gas se encuentran en la zona de dificultad alta de extracción, pero de gran extensión, aumentando su valor industrial. Además, se señalan en rojo el yacimiento objeto de la presente investigación.

**Figura 4.**  
*Triángulo de Yacimientos Convencionales y No-Convencionales*



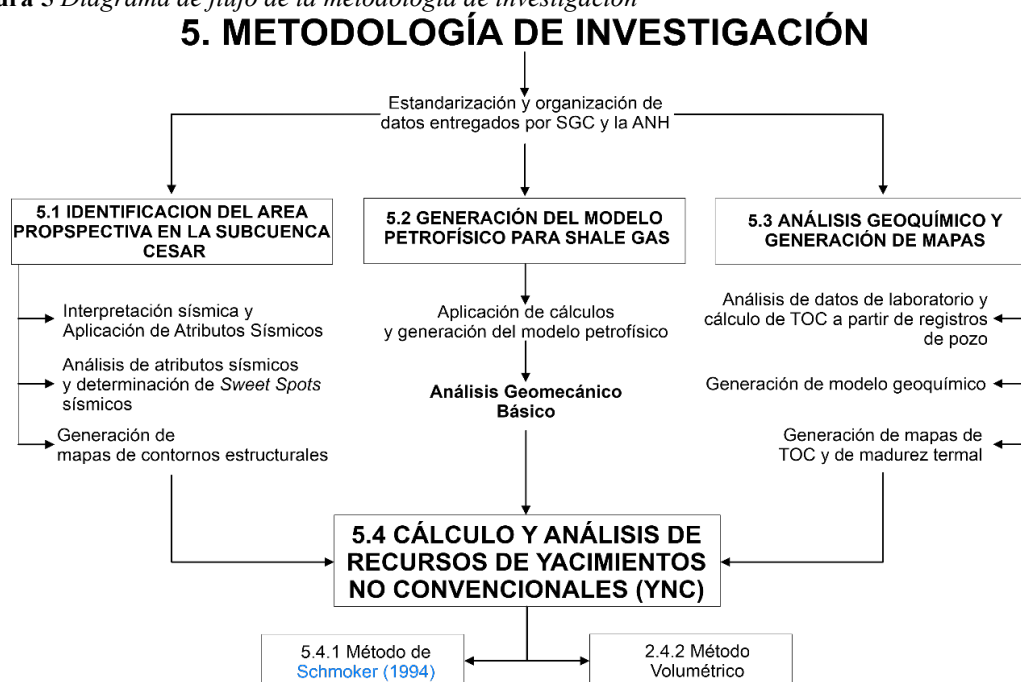
*Nota:* En la figura anterior se observan los diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos en función de la calidad, el tiempo que llevan siendo explotados y la proporción mundial de cada uno. (Tomado y modificado de CNH, 2017 y Caineng Zou, 2017).

En la subcuenca de Cesar existen varios tipos de YNC, tales como, metano asociado a mantos de carbón en la Formación Barco-Cuervos, shale gas y *shale oil* en las formaciones La Luna y el Grupo Cogollo y yacimientos de *Tight Gas Sandstone* en la Formación Rio Negro (ANH, 2019). La presente investigación se centra en los yacimientos de shale gas, en los cuales, la roca reservorio son shales, roca de grano fino que no se disgrega con la presencia de agua, con valores de permeabilidad muy bajos por lo que el almacenamiento de gas se da en el espacio poral presente en la roca, por lo cual, su método de extracción principal es el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal (Fishman, *et al.*, 2011; Zendehboudi & Bahadori, 2017). Es importante resaltar, que la definición de Shale Gas no limita el yacimiento solo a rocas tipo shale, sino que abarca varios tipos de rocas tales como shales, calizas, cherts y arcillolitas.

## 5. Metodología

Los datos que son utilizados en la elaboración de los diferentes análisis planteados para la presente investigación fueron otorgados por el Servicio Geológico Colombiano (SGC) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). El paquete de datos entregado consta de información de 23 pozos, registros resistivos, densidad, Gamma Ray, Potencial Espontáneo e información de cromatografía de gases, además de tablas de geoquímica, *checkshots*, datos de desviación e informes geológicos, los cuales no son estándar para todos los pozos ni para toda la profundidad perforada. Adicionalmente, se cuenta con aproximadamente 1240 km de información sísmica 2D, y mapas de gravimetría, anomalía de Bouguer y mapa de profundidad de la base del cretácico y el terciario (Ver Anexos 1, 2 y 3). El flujo de trabajo se puede observar en la **Figura 5**.

**Figura 5** Diagrama de flujo de la metodología de investigación



*Nota: Esquema de flujo de trabajo de la investigación. Elaboración propia.*

En primera instancia, el área de trabajo es filtrada mediante el análisis de los mapas gravimétricos de la ANH (2007), con la finalidad de determinar las principales áreas prospectivas, y de este modo poder focalizar la interpretación de los diferentes aspectos a investigar.

Es relevante resaltar, que los mapas de anomalía gravimétrica son elaborados mediante el análisis de la densidad de las rocas, es decir, mide los cambios gravimétricos en función de la densidad de las litologías y es corregido por la altura y la atracción del terreno (US Geological Survey, 1997).

## **5.1. Identificación del Área Prospectiva En La Subcuenca Cesar**

### **5.1.1. Interpretación Sísmica y Aplicación de Atributos Sísmicos**

La identificación de reservorios de Shale a partir de sísmica 2D ha sido un reto además que en la zona de estudio el espesor de los intervalos de reservorio es similar al límite de la resolución de la sísmica. Los datos de sísmica se encuentran en su mayoría en tiempo y en profundidad (sísmica migrada *in-in*, *out-out*, *in-out*), por lo que no es necesario llevar a cabo generar modelo de velocidades para la conversión de tiempo a profundidad. Mediante la carga de los pozos con sus respectivos registros y topes de formación reportados, se lleva a cabo la interpretación de los horizontes de interés para realizar los contornos estructurales y mediante diferentes métodos de interpolación, tales como la interpolación convergente, Kriging, interpolación Gaussiana o de Isocoras, se toma como valor de entrada la interpretación sísmica y se interpola para generar mapas de contornos estructurales en el área de trabajo.

Utilizando sísmica post-stack, se extraen algunos atributos sísmicos, tales como *Sweetness* que refleja cambios ligeros de energía, haciendo notar contrastes de impedancia generados, por ejemplo, por fallas, contacto agua petróleo, etc., (Gómez-Herrera, 2020), *RMS Amplitude* el cual resalta variaciones de amplitudes moderadas a altas representan, generalmente, cambios litológicos así como zonas saturadas de gas (Taner *et al.*, 1979; Yushuang & Simiao, 2013), *Maximum peak amplitude* que resalta zonas de alto contraste de impedancia acústica que pueden indicar alto contenido de gas (Ma *et al.*, 2017), *Average Reflection Strength*, etc.

De este modo obtener imágenes con mejor resolución, y confirmar la presencia de *Sweet Spots* Sísmicos para finalmente delimitar las zonas con mayor probabilidad de reservorios y a su vez, calcular las áreas prospectivas.

## **5.2. Generación del Modelo Petrofísico para Shale Gas**

Una vez organizados y estandarizados los datos se prosigue con la generación del modelo petrofísico de los yacimientos no convencionales asociados a Shale Gas realizando los cálculos de volumen de shale mediante las metodologías planteadas por Clavier *et al.*, 1971; Larionov, 1969; Poupon & Gaymard, 1970 y Stieber, 1970; porosidad total siguiendo un método similar al de *Coriband*, planteado en Schmidt *et al.*, 1971.

La permeabilidad es calculada mediante el modelo matemático planteado por Willie & W.E, 1947; saturación de agua siguiendo el método planteado por Archie, (1942). Posteriormente se realiza el análisis de susceptibilidad de fracturación de la roca mediante módulos elásticos y mecánicos. Esta información es utilizada para estimar el *Net Pay* para así poder estimar diferentes espesores con potencial de ser yacimiento no convencional.

## **5.3. Análisis Geoquímico y Generación de Mapas**

Los datos de laboratorio geoquímicos serán tratados mediante la metodología de Van Krevelen, (1950) para determinar la madurez termal de las muestras y el tipo de kerógeno. El cálculo de TOC (*Total Organic Carbon*) a partir de los registros de pozo utilizando las metodologías planteadas por Schmoker & Hester, (1983); LeCompte & Hursan (2010); Pemper *et al.*, (2009); Passey *et al.*, (1990) y González *et al.*, (2013) puesto que son los métodos que utilizan inputs que coinciden con los datos trabajados.

Finalmente se llevará a cabo la interpolación de los datos de contenido de TOC y de Reflectancia de Vitrinita con respecto a su localización, y así ubicar los puntos más maduros termalmente y ricos en materia orgánica, por ende, con mayor potencial de gas, disminuyendo la incertidumbre de la prospección del hidrocarburo.

Los yacimientos no convencionales asociados a Shale Gas, son yacimientos en los cuales, por lo general, no se presenta un evento de migración secundaria del hidrocarburo, además, múltiples variables como lo son la porosidad o la fragilidad de la roca dependen del contenido de materia orgánica, lo que hace indispensable calcular el TOC.

#### **5.4. Cálculo y Análisis de Recursos de Yacimientos No Convencionales (YNC).**

##### ***5.4.1. Análisis Volumétrico Estadístico de Estimación de Recursos de Gas***

Por medio de una integración de los datos obtenidos en los anteriores pasos metodológicos, se realizará un análisis volumétrico de las reservas de gas y mediante un análisis estadístico Montecarlo, se determinarán 3 escenarios posibles, es decir, de escasez, base y abundancia. (P10, P50 y P90) (Mehana, 2020; Tripoppoom *et al.*, 2020).

##### ***5.4.2. Método de Schmoker para el Cálculo de Recursos de YNC.***

Finalmente se aplica el método propuesto por Schmoker, 1994, el cual se basa en un análisis volumétrico para la cuantificación de recursos contenidos en *oil shales* y shales gas, en el cual se calcula en primer lugar la cantidad de carbono orgánico total de la roca (**M**), posteriormente se estima la cantidad de hidrocarburos generados por gramo de carbono orgánico (**R**) contenido en el shale, finalmente se computa la cantidad de HC generados (**HCG**), como se ilustra también en la metodología explicada en Magoon & Dow, 1994.

## 6. Resultados

Sobre la base de los análisis realizados y las limitaciones presentadas por la profundidad y alcance de los datos, se determinó que las formaciones Aguas Blancas y La Luna, son las dos formaciones geológicas objeto de estudio en la presente investigación.

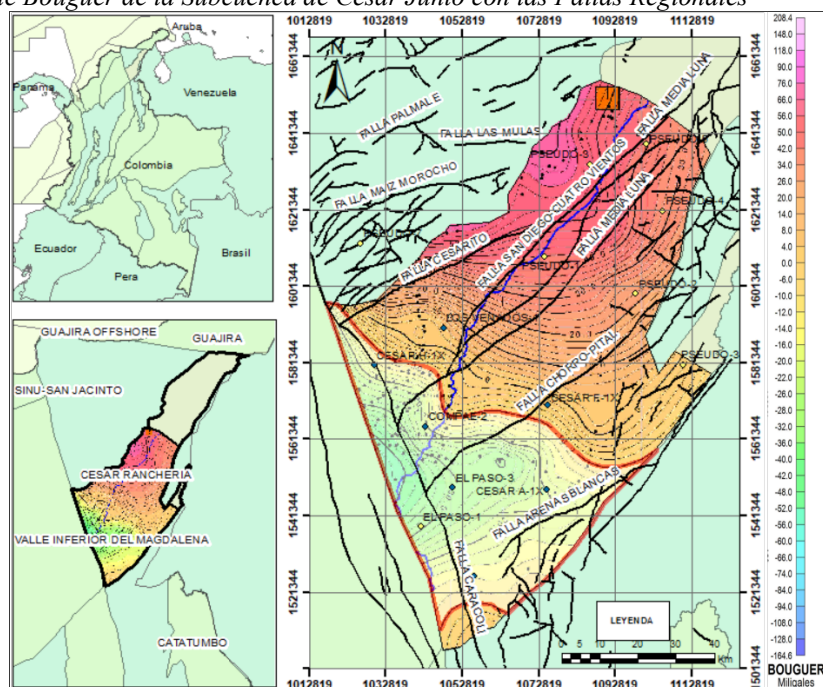
### 6.1. Geofísica

#### 6.1.1. Determinación del Depocentro Gravimétrico

La determinación del depocentro a partir de los datos de gravimetría da como resultado la ubicación de la zona más profunda de la subcuenca, en el sureste de la cuenca, puesto que es delimitada con valor mínimo de 10 Miligales. Es notable, que la dimensión de este depocentro (ver **Figura 6**) es limitada en comparación con otras cuencas del país. La gravimetría está superpuesta con el mapa de fallas regionales de Colombia, lo cual permite observar la fuerte influencia que cumple la geología estructural en la evolución de esta cuenca.

**Figura 6.**

*Gravimetría de Bouguer de la Subcuenca de Cesar Junto con las Fallas Regionales*

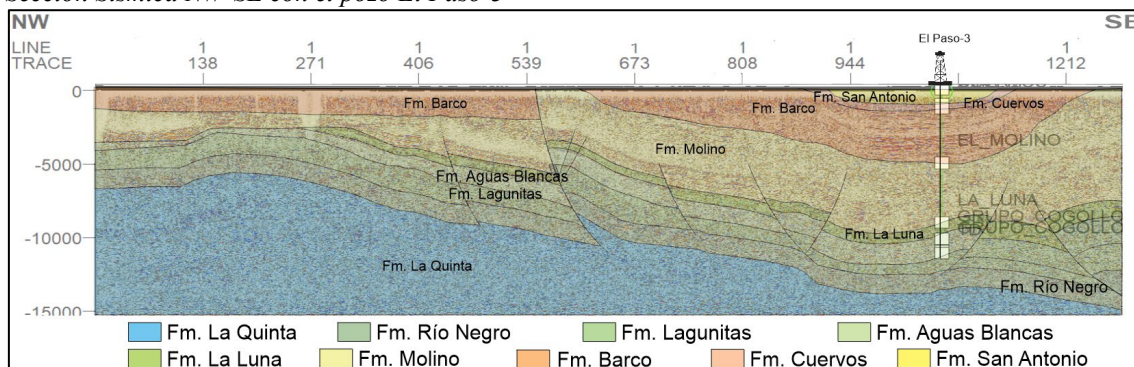


*Nota:* La figura anterior ilustra también el depocentro de la subcuenca y las fallas regionales que afectan la subcuenca dando a entender que la geometría del depocentro se ve afectada por las fallas presentes (Tomado y modificado de ANH, 2007).



Se puede observar la discordancia del Eoceno en la esquina NW, evidente en el contacto discordante fallado de Formación La Quinta (edad jurásica) con la secuencia cretácica y terciaria.

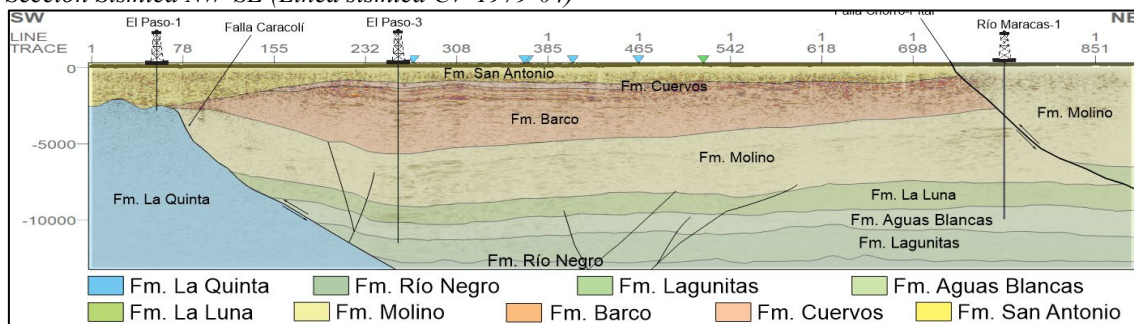
**Figura 8.**  
Sección Sísmica NW-SE con el pozo El Paso-3



*Nota:* La figura anterior muestra la sección sísmica la cual llega a la profundidad de la formación Aguas Blancas. (Línea sísmica CV-1979-11) donde se puede observar que la discordancia del Eoceno, la cual erosiona parte de la secuencia cretácica.

**6.1.2.2. Sección sísmica SW-NE (Línea sísmica CV-1979-04).** La sección sísmica presentada en la **Figura 9**, permite ver el hundimiento que tiene la cuenca de norte a sur, hasta un alto del basamento (Fm. La Quinta) generado por la falla Chorro-Pital donde se genera un contacto discordante fallado del jurásico con las formaciones cretácicas. Es importante notar, que, las estructuras predominantes en la subcuenca tienen dirección SW-NE y que también hay fallamiento inverso y de rumbo en dirección NW-SE, paralelas a la falla de Bucaramanga-Santa Marta.

**Figura 9.**  
Sección Sísmica NW-SE (Línea sísmica CV-1979-04)



*Nota:* La figura anterior muestra la sección sísmica donde se puede observar que las formaciones cretácicas tienen disposición sub-paralela y a su vez, están en contacto discordante fallado con la formación La Quinta, por el efecto de la falla Caracolí. El espesor de la Fm. Molino también se ve afectada por la falla inversa Chorro-Pital.

### **6.1.3. Mapas de Contornos Estructurales**

La geología estructural de la Subcuenca Cesar es de dinámica compresional dando como resultado múltiples plegamientos, cabalgamientos y fallas inversas de alto ángulo, lo cual se puede observar en los mapas de contornos estructurales y las secciones presentadas. Cabe resaltar, que los mapas de contornos estructurales son el resultado de la interpolación de la interpretación del topo de las formaciones de interés de 42 líneas sísmicas 2D.

**6.1.3.1. Formación la Luna.** El mapa de contornos estructurales al tope de la Fm. La Luna (ver **Figura 10-A**), permite observar que las mayores profundidades se presentan en el sur y suroeste de la cuenca, que como se ha mencionado, se debe a principalmente a las fallas del Caracolí y de Cerro-Pital en dirección NE-SW de cinemática inversa con componente de rumbo sinistral.

Así mismo es importante recalcar que en esta área, se comprenden profundidades entre 7000ft y 11000ft, y como se podrá comprobar en el capítulo de geoquímica, corresponde a la zona de catagénesis o “cocina” de los hidrocarburos, incrementando su potencial gasífero.

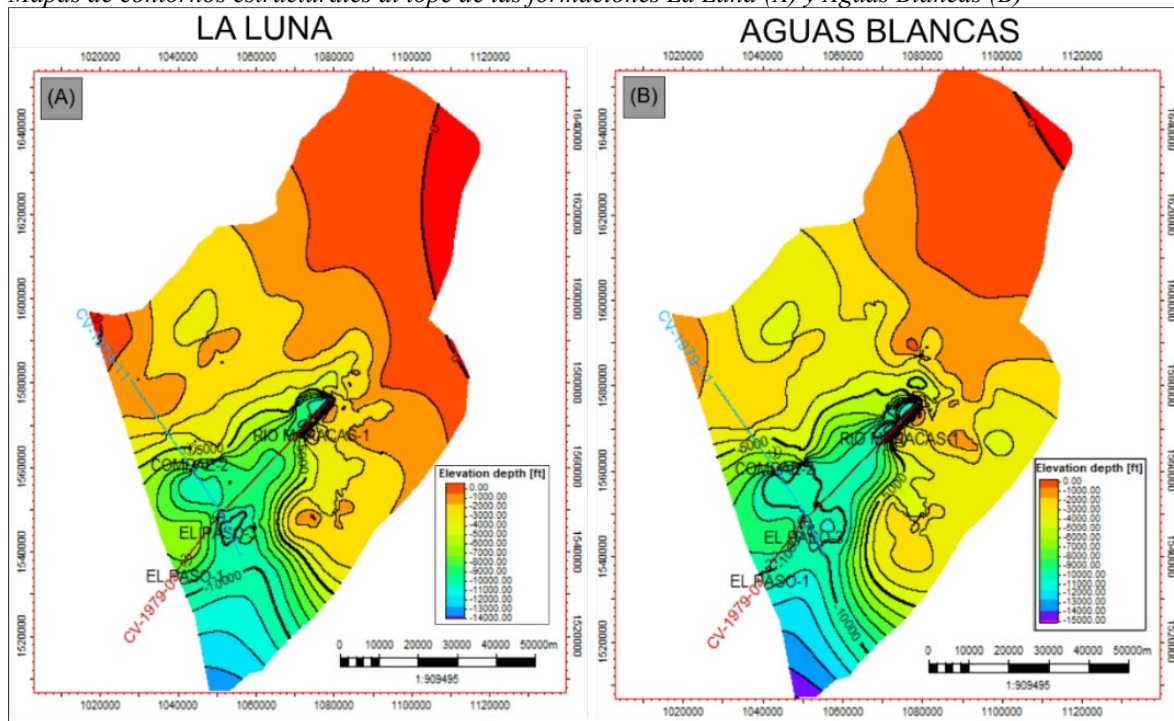
**6.1.3.2. Formación Aguas Blancas.** La **Figura 10-B** muestra el mapa de contornos estructurales de la formación Aguas Blancas, en la cual, al igual que para la formación La Luna, las mayores profundidades se registran en el centro y sur de la cuenca, y comprenden profundidades entre 9000ft y 12000ft, lo cual incrementa el potencial gasífero.

La Figura 10 da a entender que hay dos estructuras principales que afectan la cuenca, una familia de fallas en dirección N60°E y otra en dirección N30°E, las cuales convergen hacia el centro de la cuenca, cerca del pozo Cesar F-1X, afectando principalmente las formaciones cretácicas. Además, este sistema de fallas supone un cierre estructural para

la delimitación del área prospectiva, puesto que las áreas menos profundas no alcanzan la madurez termal suficiente para la producción de gas.

**Figura 10.**

*Mapas de contornos estructurales al tope de las formaciones La Luna (A) y Aguas Blancas (B)*



Nota: Nótese como en ambos casos, la máxima profundidad alcanzada por las formaciones de interés se encuentra hacia el centro sur de la subcuenca, y se encuentra limitada por fallas inversas y de rumbo que generan el hundimiento de la cuenca.

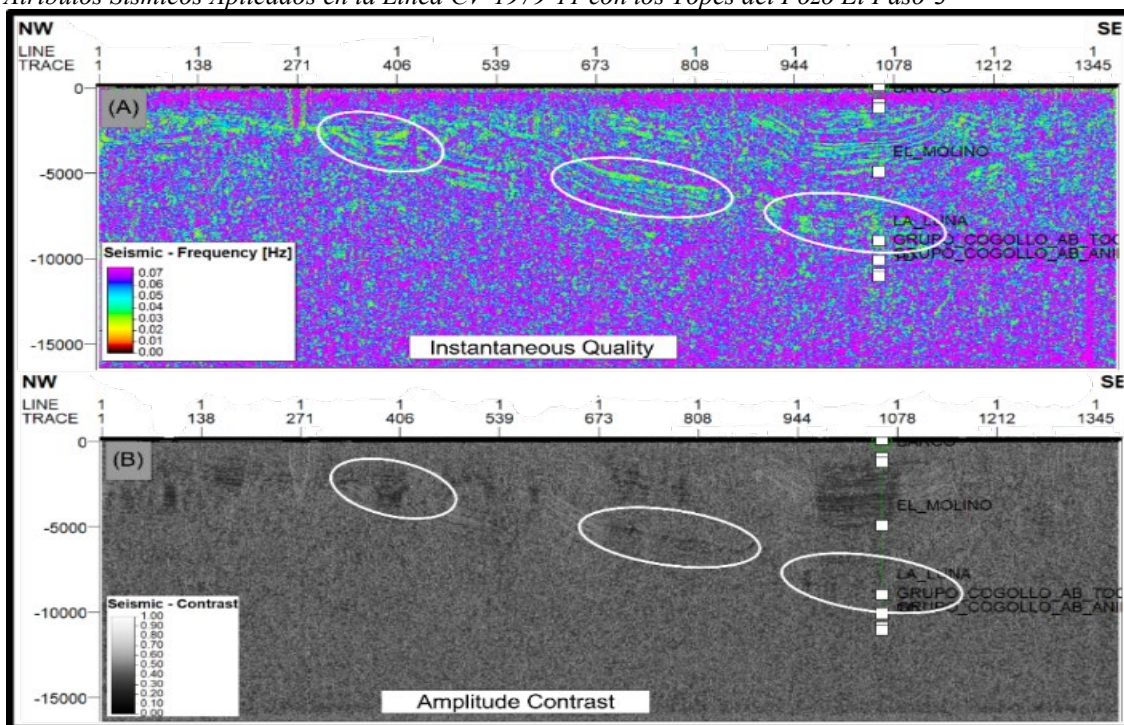
#### 6.1.4. Sweet Spots en la Sísmica

Para la identificación de los *Sweet Spots* en la sísmica 2D es necesario la aplicación de múltiples atributos sísmicos de amplitud, frecuencia, coherencia y de fase, con los cuales se resaltaron los puntos con posible mayor contenido de hidrocarburos.

El atributo de la calidad instantánea permite observar zonas de alta porosidad, es decir, donde la sísmica tiene una mayor coherencia, lo cual se refleja en un valor de calidad instantánea más alto (ver **Figura 11-A**). Tal y como se puede observar en la **Figura 11-(B)** las zonas con alto contraste de amplitud pueden ser indicativas de litologías de alta porosidad y permeabilidad, y corresponde a las litologías de las formaciones de interés, lo que las convierte en probables *Sweet Spots* sísmicos.

**Figura 11.**

*Atributos Sísmicos Aplicados en la Línea CV-1979-11 con los Topes del Pozo El Paso-3*



Nota: (A) Calidad instantánea, (B) Contraste de amplitud, donde se resaltan zonas con valores de amplitudes que pueden indicar la presencia de hidrocarburos.

También fueron aplicados atributos, tales como Instantaneous Bandwidth el cual cuando indica que la señal sísmica tiene una amplia gama de frecuencias, mientras que un valor bajo indica que la señal está compuesta principalmente por frecuencias similares. Los atributos sísmicos aplicados, realzan los estratos correspondientes a las formaciones La Luna y Aguas Blancas, indicando la presencia de litologías de frecuencias bajas que pueden indicar saturación en gas o petróleo, generando contraste de frecuencias. A su vez, los cambios bruscos y significativos en la fase instantánea en los estratos de las formaciones La Luna y Aguas Blancas, indican la presencia de posibles litologías porosas, resaltando un potencial reservorio de shale gas (ver Anexo 4).

En general, en la información sísmica analizada, la mayor concentración y continuidad de los posibles *Sweets Spots* sísmicos se presenta en las líneas sísmicas contenidas en el depocentro, es decir, en las zonas más profundas como se explicó anteriormente.

### 6.1.5. Mapa de Áreas Prospectivas.

Mediante la integración del análisis geofísico se lleva a cabo el cálculo de tres áreas con potencial prospectivo de la cuenca para las dos formaciones de interés ya mencionadas, las cuales representan los escenarios P10, P50 y P90 (escasez, base y abundancia). Este procedimiento da como resultado las áreas mostradas en la **Tabla 1** y su distribución espacial en los mapas estructurales de las formaciones La Luna y Aguas Blancas (ver **Figura 12**).

**Tabla 1.**

*Áreas en Acres de las Zonas Prospectivas de la Subcuenca Cesar en Acres y en km<sup>2</sup>*

Parámetro	Formación La Luna			Formación Aguas Blancas		
	P90	P50	P10	P90	P50	P10
ÁREA (Acres)	47671.81	103660.58	147720.71	49995.93	85167.28	112589.98
ÁREA (km)	192.92	419.49	597.79	202.32	344.65	455.63

Nota: Elaboración propia

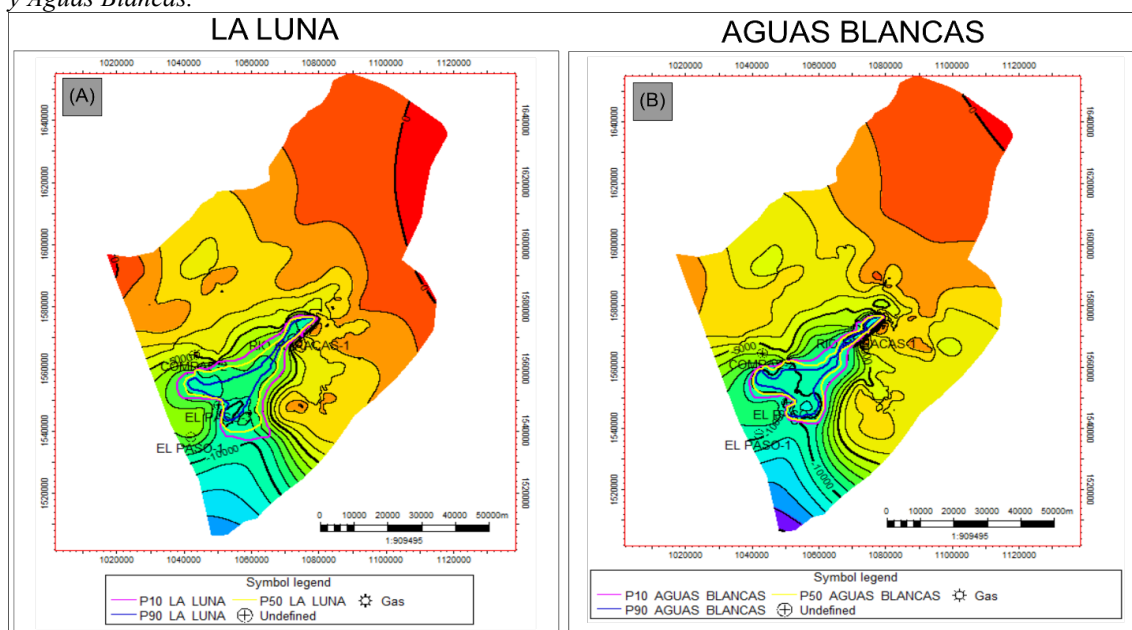
Se puede observar en la **Figura 12** que las zonas de mayor profundidad donde fueron ubicadas las áreas prospectivas comprenden profundidades entre 11000 y 12000 pies, lo que aumenta la probabilidad de madurez termal alta en las rocas estudiadas. La zona austral, que aparenta tener las mayores profundidades, no fue tomada en cuenta, puesto que corresponde a una tendencia de la interpolación que no es posible confirmar, ya que no cuenta con información sísmica o de pozos en dicha zona, además que allí la gravimetría tiene valores altos.

Es importante mencionar, que, mediante la interpretación sísmica y la generación de los mapas de contornos estructurales de los topes de las formaciones de interés, se pudo determinar que la distribución y profundidad de estas, está fuertemente influenciados por los sistemas de fallas y la composición estructural de la subcuenca.

Adicionalmente, las formaciones tienen una distribución similar alrededor de toda la subcuenca; sin embargo, es importante mencionar que en las zonas menos profundas no se delimitaron como áreas prospectivas, puesto que no cuentan con propiedades geofísicas adecuadas y a su vez, no evidenciaron presencia de *hot-spots* o posibles zonas ricas en hidrocarburos.

**Figura 12.**

*Distribución Espacial de las Áreas Prospectivas en los Mapas Estructurales de las Formaciones La Luna y Aguas Blancas.*



*Nota:* Nótese que las áreas prospectivas coinciden con los contornos estructurales de mayor profundidad para los topes de ambas formaciones.

## 6.2. Modelo Petrofísico

La caracterización petrofísica se llevó a cabo mediante 4 pozos, Cesar F-1X, Cesar H-1X, El Molino-1 y Compae-2, los cuales se cuentan con registros e información a la profundidad de las formaciones La Luna y Aguas Blancas.

### 6.2.1. Clasificación Litológica

En el modelo de clasificación litológica fueron planteados cuatro tipos de litología, Arenisca calcárea cementada (tipo 1 – color amarillo), Arenisca con arcillosidad (tipo 2 – color naranja), Shale/Arcillas (tipo 3 – color gris) y Caliza (tipo 4 – color azul) (ver **Figura 13**).

Mediante la aplicación de diversas correlaciones de variables, tales como Factor Fotoeléctrico vs Densidad (ver **Figura 14-A**), matriz volumétrica aparente del factor fotoeléctrico vs densidad de matriz aparente (**Figura 14-B**), Densidad vs Porosidad Neutrón, LambdaRho vs MuRho, Concentración de Potasio vs Concentración de Torio (ver Anexo 6).

**Figura 13.**

*Clasificación de Colores de los Tipos de Litologías Planteados con sus Respectivas Propiedades Petrofísicas Principales*

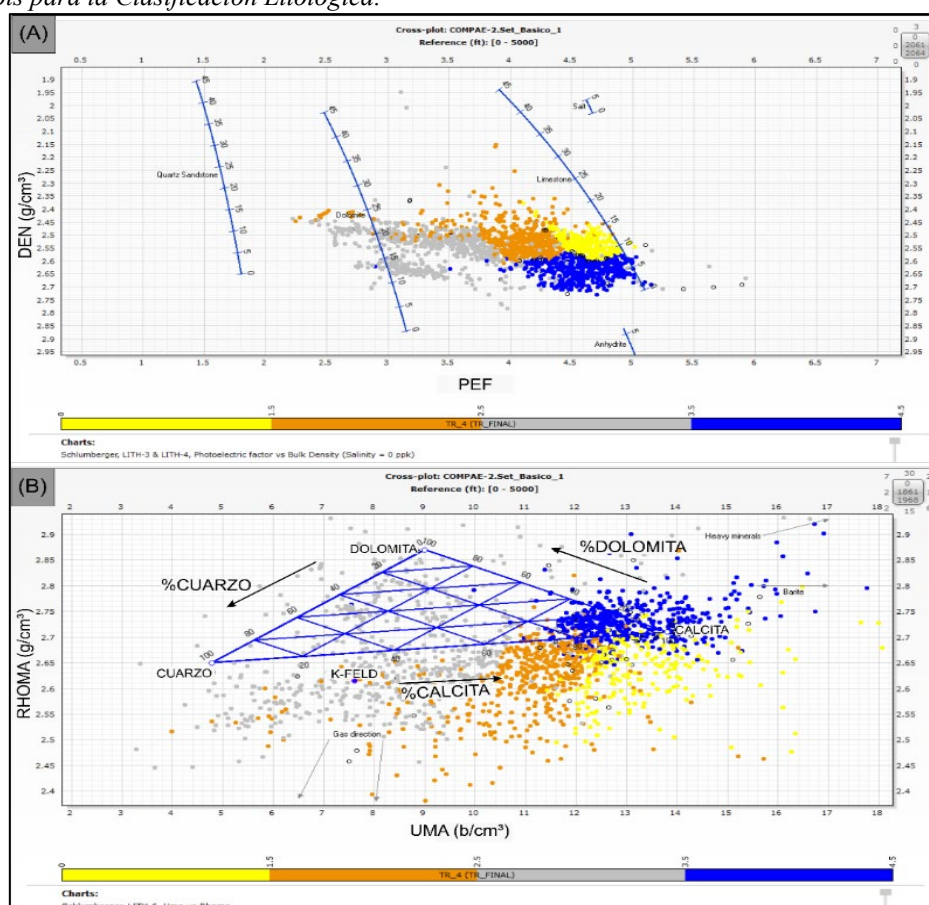
COLOR	CLASIFICACIÓN	LITOLOGÍA	PROPIEDADES
	TIPO 1	ARENISCA CALCÁREA CEMENTADA	$\Phi = 0.05-0.1$ v/v $\mu = 8-100$ mD $PeF = 4.4-4.9$ $\rho = 2.49-2.59$ g/cm <sup>3</sup>
	TIPO 2	ARENISCA CALCÁREA ARCILLOSA	$\Phi = 0.08-0.12$ v/v $\mu = 30-800$ mD $PeF = 3.8-4.4$ $\rho = 2.36-2.59$ g/cm <sup>3</sup>
	TIPO 3	SHALE (ARCILLOLITAS/ LIMOLITAS)	$\Phi = 0.1-0.15$ v/v $\mu = 40-1000$ mD $PeF = 2.5-3.8$ $\rho = 2.46-2.65$ g/cm <sup>3</sup>
	TIPO 4	CALIZA	$\Phi = 0.0-0.05$ v/v $\mu = 0.0-10$ mD $PeF = 4.2-5.2$ $\rho = 2.60-2.71$ g/cm <sup>3</sup>

*Nota:* Nótese que se plantearon 4 tipos principales de litologías, Arenisca calcárea cementada (tipo 1 – color amarillo), Arenisca con arcillosidad (tipo 2 – color naranja), Shale/Arcillas (tipo 3 – color gris) y Caliza (tipo 4 – color azul).

Uno de los factores diferenciadores de los shales, las calizas y las arenas calcáreas cementadas, es la densidad de estas rocas, pero en algunos casos las calizas presentan porosidad secundaria por fracturas disminuyendo su densidad volumétrica, llegando a generar confusión. Para disminuir la incertidumbre en esta clasificación, se planteó el crossplot de Factor Fotoeléctrico vs Densidad, coloreado con la velocidad compresional (registro sísmico (DT)) (ver **Figura 14-A**) donde fue evidente la clasificación de las calizas con los shales, puesto que las calizas al ser rocas muy compactas tienen a tener mayor velocidad de onda P y por ende menor valor de registro sísmico, caso contrario de los shales. A su vez, también facilitó la clasificación de las areniscas calcáreas cementadas y las areniscas con contenido de arcilla (ver **Figura 14-A**).

Estas correlaciones permiten observar las diferentes variaciones en las propiedades físicas, eléctricas y mecánicas de las litologías y resultan muy útiles en la diferenciación de cada una de ellas, tal y como lo muestra la correlación de matriz volumétrica aparente del factor fotoeléctrico vs densidad de matriz aparente (**Figura 14-B**), donde se resalta el contenido mineralógico de las los diferentes litotipos, confirmando su clasificación y nomenclatura.

**Figura 14.**  
Crossplots para la Clasificación Litológica.



Nota: (A) Factor Fotoeléctrico vs Densidad con la tabla Schlumberguer, LITH-3 & LITH-4 como guía.  
(B) UMA (matriz volumétrica aparente del factor fotoeléctrico) vs RHOMA (densidad de matriz aparente).

Es importante mencionar, que la cantidad de paquetes arenosos de buena calidad de reservorio convencional son escasos, lo cual podría explicar que los DST y las pruebas de formación practicadas en estas formaciones arrojaran resultados poco óptimos para la prospección de este tipo de yacimiento.

### 6.2.2. *Volumen de Shale*

El volumen de shale, como fue explicado en el capítulo del marco teórico, es calculado mediante las ecuaciones planteadas por en Clavier *et al.*, 1971, Larionov (1969) y Stieber (1970), para ello se usa el método de máximos y mínimos del *Gamma Ray (GR)* para cada uno de los topes y el de percentiles, donde se calcula el percentil 5 y el 95 de los valores de *Gamma Ray* para cada una de las formaciones.

El resultado de estos procedimientos es variado, sin embargo, mediante un análisis integral de variables, es decir, densidad, *GR*, resistivos y de porosidad neutrón, es posible determinar que para este caso, método el más adecuado para calcular el *Vshale* es el planteado por Larionov (1969) utilizando percentiles máximos y mínimos de los valores del *GR*, esto debido que plantea un modelo de volumen de arcilla más acorde a la respuesta de los demás registros, sin llegar a exagerar o atenuar espesores.

### 6.2.3. *Porosidad*

**6.2.3.1. Porosidad Total.** El cálculo de la porosidad total es llevado a cabo siguiendo el modelo planteado por Schmidt *et al.*, 1971, dando como resultado valores promedio de 12% para la Formación La Luna y de 20% para la Formación Aguas Blancas. Como se puede observar en el modelo petrofísico de la Figura 15 los valores de porosidad total en algunos intervalos pueden llegar a 22%. Es relevante notar, que, según la bibliografía estudiada, estos valores de porosidad en las calizas son atribuidos principalmente a la evolución termal de la materia orgánica (Zhang *et al.*, 2020).

**6.2.3.2. Porosidad Efectiva.** Tal y como se ha mencionado, los yacimientos no convencionales asociados a shale gas, cuentan con porosidades efectivas bajas a muy bajas, la cual típicamente varía entre 6% y 7% tal y como sucede en el caso de las formaciones La Luna y Aguas Blancas (Zhang *et al.*, 2020).

Siguiendo el método planteado por Eaton (1963), donde se relaciona la porosidad neutrón, el sónico compresional, el volumen de shale y la temperatura de formación, de manera que se pueda obtener un modelo de porosidad efectiva más acertado, puesto que al ser un YNC, con presencia de ciertas litologías afectadas por fracturas o litologías heterogéneas, al usar las ecuaciones de Robertson (1960), Wyllie (1956) o Lucia (1983), el valor de la porosidad efectiva se veía sobreestimado en algunos espesores y en otros infraestimado.

#### **6.2.4. Saturación de Agua**

En yacimientos de shale gas, la estimación de la saturación de agua puede ser un desafío debido a las características especiales de la roca de shale. Debido a esto, se calculan varios modelos de saturación de agua, siguiendo las metodologías planteadas por Archie (1942), Simandoux, (1948), y la ecuación de doble agua (Lorenz-Liversidge, 1953).

Esto dio como resultado saturación de agua entre 5% y 20% en los espesores de *net pay* asociados a las calizas y las areniscas calcáreas cementadas de la formación La Luna, caso similar para las mismas litologías de la Fm. Aguas Blancas, con saturación de agua un poco mayores, pero conservándose por debajo del 30%. Lo cual es congruente con la bibliografía, donde se da a entender que la saturación de agua en calizas no fracturadas naturalmente es baja, entre 10% y 30%.

#### **6.2.5. Saturación de Gas**

La saturación de gas es determinada mediante las ecuaciones planteadas por Bass, Jr., 1952 en donde se utilizan los registros de pozo para calcular la saturación de gas en reservorios de hidrocarburos. Sin embargo, es necesario tener en cuenta las ecuaciones de Archie, (1942) y la modificada de Archie, (1942) para determinar el factor de formación de gas (GFF).

Finalmente se definen tres percentiles de saturación de gas para la Formación La Luna y la Formación Aguas Blancas, tal y como se puede observar en la **Tabla 2**, es importante resaltar que los valores tomados son relativamente bajos en comparación con los valores de saturación de agua, esto con el fin de filtrar el cálculo y dar un panorama más objetivo de la evaluación. Adicionalmente, la saturación de gas fue corroborada con los datos publicados por la UPME, 2018 donde se plantea que la formación La Luna tiene 88% de saturación de gas.

**Tabla 2.**

*Percentiles de Saturación de gas para las Formaciones La Luna y Aguas Blancas.*

Parámetro	Formación La Luna			Formación Aguas Blancas		
	P90	P50	P10	P90	P50	P10
SATURACIÓN DE GAS	0.4	0.6	0.88	0.38	0.61	0.85

*Nota:* Elaboración propia

#### **6.2.6. Diseño del Modelo Petrofísico**

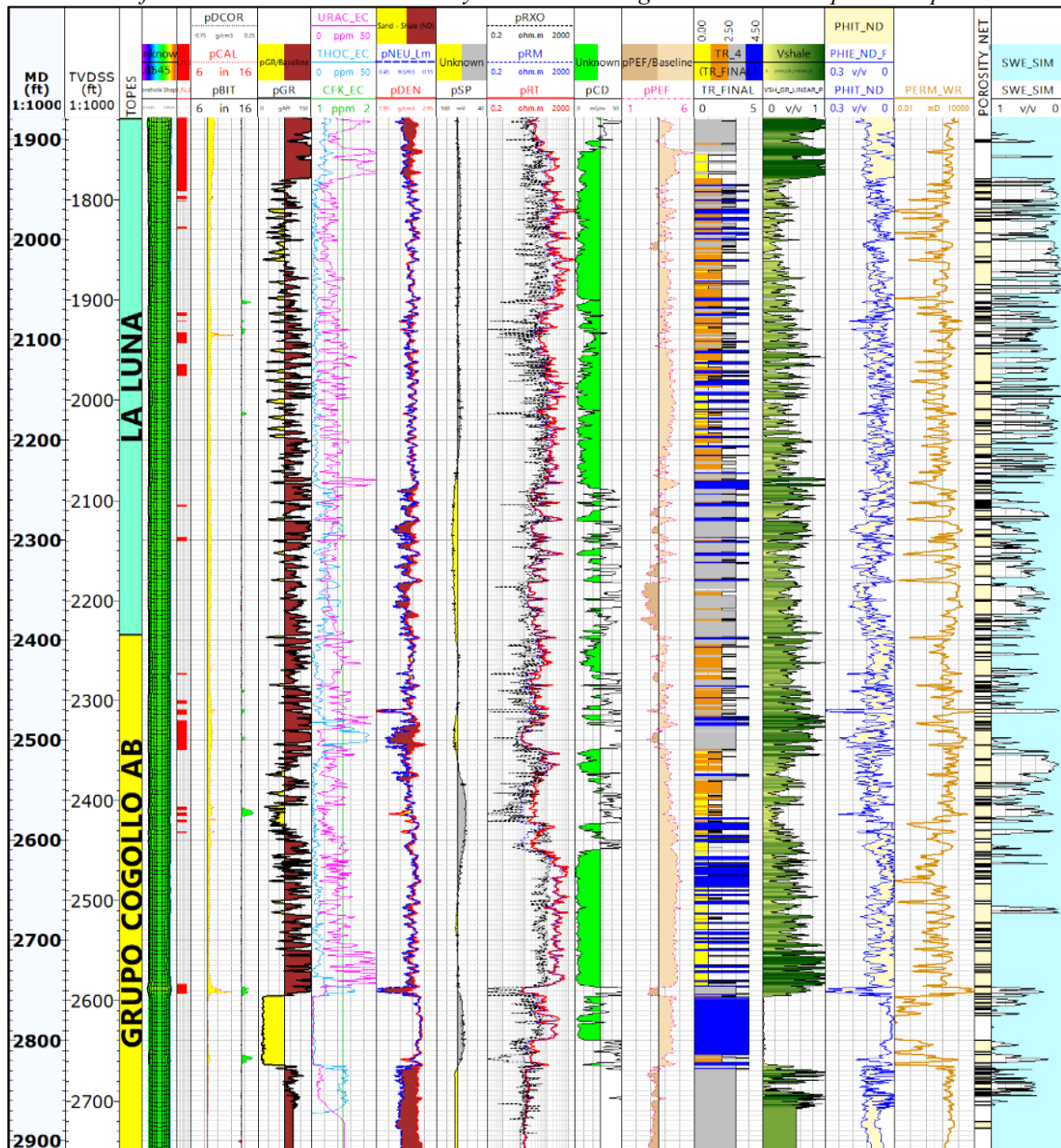
La integración de los datos y cálculos petrofísicos permiten realizar un mejor análisis de las propiedades en conjunto de las litologías de interés. En la **Figura 15** se presenta el modelo petrofísico de las formaciones La Luna y Aguas Blancas en el pozo Compae-2.

En el modelo petrofísico del pozo Compae-2 presentado en la **Figura 15**, se observa que la clasificación litológica explicada anteriormente, coincide con las propiedades correspondientes a cada una de las litologías planteadas, tales como el *Gamma Ray*, la concentración de U, K y Th, la densidad volumétrica, la porosidad neutrón y el potencial espontáneo. Así mismo, se puede detallar que el registro de resistividad de formación y el registro de conductividad coinciden con las principales variaciones litológicas.

El modelo permite detallar que tanto la fm. La Luna como la Fm. Aguas Blancas, cuentan con intervalos potentes de caliza y areniscas cementadas, en los cuales, la porosidad total varía entre 12% y 20%, mientras que la porosidad efectiva es relativamente baja con valores en el rango de 6% a 7%. Esto se ve reflejado en la permeabilidad, con un promedio de 45md.

**Figura 15.**

*Modelo Petrofísico de la Formación La Luna y la Formación Aguas Blancas en el pozo Compae-2*



*Nota:* En la figura anterior se muestran los registros y los cálculos petrofísicos realizados. Se pueden observar las propiedades petrofísicas de cada una de las litologías clasificadas, que a su vez denotan zonas posiblemente ricas en hidrocarburos, a pesar de tener alto contenido de arcillas. Así mismo, es posible analizar paquetes de caliza y shale muy bien definidos.

Es posible detallar, que, en los intervalos de caliza y areniscas calcáreas cementadas, se presentan valores de porosidad efectiva en el margen mencionado anteriormente y son resaltados en el *track* llamado *POROSITY\_NET*. Nótese que el *net pay* planteado, coincide además con altas resistividades, baja conductividad y saturación de agua baja, indicando la posible presencia de hidrocarburos.

### 6.3. Geoquímica

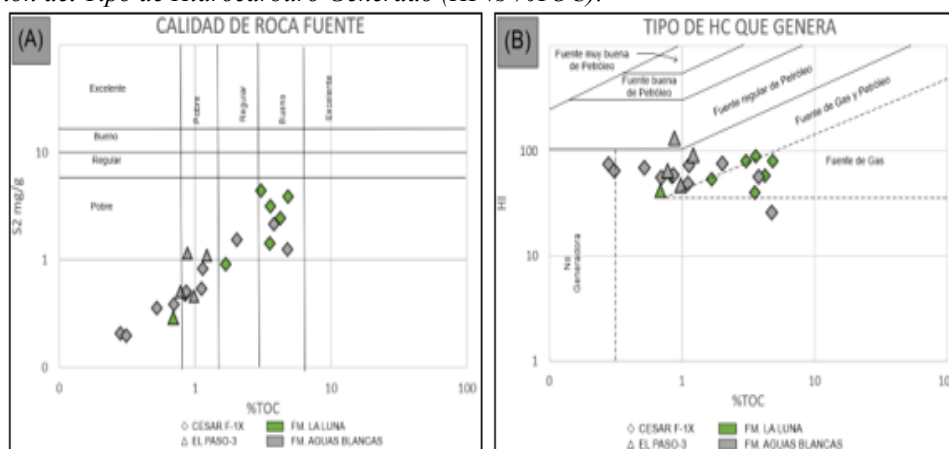
#### 6.3.1. Cantidad de Materia Orgánica

El Carbono Orgánico Total es medido usando los modelos matemáticos planteados por Schmoker & Hester (1983), LeCompte & Hursan (2010) y Passey *et al.*, (1990) para los pozos Cesar F-1X, Cesar H-1X, y Compae-2. Para este último pozo mencionado se aplicó el método planteado por González *et al.*, (2013), puesto que cuenta con información de Gamma Ray espectral.

La gráfica de %TOC versus S2 (Figura 16-A) la calidad de la roca generadora permite notar que la formación La Luna se encuentra en la zona de calidad de roca fuente de buena a regular, mientras que la formación Aguas Blancas está en la zona de calidad pobre.

**Figura 16.**

(A) Diagrama Calidad de la roca Generadora o Fuente de Hidrocarburo (S2 vs %TOC) (B) Diagrama de Estimación del Tipo de Hidrocarburo Generado (HI vs %TOC).



*Nota:* Nótese que la Fm. La Luna está en la zona de buena roca generadora y la Fm. Aguas Blancas es una roca generadora pobre. Sin embargo, ambas son fuente de gas y petróleo (Tomado y modificado de (Hunt, 1996)

Con base en el análisis de la relación entre el índice de hidrógeno y la materia orgánica total, se puede estimar que las rocas de la Fm. La Luna y la Fm. Aguas blancas están en ventana de generación principalmente de gas y de aceites livianos (**Figura 16-B**). El TOC estimado para la formación La Luna dio como resultado valores entre 6-15% y para la Formación Aguas Blancas fue de 4-13%, según el método modificado de Schmoker.

El TOC también es calculado mediante los métodos de Schmoker y de Delta Log R, resultando en valores exagerados o en algunos casos, atenuados con respecto a los datos de laboratorio.

Los modelos son calibrados y corroborados mediante la comparación con los datos de laboratorio, donde el método modificado de Schmoker, muestra mayor nivel de acierto por lo que se procede a utilizar este último método en los demás pozos estudiados generando la curva de “TOC Final” para cada uno de estos a partir del mencionado método (ver **Anexo 7**).

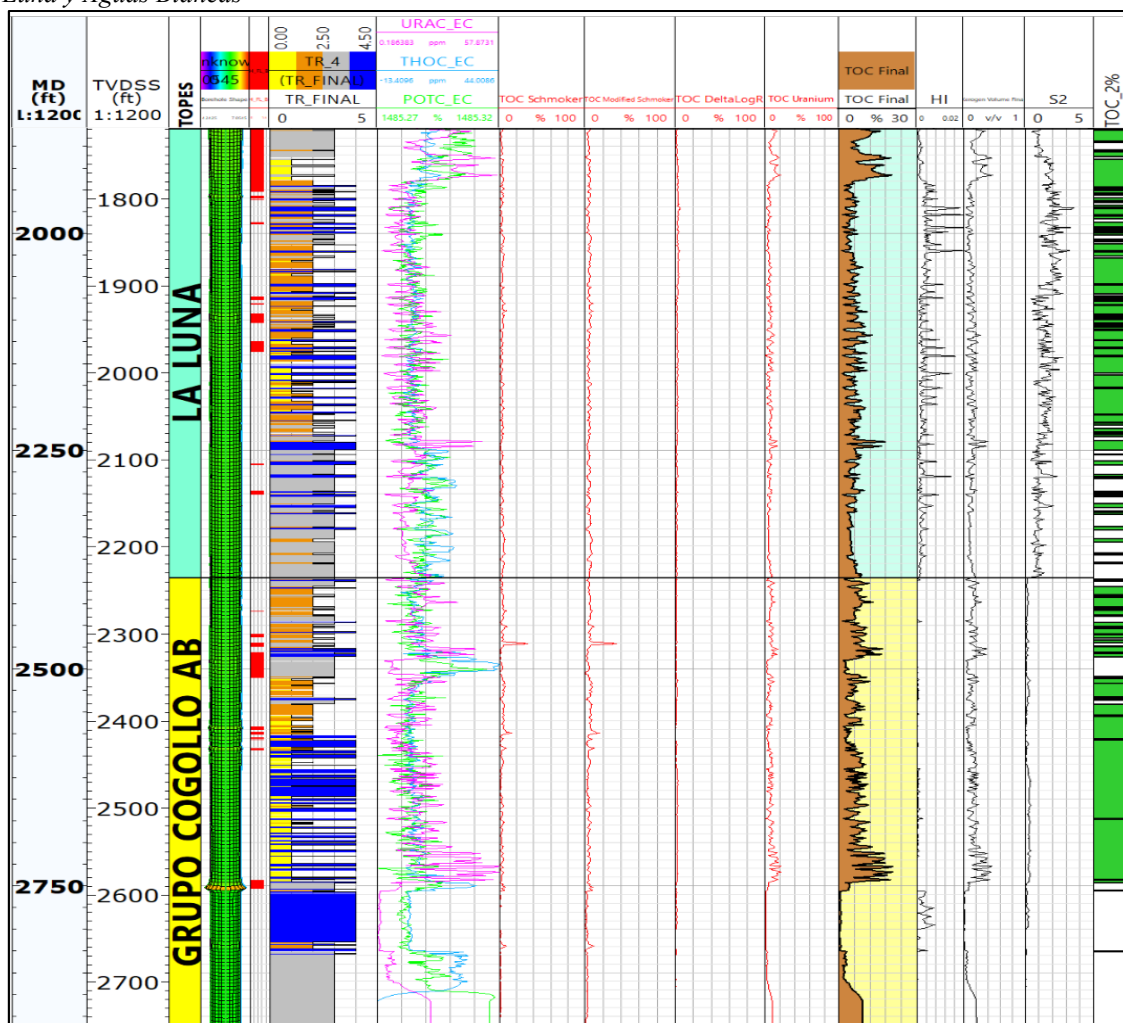
Así mismo, en el pozo Compae-2 se aplica el método de González *et al.*, (2013) para calcular el TOC a partir de la concentración de uranio (TOC Uranium) donde se emplean relaciones directas entre la concentración de uranio de la roca y la cantidad de materia orgánica. (ver **Figura 17**).

Tal y como se puede observar en el modelo presentado en la *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.*, en los intervalos de calizas, el contenido de TOC es más alto, al igual que el volumen de kerógeno y la cantidad de hidrocarburos residuales (S2) para ambas formaciones, al igual que para algunos intervalos de shale. También es importante notar que la concentración de gases medidos en dichos intervalos tiende a ser alta según la cromatografía.

Según Ouenes, 2012, una de las las condiciones mínimas necesarias para entender el reservorio de shale gas, es contener más de 2% de carbono orgánico total (TOC). Sin embargo, en la presente investigación se utilizó un *cut-off* de 3% de TOC para la determinación de los intervalos de interés, además de filtrar este análisis con el tipo de roca, es decir, sin incluir los paquetes arcillosos, tal y como se puede observar en el track llamado “TOC\_2%” de la **Figura 17**, con base en los cálculos petrofísicos, las arcillas no cuentan con propiedades adecuadas para ser reservorio no convencional, por lo que se descartan para el análisis de %TOC.

**Figura 17.**

*Layout de los Diferentes Resultados del Cálculo de TOC en el pozo Compae-2 para las Formaciones La Luna y Aguas Blancas*



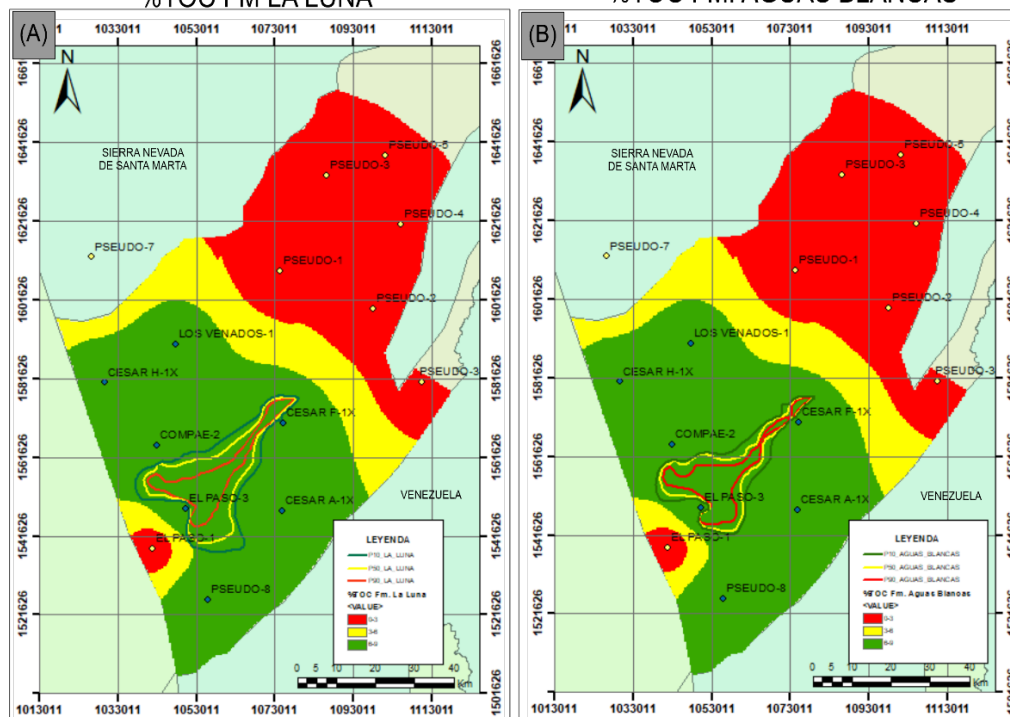
**Nota:** Nótese que la curva de TOC Final, se encuentra señalada con el color de la zonación. Adicionalmente, se muestra el índice de hidrógeno calculado, el volumen de kerógeno y los hidrocarburos libres (S2). También se muestra un track, donde se señalaron de color verde las zonas de contenido de TOC mayor a 2%.

La información obtenida del cálculo de TOC es utilizada para elaborar mapas de contenido de TOC y así poder determinar las zonas de mayor contenido de materia orgánica (ver **Figura 18**) en donde además se puede resaltar que las áreas prospectivas planteadas se encuentran en zona de bajo riesgo respecto a la cantidad de TOC.

Es importante resaltar que también se utilizaron datos generales de la cuenca obtenidos en García *et al.*, 2008 además de generar 8 pseudopozos para realizar el mapa de contenido de TOC de ambas formaciones, asignando valor de 0% de TOC, puesto que no se tiene información de superficie o de pozos; a su vez, el pseudopozo 8 le fue asignado un valor de 6.5%, se ubica en una zona donde la tendencia estructural indica altos valores de profundidad. Los rangos definidos para delimitar las zonas son tres, el primero, marcado de color rojo, es la zona de menor contenido de materia orgánica, es decir, de 0-3% de TOC, el segundo, de color amarillo de 3-6%, y el color verde para la zona más rica en materia orgánica, con contenidos superiores a 6%.

**Figura 18.**

*Mapa de Interpolación de Contenido de TOC para las Formaciones La Luna y Aguas Blancas*



*Nota:* Se puede observar que las áreas prospectivas propuestas, se encuentran en zonas de contenido mayor a 6% de TOC.

### 6.3.2. Calidad

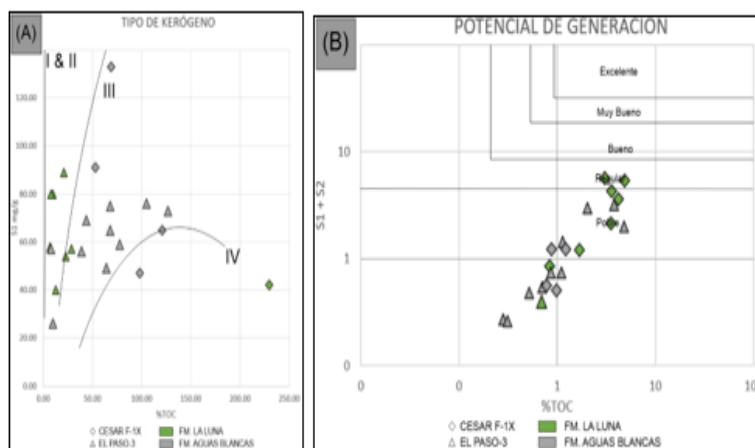
El análisis de tipo de kerógeno para cada una de las formaciones de interés, es llevado a cabo con base en datos de laboratorio para los pozos Cesar F-1X, Compae-1 y El Paso-3, realizando el diagrama de correlación entre el índice de hidrógeno (IH) vs el índice de oxígeno (IO).

Tal y como se puede observar en la **Figura 19-(A)**, para la Formación la Luna predominan los kerógenos de tipo I y II, mientras que para la Fm. Aguas Blancas, predominan los kerógenos tipo III y IV para el pozo Cesar F-1X tal y como sucede en el pozo El Paso-3. Lo cual es evidencia de ambientes de depositación transicionales o deltáicos, donde se favoreció la acumulación de materia orgánica de plantas terrestres y marinas, dando como resultado generación de gas natural y petróleo con altos contenidos de azufre.

Según las gráficas de potencial genético de los pozos Cesar F-1X y El Paso-3, se puede observar que la roca cuenta con potencial de generación entre bueno y excelente para las formaciones de interés. Sin embargo, en el caso del El Paso-3, el potencial de generación de hidrocarburos es mucho más alto, esto debido a la localización de dicho pozo, en la zona más profunda de la cuenca (**Figura 19-B**).

**Figura 19.**

(A) Diagrama de Van Krevelen para la Estimación de tipo de Kerógeno. (B) Diagrama de Cálculo de Potencial de Generación de Hidrocarburos.



*Nota:* el potencial de generación de HC de las dos formaciones es de pobre a regular, y producen kerógenos tipo II, III y IV principalmente.

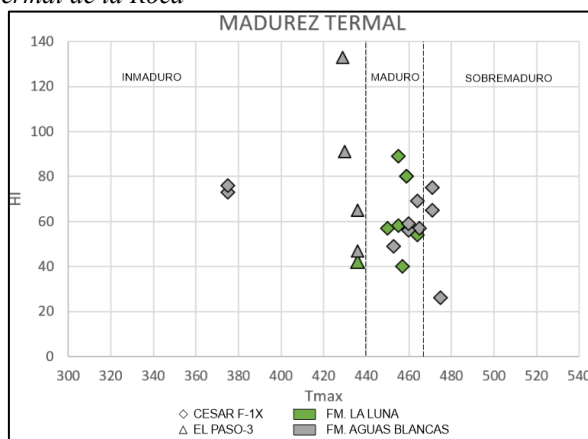
### 6.3.3. Madurez

La subcuenca Cesar se encuentra ubicada entre la sierra Nevada de Santa Marta y la Serranía de Perijá, eventos orogénicos compresivos, que además de aportar grandes cantidades de sedimentos ígneo-metamórficos, los cuales tienen una alta capacidad de transmisión de calor, aportaron temperatura a la litología presente. Según la revisión bibliográfica y el análisis realizado con la información sísmica, existieron 8 eventos erosivos incrementando el gradiente geotérmico.

Con base en el análisis de los datos de laboratorio, las litologías de las formaciones La Luna y Aguas Blancas son en su mayoría maduras termalmente en el pozo Cesar F-1X y El Paso-3 (**Figura 20**).

**Figura 20.**

*Diagrama de Madurez Termal de la Roca*



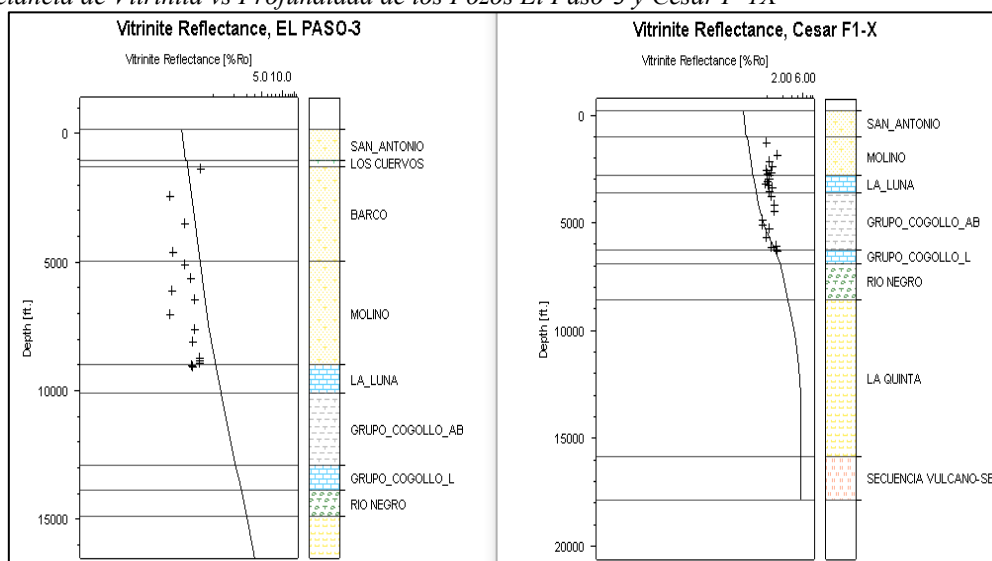
*Nota:* Se observa que ambas formaciones estudiadas están en la zona de madurez termal adecuada para la producción de HC. Fuente (Peters, 1986)

### 6.3.4. Modelo Geoquímico

En la **Figura 21** se puede observar la reflectancia de vitrinita estimada en el modelo geoquímico 1D, donde para la Fm. La Luna la  $R_o$  varía entre 1.7 y 2.1 % $R_o$  y 1.7-2.0 % $R_o$  para la Fm. Aguas Blancas. La curva de vitrinita calculada fue calibrada y correlacionada con datos de laboratorio, dando a entender que el modelo de estimación de  $R_o$  tiene una tendencia similar a los datos de laboratorio.

**Figura 21.**

Reflectancia de Vitrinita vs Profundidad de los Pozos El Paso-3 y Cesar F-1X

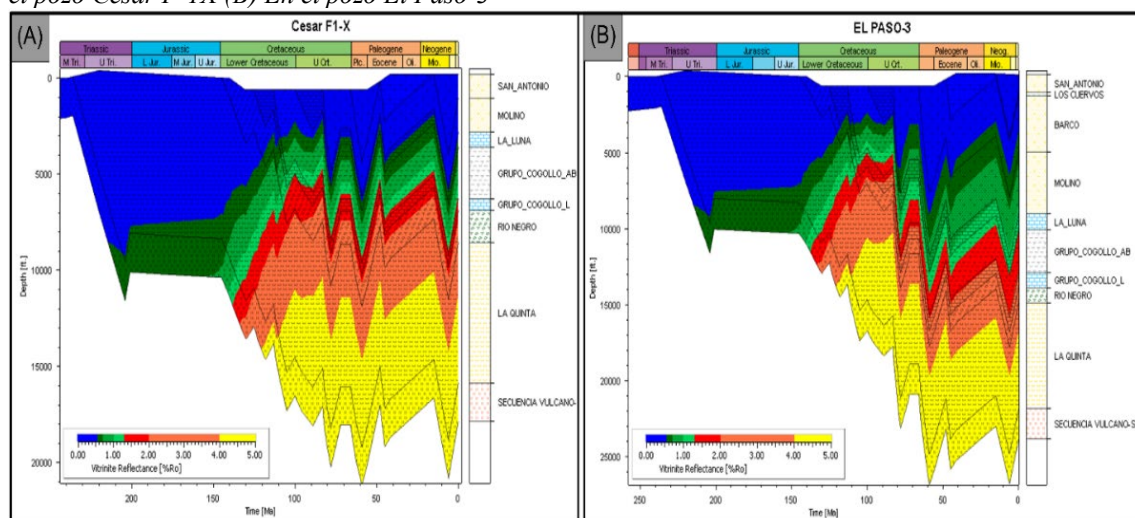


*Nota:* Se grafican los datos de laboratorio, los cuales sirven como datos de calibración del modelo. Nótese que las curvas de Ro calculadas en el modelo geoquímico 1D tienen un alto nivel de coincidencia con los puntos de laboratorio.

En la **Figura 22-A** y **Figura 22-B** se muestran los modelos de enterramiento planteados para la subcuenca Cesar a en el pozo Cesar F-1X y El Paso-3, en donde se evidencian los eventos erosivos anteriormente mencionados.

**Figura 22.**

Diagramas de Enterramiento de la Subcuenca Cesar Superpuesto con la Reflectancia de Vitrinita (A) En el pozo Cesar F-1X (B) En el pozo El Paso-3



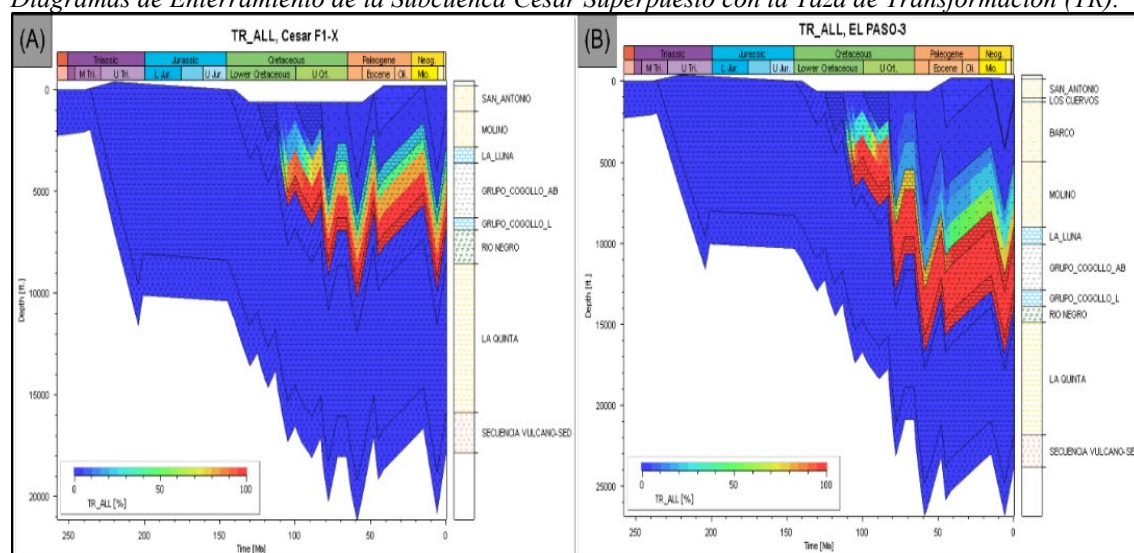
*Nota:* Se pueden ver los diferentes eventos de erosión que profundizaron la cuenca, además que las formaciones de interés son ricas en %Ro.

Así mismo, el modelo está coloreado con la reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) estimada, indicando que las formaciones de interés se encuentran, principalmente, en ventana de generación de gas húmedo según la evolución termal de la reflectancia de vitrinita planteada por Jacob, (1986) (ver **Figura 23**).

Es importante mencionar, que la calibración del modelo del pozo Cesar F-1X con de los datos de laboratorio fue de gran importancia, puesto que este pozo perforó una falla de cabalgamiento de edad posterior al principal calentamiento de la cuenca, la cual, se reflejó en el modelo como una disminución de la profundidad y a su vez el flujo de calor, error que fue corregido y calibrado en base a la información de laboratorio.

**Figura 23.**

*Diagramas de Enterramiento de la Subcuenca Cesar Superpuesta con la Taza de Transformación (TR).*



*Nota:* (A) En el pozo Cesar F-1X (B) En el pozo El Paso-3.

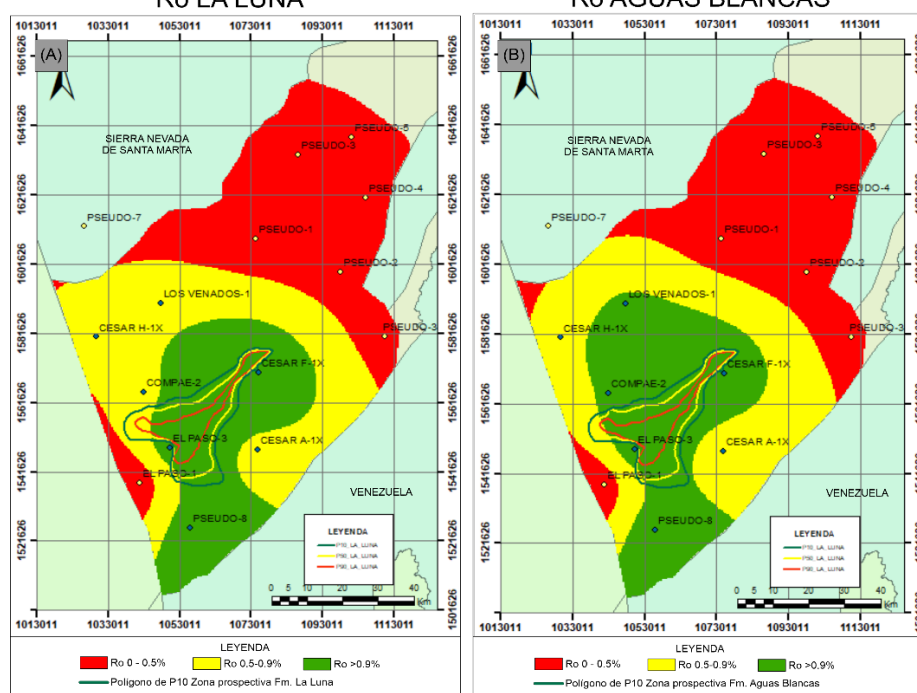
En el modelo planteado para el pozo El Paso-3, genera que la cuenca en este sector tenga valores de % $R_o$  altos y a su vez tasa de transformación es mayor en las formaciones de interés, iniciando la ventana de gas húmedo a partir de finales del Cretácico Inferior para el Grupo Cogollo y del Eoceno Medio para la Formación La Luna. A su vez en el pozo Cesar F-1X la ventana de gas húmedo de la formación Aguas Blancas inicia a finales del Cretácico Inferior y de la Formación la Luna, entra en ventana temprana de generación de aceite a inicios del Paleógeno. (ver **Figura 23**).

El pozo El Paso-3 se encuentra ubicado en la zona de mayor profundidad de la subcuenca, es decir, en el depocentro, siguiendo los mapas de contornos estructurales, la gravimetría y la interpretación sísmica, dando como resultado altos valores de %Ro (ver **Figura 24**) y que además sirve como un punto representativo de la mayor temperatura y madurez termal de la cuenca.

Al igual que para el mapa de TOC, se plantearon tres intervalos de calificación de madurez termal, baja de 0-0.5% marcada con color rojo, la zona amarilla representa la zona de madurez media de 0.5 a 0.9 y la zona alta con valores superiores a 0.9 de %Ro es mostrada de color verde.

**Figura 24.**

*Mapas de Distribución de Reflectancia de Vitrinita de las Formaciones La Luna (A) y Aguas Blancas (B).*



*Nota:* Nótese que las áreas de interés se encuentran contenidas en las zonas de mayor rango de madurez termal, es decir, de mayores rangos de reflectancia de vitrinita en ambas formaciones.

Se puede observar que la zona de un mayor contenido de %Ro se encuentran en centro y suroeste de la subcuenca con valores superiores a 0.9 %Ro (zonas de color verde). Esto evidencia, como se mencionó anteriormente, que la posición del pozo El Paso-3 y de las áreas prospectivas propuestas, aparte de ser la zona más madura termalmente, representa la principal cocina de hidrocarburos coincidiendo con el depocentro.

## **6.4. Física de Rocas**

El análisis geomecánico de las formaciones La Luna y Aguas Blancas se llevó a cabo en los pozos Compae-2, Cesar F-1X y Cesar H-1X puesto que son los únicos pozos con el registro sísmico compresional a la profundidad de las formaciones objeto de estudio.

### **6.4.1. Módulo de Young**

El módulo de Young es una propiedad mecánica que describe la rigidez de un material, el cual es más bajo en los shales con alto contenido en arcillas y limolitas, que en rocas silicilásticas o calcáreas. Los shales de la formación La Luna y Aguas Blancas tienden a tener alto contenido de arcillas como Illita y montmorillonita, por lo que su módulo de Young tiende a ser bajo. Por otro lado, las calizas y areniscas calcáreas cementadas tienden a presentar valores elevados de Young, es decir, cuentan con índices de fragilidad más altos que las demás litologías de estas formaciones.

### **6.4.2. Relación de Poisson (PR)**

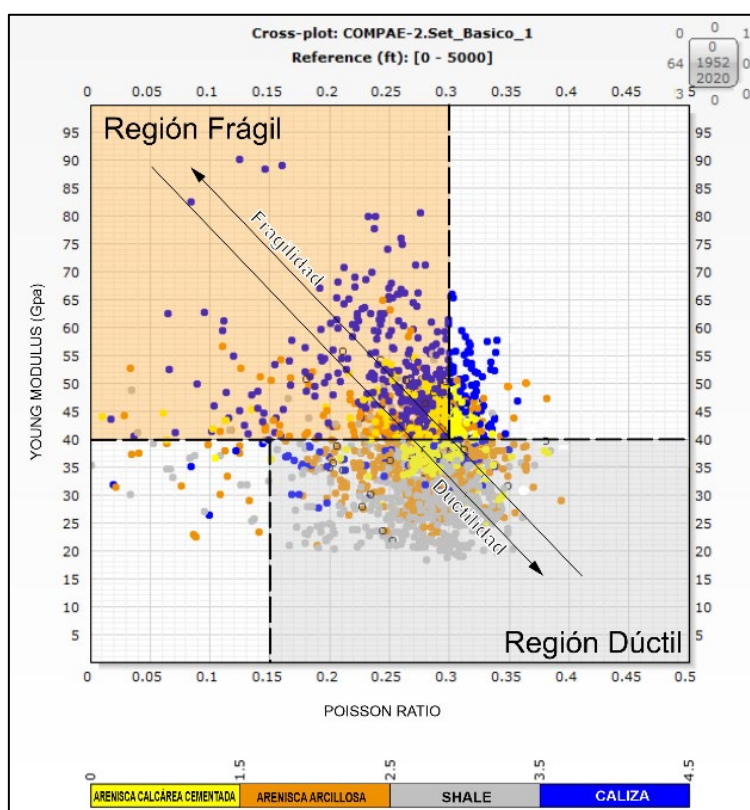
Los shales de la formación La Luna y Aguas Blancas tienen una relación de Poisson relativamente alta en comparación con otras rocas sedimentarias, como las areniscas calcáreas cementadas y las calizas. Esto se debe principalmente al contenido de arcillas, que, al ser en su mayoría filosilicatos, forman estructuras laminares en la roca, generando baja rigidez y alta ductilidad. Caso contrario sucede con las calizas, areniscas calcáreas y algunas areniscas arcillosas, que, debido a su cementación y contenido de carbonatos, presentan bajos valores de relación de Poisson, es decir, son más rígidas.

### 6.4.3. Módulo de Young vs Relación de Poisson

Como se puede observar en el gráfico de correlación mostrado en la **Figura 25**, la relación de entre el módulo de Young versus la relación de Poisson coloreado por los litotipos planteados, las calizas se comportan de manera inversa, es decir, a medida que aumenta la relación de Poisson, el módulo de Young tiende a disminuir, esto debido a las propiedades de rigidez explicadas anteriormente.

**Figura 25.**

*Gráfico de Correlación del Módulo de Young Versus la Relación de Poisson Coloreado por los Tipos de Litología*



*Nota:* Se puede apreciar que las calizas tienen mayor índice de fragilidad que las areniscas calcáreas cementadas, las areniscas arcillosas y los shales (Tomado y modificado de Grieser (2007) y Rickman *et al.*, (2008)).

Según Grieser, 2007 y Rickman *et al.*, 2008, los límites de ductilidad se encuentran en las zonas de relación de Poisson superiores a 0.35 y con Módulo de Young inferior a 40 GPa, tal y como se puede observar en la **Figura 25**, por otro lado, valores de relación de Poisson inferiores a 0.35 y superiores a 40 MPa de Módulo de Young, representan la zona de fragilidad.

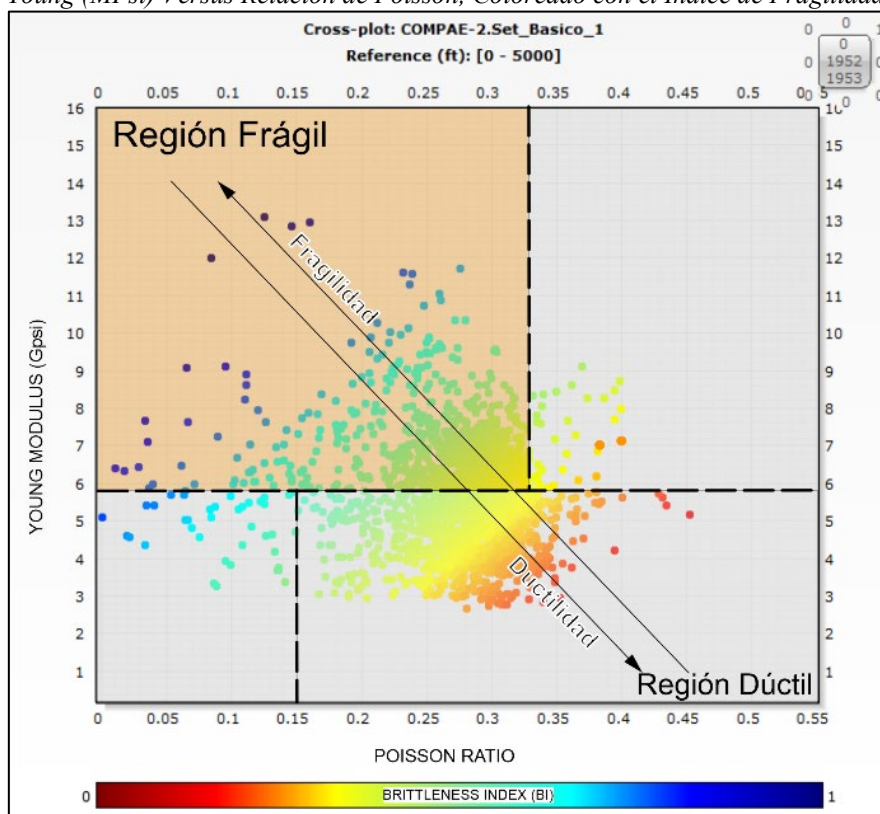
En la Figura 26, se pueden analizar que las calizas se encuentran en la zona de fragilidad, al igual que las areniscas calcáreas cementadas y algunas areniscas con shale. Caso contrario sucede con los shales, puesto que la mayoría de ellos se encuentran en la zona de ductilidad, esto debido a la presencia de arcillas como la illita y montmorillonita.

#### 6.4.4. Módulo de Young vs Relación de Poisson vs Índice de Fragilidad

El índice de fragilidad fue calculado mediante la ecuación planteada por Rickman *et al.*, 2008, la cual asume que la fragilidad está relacionada por la variación entre el módulo de Young y la relación de Poisson. El índice de fragilidad (BI) mide la capacidad de una roca para fracturarse y mantener la fractura. En la **Figura 26**, se puede observar que las rocas con mayor BI tienden a tener valores de Young elevados y baja relación de Poisson.

**Figura 26.**

*Módulo de Young (MPsi) Versus Relación de Poisson, Coloreado con el Índice de Fragilidad*



**Nota:** Se puede observar el aumento de la fragilidad de abajo hacia arriba y de derecha a izquierda. (Tomado y modificado de Grieser (2007) y Rickman et al. (2008)).

Los **límites de fragilidad** fueron tomados y modificados de Grieser (2007) y Rickman et al. 2008, donde las rocas con Módulo de Young superior a 40GPa (5.8Gpsi) y valores inferiores a 0.35 de PR se consideran frágiles.

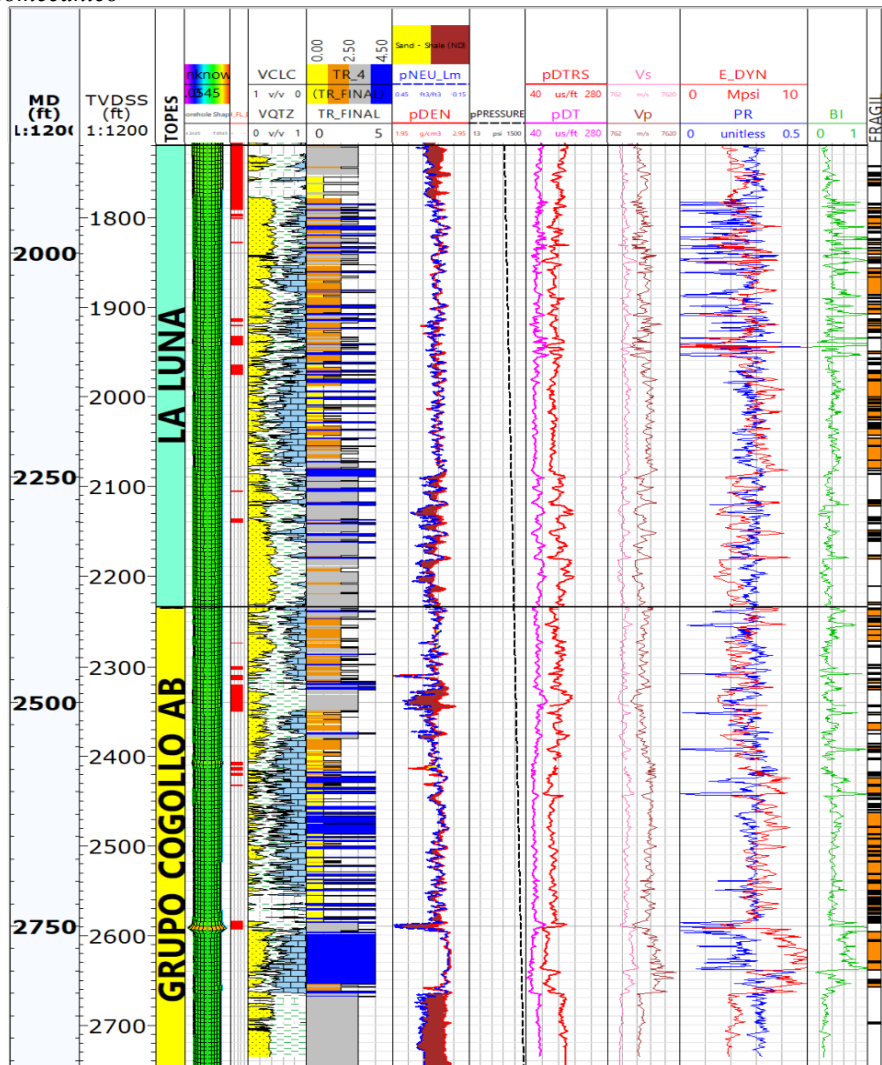
#### **6.4.5. Modelo Geomecánico**

Según Ouenes, 2012 y Capuano, 2014, las condiciones mínimas necesarias para entender el reservorio de shale gas, es contar con valores superiores al 2% de TOC; contar con propiedades de fragilidad suficientes para favorecer el fracturamiento hidráulico; tener fracturas naturales y conocer el esfuerzo horizontal mínimo.

En el modelo geomecánico se muestran espesores que cuenten con una relación entre el módulo de Young y la relación de Poisson que evidencien zonas frágiles según los rangos definidos por Grieser (2007) y Rickman *et al.*, (2008). Es importante recalcar que el contenido de arcillas, por lo general, tiende a disminuir el índice de fragilidad de la roca gracias a las propiedades plásticas de las mismas, mientras que el alto contenido de cuarzo o de carbonato de calcio pueden llegar a incrementarlo debido a su estructura cristalina ordenada y rígida.

Mediante la integración de los análisis de física de rocas se determinan los espesores que cumplen las características mencionadas anteriormente. De esta manera, se determinaron los espesores o intervalos de roca frágiles (ver **Figura 27**).

**Figura 27.**  
Modelo Geomecánico

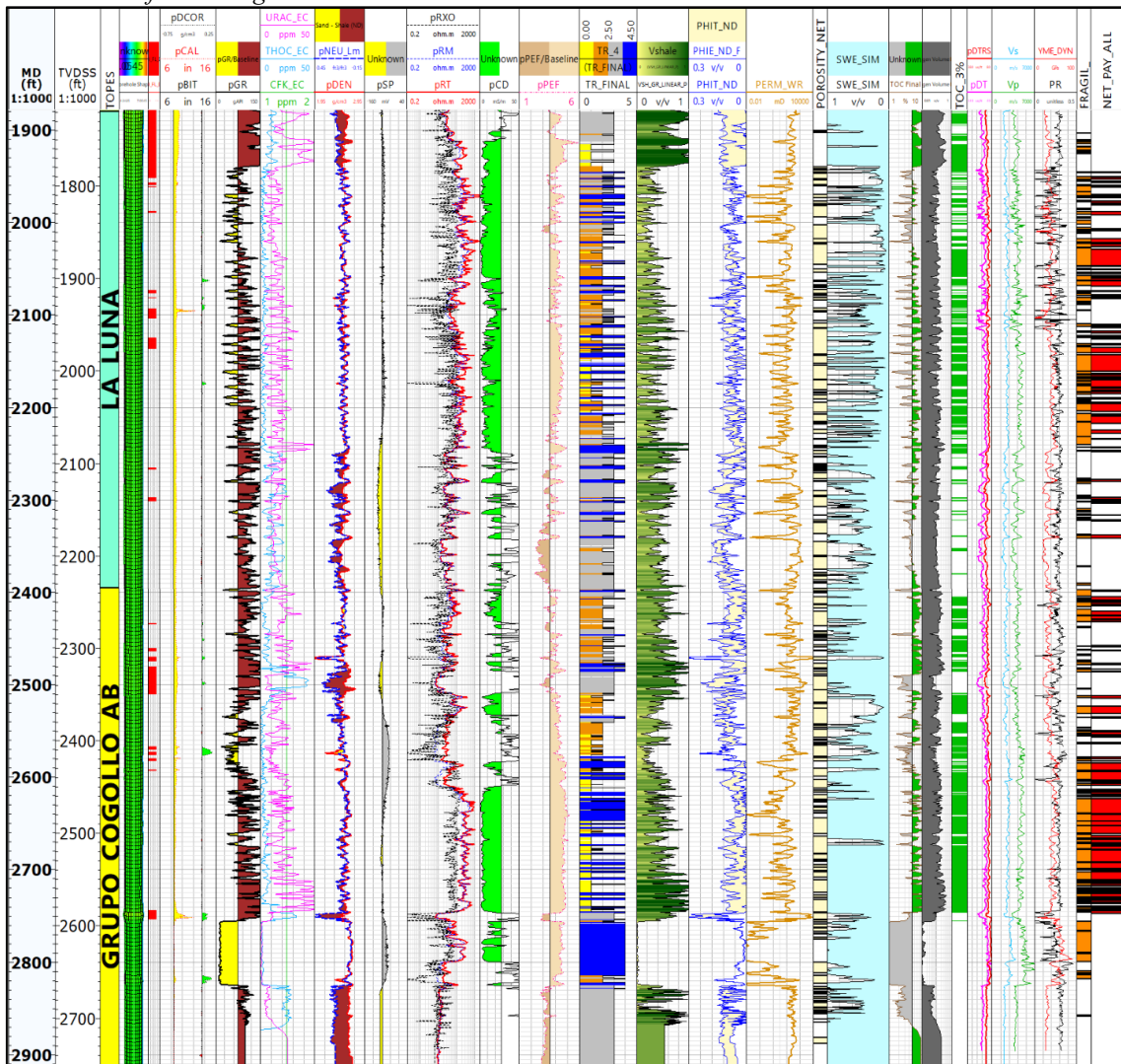


*Nota:* La figura anterior muestra las principales características mecánicas de las formaciones La Luna y Aguas Blancas, además de dos “Flags” que simbolizan los intervalos frágiles (color rojo) y dúctiles (color gris).

## 6.5. Net Pay

En la **Figura 28**, se muestra el modelo de espesores netos de shale gas o “Net Pay Shale” fue definido mediante la integración de los análisis planteados anteriormente, es decir, geoquímicos, petrofísicos y geomecánicos, con el fin de conocer los intervalos de shale con mejor calidad de reservorio no convencional, mayor contenido de materia orgánica y madurez termal, y de propiedades mecánicas que indiquen fragilidad, tal y como se puede observar en ejemplo de la **Figura 28**.

**Figura 28.**  
Modelo Petrofísico Integrado.



*Nota:* se muestran las propiedades petrofísicas, geoquímicas y geomecánicas de las formaciones La Luna y Aguas Blancas. Donde se puede observar que, mediante la integración de los análisis de calidad del reservorio, propiedades petrofísicas, contenido de TOC y las propiedades geomecánicas, se propusieron intervalos susceptibles a ser reservorio de Shale Gas (intervalos de color rojo).

En base a la integración de datos, el *Net Pay Shale*, se presenta principalmente en las calizas y en las areniscas calcáreas cementadas, puesto que son las litologías que presentan mejor calidad en cuanto a porosidad total, contenido de TOC y fragilidad. Sin embargo, algunas las areniscas arcillosas también tienden a contar con propiedades aptas para el desarrollo de reservorio no convencional, esto debido a al contenido de cementos calcáreos en su matriz, los cuales les dan propiedades frágiles.

Finalmente, los shales más puros, al provenir principalmente de la descomposición del feldespató potásico y cuentan con altos contenidos de illita y montmorillonita, tienden a comportamientos axiales más plásticos y dúctiles.

De esta forma se definieron tres percentiles de “*Net Pay*” para la Formación La Luna y la Formación Aguas Blancas, tal y como se puede observar en la **Tabla 3**

**Tabla 3.**

*Percentiles de Espesores de Net Pay para las Formaciones La Luna y Aguas Blancas*

Parámetro	Formación La Luna			Formación Aguas Blancas		
	P90	P50	P10	P90	P50	P10
Net Pay (ft)	100	300	430.5	100	250	347.5

*Nota:* Elaboración propia

## 6.6. Cálculo de Recursos

La estimación de los recursos se llevó a cabo mediante dos metodologías, utilizando el método de Schmoker, 1994, y el método volumétrico utilizando la ecuación modificada de North & Rhett, 1971, para los cuales se corrieron modelos de estimación estadística de Monte Carlo, calculando tres escenarios posibles para cada variable (P10, P50, P90).

### 6.6.1. Método de Schmoker

El método de balances de masas de Schmoker (1994) permite utilizar información geológica y petrofísica detallada para determinar la cantidad de gas en las formaciones estudiadas. Los parámetros utilizados para el cálculo de los recursos de YNC asociados a shale gas de la subcuenca Cesar se muestran en la **Tabla 4**. Cabe resaltar que se propusieron tres percentiles para cada variable, para así llevar a cabo una simulación Monte Carlo de 10,000 interacciones, y de esta manera obtener un panorama con menor nivel de incertidumbre.

**Tabla 4.**  
*Parámetros Utilizados en para el Cálculo de Recursos por el Método de Schmoker (1994).*

Parámetro	Formación La Luna			Formación Aguas Blancas		
	P90	P50	P10	P90	P50	P10
ÁREA (Acres)	47671.81	103660.58	147720.71	49995.93	85167.28	112589.98
ÁREA (km2)	192.92	419.49	597.79	202.32	344.65	455.63
Net Pay (ft)	100.00	300.00	392.50	100.00	250.00	347.50
Net Pay (m)	30.48	91.44	119.64	30.48	76.20	105.92
Volumen(acre.ft)	4767181.454	31098174.52	57980377.99	4999592.68	21291820.21	39125019.18
Volumen (km3)	5.88E+09	3.84E+10	7.15E+10	6.17E+09	2.63E+10	4.83E+10

*Nota:* Elaboración propia

Los resultados del método de balance de masas de Schmoker (1994) se muestran en la **Tabla 5**, en la cual se pueden observar los resultados en pies cúbicos de gas (*CF*) y terapiés cúbicos de gas (*TCF*) para cada formación estudiada. Es importante recalcar, que, como se mencionó anteriormente, las dos formaciones están principalmente en ventana de generación de gas húmedo, por lo que el cálculo se hizo en base a las propiedades físicas de este gas.

**Tabla 5.**  
*Resultados del Cálculo de los Recursos de Shale gas para cada Formación Estudiada*

Formación de interés	Formación La Luna			Formación Aguas Blancas		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90
Recurso de gas (CF)	7.40347E	9.1072E	2.74956E	3.02081E	2.10422E	2.32294E
	+12	+13	+14	+12	+13	+14
Recurso de gas (TCF)	7.40	91.07	274.96	3.02	21.04	232.29

*Nota:* Elaboración propia

Finalmente, se muestran (ver **Tabla 6**) los resultados acumulados para la subcuena, donde se puede detallar que tiene reservas probables de gas 112.1 CTF totales y recuperables de 11.2 CTF con 10% de factor de recobro (FR), en el panorama más

probable, mientras que para el panorama más pesimista y el más optimista son 1.04 y 50.72 respectivamente, con el mismo factor de recobro.

**Tabla 6.**

*Recurso de gas Total Planteado Mediante el Método de Schmoker, 1994 para la Subcuenca Cesar*

	P10	P50	P90
Recurso de gas subcuenca Cesar (CF)	1.04E+13	1.12E+14	5.07E+14
Recurso de gas subcuenca Cesar (TCF)	10.42	112.11	507.25
Recurso de gas subcuenca Cesar (CF) (10% FR)	1.04E+12	1.12E+13	5.07E+13
Recurso de gas subcuenca Cesar (TCF) (10% FR)	1.04	11.21	50.72

*Nota:* Elaboración propia

### **6.6.2. Método Volumétrico**

La ecuación de cálculo volumétrico (GHOES) de reservas de shale gas se utiliza para estimar la cantidad de gas contenido en un yacimiento de shale gas. Las mediciones de la concentración de gas en la formación se combinan con datos de perforación para crear un modelo basado en el equilibrio termodinámico del gas en el yacimiento y la expansión volumétrica al descomprimirse. Los parámetros utilizados se muestran en la **Tabla 7**. Se proponen tres percentiles para cada variable, para así llevar a cabo una simulación Monte Carlo de 10,000 interacciones, y de esta manera obtener un panorama con menor nivel de incertidumbre. A su vez, se ilustran los resultados del cálculo de GHOES en CF.

**Tabla 7.**  
*Parámetros Utilizados en para el Cálculo de Recursos por el Método Volumétrico*

Variable	Definición	Formación La Luna			Formación Aguas Blancas		
		P90	P50	P10	P90	P50	P10
A	Área del yacimiento (acres)	47671.8	103660.6	147720.7	49995.9	85167.3	112590.0
A	Área del yacimiento (km2)	192.92	419.49	597.79	202.32	344.65	455.63
h	Espesor del yacimiento (pies)	100	300	392.5	100	250	347.5
h	Espesor del yacimiento (m)	30.5	91.4	119.6	30.5	76.2	105.9
Phi	Porosidad efectiva del yacimiento (%)	6.700	6.977	7.100	6.396	6.396	6.396
Sg	Cantidad de gas en solución (1-Swi-So)	0.4	0.6	0.88	0.38	0.61	0.85
Bg	Factor del volumen inicial del gas (SCF/STB)	0.0809	0.0809	0.0809	0.0688	0.0688	0.0688
hi	Gas humedo original en Situ (CF)	6.88E+12	7.01E+13	1.95E+14	7.69E+13	5.26E+13	1.35E+14

*Nota:* Bg es el factor volumétrico del gas húmedo, PHIE es la porosidad total, el factor de recobro.

Los resultados del cálculo volumétrico se pueden observar en la **Tabla 8**, donde se muestra la cantidad de recurso de gas total de 122.7 TCF y recuperables de 12.27 TCF, asumiendo 10% de factor de recobro en el panorama base. En el más pesimista y optimista, da como resultado 1.5 y 32.6 CTF respectivamente, con el mismo factor de recobro.

**Tabla 8.**  
*Resultados del Cálculo Volumétrico en pies Cúbicos y Terapias Cúbicos de gas sin y con Factor de Recobro, para los Tres Escenarios Posibles Planteados.*

Cálculo volumétrico de gas						
Recurso total de gas (CF)	P90-	1.49E+13	P50-	1.23E+14	P10	3.26E+14
Recurso total de gas (TCF)	P90-	14.86	P50-	122.71	P10	326.39
Gas recuperable (CF)	P90-	1.49E+12	P50-	1.23E+13	P10	3.26E+13
Gas recuperable (CTF)	P90-	1.49	P50-	12.27	P10	32.64

*Nota:* Elaboración propia

## 7. Discusión

En el análisis gravimétrico evidencia que la subcuenca del Cesar se depositó en una zona donde las profundidades del basamento no son elevadas; sin embargo, las secciones sísmicas mostradas (CV-1997-04 y CV-1997-11) permiten observar que en el centro-sur de la subcuenca se alcanzan altas profundidades, comprendidas entre los 12000ft y los 14000ft, en donde la temperatura incrementa por gradiente geotérmico y por ende, aumenta la evolución termal de la materia orgánica, favoreciendo la probabilidad de generación de hidrocarburos. El depocentro gravimétrico, las secciones sísmicas y los mapas de contornos estructurales, dan entender que el principal punto de generación de hidrocarburos o “cocina” se encuentra hacia el centro-sur de la subcuenca del Cesar, dando como resultado un área de alto potencial prospectivo de shale gas.

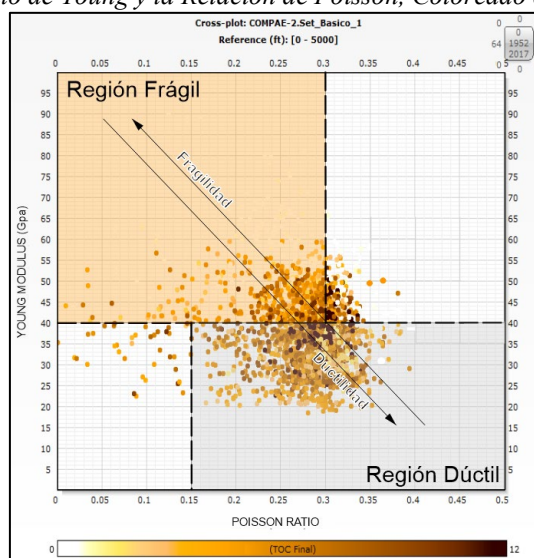
Las litologías de las formaciones La Luna y Aguas Blancas cuentan con características petrofísicas comúnmente asociadas a reservorios de shale gas, con porosidades total y efectiva en promedio de 20% y 7%, respectivamente; los valores de permeabilidad también tienden a ser bajos (45mD). A su vez, el contenido de materia orgánica total en las rocas de las formaciones estudiadas tiende a ser superior al 3% en las calizas y las areniscas calcáreas cementadas, lo cual prueba que estas rocas tienen alto potencial de susceptibilidad de shale gas. La saturación de gas en los YNC asociados a shale gas tiende ser alta, tal y como sucede en el yacimiento evaluado, la saturación de gas está comprendida entre el 60-90% del volumen poral total, denotando la madurez termal de estas rocas; este cálculo es congruente con los *Drill Steam Test* de los pozos, donde se mencionan “patadas de gas” en las formaciones estudiadas. Además, es pertinente mencionar que las formaciones La Luna y Aguas Blancas, no cuentan con intervalos arenosos de propiedades petrofísicas óptimas y favorables para la prospección de hidrocarburos convencionales.

Es importante resaltar que el análisis geomecánico propone que las rocas con mayor índice de fragilidad son las calizas y las areniscas calcáreas cementadas, esto debido a la configuración cristalina del carbonato de calcio y la dureza del cemento calcáreo.

Algunos intervalos de areniscas arcillosas tienen a entrar en el rango de fragilidad, esto debido a la presencia de cementos (calcáreos o silíceos) en su matriz. Como se puede observar en la gráfica de correlación del módulo de Young con la relación de Poisson (ver **Figura 29**), se distinguen las rocas frágiles de las dúctiles; además, que al ser coloreada con el contenido de materia orgánica se puede analizar que, gran parte de las rocas frágiles, cuentan con alto contenido de TOC asociadas principalmente a las calizas y las areniscas calcáreas cementadas, pese a que la materia orgánica se comporta como un material dúctil, disminuyendo el índice de fragilidad.

**Figura 29.**

*Correlación Entre el Módulo de Young y la Relación de Poisson, Coloreado con el Contenido de TOC*



*Nota:* (Tomado y modificado de Grieser (2007) y Rickman et al. (2008)).

Así como se puede observar en el modelo petrofísico integrado, el *net pay* definido para las formaciones estudiadas muestra los intervalos en los cuales coinciden los valores de porosidad efectiva por encima del *cut-off* de 2.5%, ricos en materia orgánica (> 2% de TOC) y con alto índice de fragilidad.

De igual manera, realizando un análisis integrado del *net pay* respecto a la información sísmica, es decir, las características sísmicas de las rocas en función de las petrofísicas, se puede concluir que las zonas marcadas como *net pay*, corresponden a reflectores de baja amplitud, demostrando la presencia de hidrocarburos en ellos.

El modelo geoquímico 1D planteado para la Subcuenca Cesar, evidencia que las formaciones de interés, Formación La Luna y Formación Aguas Blancas están en ventana de generación de gas húmedo, esto gracias a los valores de materia orgánica total y de reflectancia de vitrinita, lo que se deriva en alta madurez termal de la materia orgánica presente en las rocas de las formaciones objetivo de la investigación.

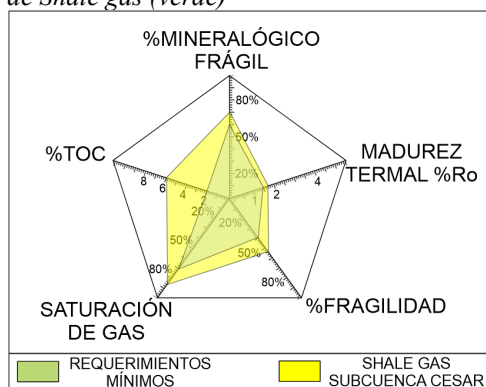
Como se mostró en los mapas de contenido de materia orgánica, las zonas prospectivas están en un riesgo bajo, puesto que se encuentran dentro de los valores favorables promedio para este tipo de yacimiento; sin embargo, es importante recalcar que el nivel de incertidumbre de este mapa es elevado, puesto que no se tienen los suficientes datos de laboratorio para corroborar y calibrar los modelos y de esta forma, obtener mayor nivel de precisión. En los mapas de madurez termal es posible detallar que las áreas prospectivas planteados para los tres escenarios (escasez, base y abundancia) se encuentran termalmente maduros, aumentando la confiabilidad de la evaluación del shale gas en la subcuenca.

Como se puede observar en el diagrama de red de araña o *spiderweb* (ver **Figura 30**), el yacimiento planteado para la subcuenca Cesar de shale gas, cuenta con alta calificación como YNC asociado a shale, puesto que en base a su contenido mineralógico lo ubica en la zona de rocas susceptibles a ser fracturadas, puesto que contiene de 45% a 80% de carbonatos, 35-55% de cuarzo, mientras que de arcillas tiene 25-38%.

Cuenta con aspectos geoquímicos favorables, es decir, el contenido de materia orgánica total, superior a 2% y su madurez termal, %Ro de 1.7 a 2.1, están en valores de promedio en comparación con yacimientos análogos como lo es el yacimiento de Vaca Muerta en Argentina, que cuenta con TOC de 2-8%, %Ro de 0.9-3, y contenido mineralógico de Carbonatos 45-70%, Cuarzo 30-55%, arcillas de 4-25% (Mariñelarena, 2018). Así mismo, la saturación de gas y el poco contenido de agua hacen de este yacimiento una opción prospectiva técnicamente viable.

**Figura 30.**

*Diagrama Spiderweb de Evaluación de Calidad del Shale gas Donde se Muestran los Valores Mínimos para Entender un Yacimiento de Shale gas (verde)*



*Nota:* Elaboración propia. (valores tomados de Ouenes, 2012, Capuano, 2014 y Mariñelarena, 2018) y los valores estimados para el yacimiento planteado de la subcuenca Cesar.

Por otro lado, las reservas calculadas mediante los modelos evaluados dieron como resultado cantidades variadas de hidrocarburo; sin embargo, el método de Schmoker, 1994, plantea la cantidad de gas promedio que puede llegar a generar y almacenar la roca en base al contenido de materia orgánica, su potencial de generación y el balance de masas del yacimiento, pero no tiene en cuenta otras variables que llegan a afectar tanto la generación como el almacenamiento del hidrocarburo, como lo plantea el método volumétrico, por lo que se concluye que el método con menor incertidumbre en el cálculo de reservas mediante este método supone una menor incertidumbre, puesto que tiene en cuenta mayor cantidad de variables, tales como porosidad, saturación de gas del yacimiento y factor volumétrico del mismo.

En la **Tabla 9** se realiza un comparativo de los recursos estimados para cada una de las formaciones de interés y el total de la subcuenca, calculados mediante los métodos de balance de masas de Schmoker (1994) y el método volumétrico. Es posible analizar que, para ambos métodos, la Formación La Luna cuenta con mayor potencial de shale gas, puesto que sus recursos son distintivamente más altos.

**Tabla 9.**

*Resultados Acumulados de los Cálculos Realizados Mediante el Método de Schmoker y el Volumétrico para cada una de las Formaciones de Interés*

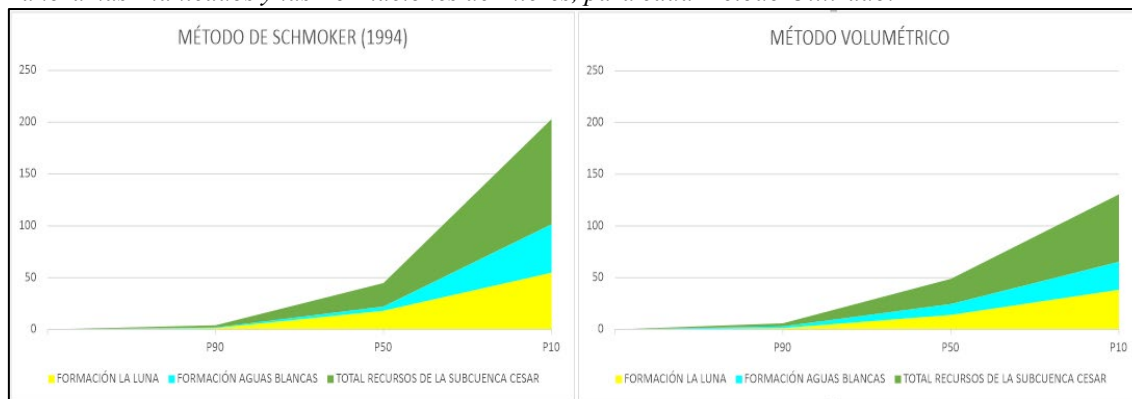
Comparativo de métodos					
SCHMOKER (1994)			Volumétrico		
P90	P50	P10	P90	P50	P10
Formación La Luna					
0.74	9.11	27.50	0.72	7.01	19.18
Formación Aguas Blancas					
0.30	2.10	23.23	0.77	5.26	13.46
Total Recursos Subcuenca Cesar					
1.04	11.21	50.72	1.49	12.27	32.64

*Nota:* Elaboración propia

La **Figura 31** muestra dos gráficos de áreas apiladas, en donde se puede apreciar que los recursos de la Fm. La Luna son mayores que los de la Fm. Aguas Blancas. A su vez, es posible analizar, que la cuenca tiene alto potencial de shale gas, puesto que cuenta con recursos totales en el panorama base de 11.2 TCF según el método de Schmoker (1994) y 12.27 TCF según el método volumétrico.

**Figura 31.**

Gráficos de Áreas Apiladas, en el cual se Resalta el Contraste del Volumen de Reservas Entre los tres Panoramas Planteados y las Formaciones de Interés, para cada Método Utilizado.



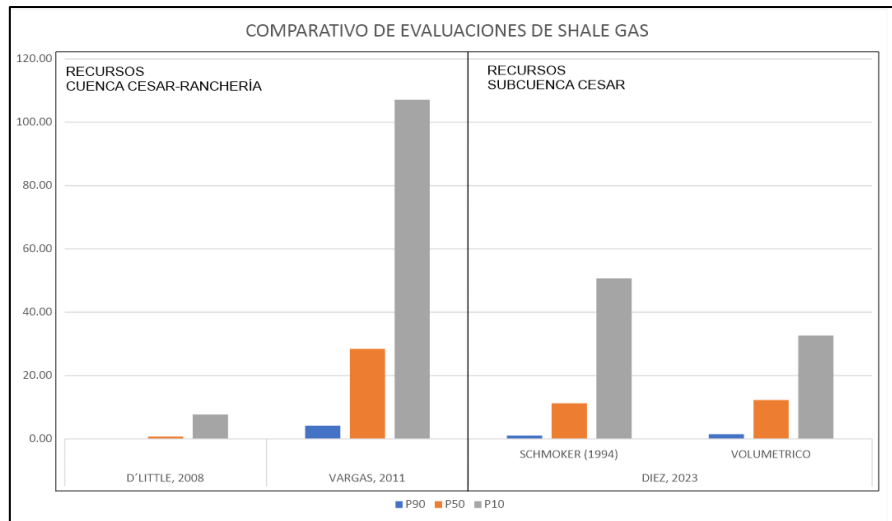
Nota: Elaboración propia.

Es importante resaltar que el factor de recobro en los yacimientos de shale gas ronda entre el 10% y el 20%, en función de la tecnología que se utilice para su extracción; para la presente investigación se asume un valor de factor de recobro de 10% utilizando como análogo el factor de recobro de Woodford Shale (Houseknecht et al. 2010), y de esta manera no sobre estimar el recurso y dar una visualización del panorama de una manera más realista.

En los estudios que han sido realizados respecto a los recursos de shale gas en la cuenca de Cesar Ranchería, se han planteado evaluaciones de este recurso subestimadas, como es el caso de D'Little, 2008, o sobrestimadas como el caso de Vargas, 2011. Es importante resaltar, que no se ha realizado un estudio especializado de la Subcuenca Cesar de la evaluación de Shale gas, en su lugar, los artículos basan el análisis en toda la cuenca (ver **Figura 32**).

**Figura 32.**

*Gráfica Comparativa Entre los Recursos Calculados en la Presente Investigación con otras Publicaciones*



*Nota:* Elaboración propia

La evaluación realizada por D'Little, 2008, a pesar de ser un estudio de toda la cuenca de Cesar-Ranchería, representa el 7% de los recursos calculados en la presente investigación para la Subcuenca Cesar. Por otro lado, la evaluación de shale gas de toda la cuenca Cesar Ranchería realizada por Vargas, (2011) es 61% más alta que la estimación realizada para la subcuenca Cesar mediante el método de Schmoker, (1994) y 57% más elevada que el método volumétrico.

## 8. Conclusiones

La interpretación sísmica y la aplicación de atributos sísmicos evidencian espesores con bajas frecuencias y contrastes de amplitud en horizontes de las formaciones estudiadas, lo cual se puede asociar a altos contenidos de material orgánico, confirmando la posible presencia de hidrocarburos. Con base en el análisis estratigráfico y geoquímico, se interpreta que el ambiente de sedimentación de las formaciones estudiadas corresponde a marinos y deltáicos, por lo que la aplicación de la descomposición espectral no es relevante en el análisis de anomalías sísmicas o de paleocanales, por ende, no se tuvo en cuenta. Por otro lado, las áreas de interés planteadas alcanzan profundidades de 12000ft y 14000ft para los topes de las formaciones La Luna y Aguas Blancas respectivamente; esto debido al fuerte control estructural de la subcuenca; es importante resaltar, que dichas áreas están contenidas en la zona gravimétrica más profunda, es decir, de valores superiores a 10 miligales, haciendo notar un alto potencial de recurso de shale gas.

El análisis geoquímico realizado y la integración con los datos de laboratorio muestra que la Fm. Aguas Blancas está en ventana de generación de gas húmedo desde finales del Cretácico Inferior y la Formación la Luna en ventana de generación de gas húmedo desde inicios del Paleógeno. A su vez, se determinó que las zonas de mayor madurez termal y de contenido de materia orgánica se encuentran en el centro y suroeste de la Subcuenca, al igual que las áreas prospectivas planteadas. Sin embargo, el mapa de %TOC, tiene un alto valor de incertidumbre, debido a la cantidad limitada de datos disponibles para hacer el cálculo.

El modelo petrofísico planteado, define espesores netos de calizas y areniscas calcáreas cementadas con alto potencial de ser rocas reservorio de yacimientos no convencionales asociados a shale gas, los cuales cuentan con propiedades petrofísicas y

geomecánicas aptas para la extracción de este recurso, es decir, valores de porosidad y de fragilidad dentro del margen base de calidad de este tipo de yacimiento.

Los diferentes modelos matemáticos de estimación de recursos de shale gas utilizados dieron como resultado estimaciones favorables, debido a que la integración de los análisis geofísicos, petrofísicos, geoquímicos y geomecánicos permiten comprender con mayor detalle las características del yacimiento, y por ende, al definir las áreas y espesores netos de roca con potencial, se consigue un nivel de incertidumbre menor que los análisis convencionales.

Es importante resaltar, que el método volumétrico supone un menor nivel de incertidumbre, puesto que toma en cuenta mayor número de variables, validando el resultado, caso contrario al método de Schmoker, 1994, donde se asume el contenido de materia orgánica inicial y un equilibrio de masas. Los cálculos realizados dan como resultado 1.49 TCF en el panorama de escasez, 12.27 TCF en el base y 32.64 TCF en el de abundancia, asumiendo 10% de factor de recobro, por lo que se puede afirmar que la subcuenca de Cesar cuenta con alto potencial de YNC asociados a shale gas.

## 9. Recomendaciones

Con el fin de reducir la incertidumbre exploratoria, que ya es elevada en un proyecto no convencional, se propone adquirir nueva información sísmica, geoquímica, petrofísica y geomecánica.

Es necesario realizar pruebas de laboratorio de las propiedades geomecánicas y petrofísicas, y de este modo, calibrar los análisis realizados por medio de registros de pozo. Así mismo, el realizar análisis de pirolisis y TOC en más pozos, con mejor resolución vertical y en mayores profundidades supondría una prospección más acertada.

Es importante mencionar, que la adquisición de sísmica 3D es esencial para investigaciones futuras en la cuenca, además de suponer la base para elaborar un modelo estático de diferentes variables a analizar, tales como impedancia acústica, propiedades geomecánicas y en madurez termal. También es pertinente llevar a cabo el reprocesado de la información sísmica.

Con base en información bibliográfica y algunos reportes, las formaciones Lagunitas y Rio Negro, cuentan con potencial de ser yacimientos no convencionales asociados a shale gas y tight gas Sandstones respectivamente, por lo que se recomienda realizar toma de datos de estas formaciones en profundidad, puesto que podrían incrementar la reserva no convencional de la cuenca.

## 10. Referencias Bibliográficas

Adiguna, H. & Torres-Verdín, C. (2013, 30 septiembre). Comparative Study for the Interpretation of Mineral Concentrations, Total Porosity, and TOC in Hydrocarbon-Bearing Shale from Conventional Well Logs. OnePetro. <https://doi.org/10.2118/166139-MS>

Adrián Madrid Giménez. (2019). Hubbert Peak Theory El Pico Del Petróleo “Peak Oil” Máster Geología Aplicada A Los Recursos Minerales Y Energéticos. Academia.edu. [https://www.academia.edu/39054946/hubbert\\_peak\\_theory\\_el\\_pico\\_del\\_petr%C3%93leo\\_peak\\_oil\\_m%C3%81ster\\_geolog%C3%8da\\_aplicada\\_a\\_los\\_recursos\\_minerales\\_y\\_en\\_erg%C3%89ticos](https://www.academia.edu/39054946/hubbert_peak_theory_el_pico_del_petr%C3%93leo_peak_oil_m%C3%81ster_geolog%C3%8da_aplicada_a_los_recursos_minerales_y_en_erg%C3%89ticos)

Aguilera, R. (2016, 20 diciembre). Coupling Geochemical, Geomechanical and Petrophysical Data for Identifying Potential Moveable Hydrocarbon Zones in Shale Oil Reservoirs. <https://prism.ucalgary.ca/handle/11023/3501>

Alarcón Olave, H. F. & Herrera Otero, E. H. (2021). Petrophysical properties of bypassed Cenozoic clastic reservoirs in the Cesar sub-basin, Colombia. *Earth Sciences Research Journal*, 25(3), 275-284. <https://doi.org/10.15446/esrj.v25n3.89293>

Alvarez Pabón, S. A. & Vélez Barrera, G. E. (S. F.). *Desarrollo De Una Metodología Estándar Para La Identificación De Unidades De Flujo Y Caracterización Petrofísica En Yacimientos Complejos [Trabajo De Grado Para Optar Al Título De Ingenieros De Petróleos]*. Universidad Industrial De Santander.

Aminzadeh, F. & Dasgupta, S. N. (2013). Geophysics for Unconventional Resources. *Developments in Petroleum Science*, 247-271. <https://doi.org/10.1016/b978-0-444-50662-7.00009-3>

Anomalías Bouguer Total - Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s. f).  
 Recuperado 25 de octubre de 2022, de <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/informaci%C3%B3n-geol%C3%B3gica-y-geof%C3%ADsica/m%C3%A9todos-remotos/anomal%C3%ADas-bouguer-total/>

Atlas Geoquímico - Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s. f.). Recuperado 25 de octubre de 2022, de <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/informaci%C3%B3n-geol%C3%B3gica-y-geof%C3%ADsica/estudios-integrados-y-modelamientos/atlas-geoqu%C3%ADmico/>

Azeem, T., Yanchun, W., Khalid, P., Xueqing, L., Yuan, F. & Lifang, C. (2015). An application of seismic attributes analysis for mapping of gas bearing sand zones in the sawan gas field, Pakistan. *Acta Geodaetica et Geophysica*, 51(4), 723-744. <https://doi.org/10.1007/s40328-015-0155-z>

Banik, N. & Egan, M. (2012). Effects of VTI Anisotropy on Shale Reservoir Characterization. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/150269-ms>

British Geological Survey. (2022a, agosto 22). Total organic carbon. <https://www.bgs.ac.uk/datasets/bgs-total-organic-carbon/>

British Geological Survey. (2022b, septiembre 8). Shale gas. <https://www.bgs.ac.uk/geology-projects/shale-gas/>

Bust, V. K., Majid, A. A., Oletu, J. U. & Worthington, P. F. (2013). The petrophysics of shale gas reservoirs: Technical challenges and pragmatic solutions. *Petroleum Geoscience*, 19(2), 91-103. <https://doi.org/10.1144/petgeo2012-031>

Cabanillas, Luis & Carstens, Gustavo & Lovecchio, Juan & Marshall, Patricio & Rébora, Luis & Soldo, Juan & Vallejo, Eduardo & Vergani, Gustavo. (2015). *Hidrocarburos convencionales y no convencionales*.

Cesar-Ranchería - Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2021). Recuperado 25 de octubre de 2022, de <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-3/cesar-rancher%C3%ADa/>

Chopra, S. & Marfurt, K. J. (2007). Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. SEG Library. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801900>

Cipolla, C. L., Fitzpatrick, T., Williams, M. J. & Ganguly, U. K. (2011). Seismic-to-Simulation for Unconventional Reservoir Development. All Days. <https://doi.org/10.2118/146876-ms>

D. Little, A. (2008). Evaluation of potential of unconventional energy resources in Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Houston: Arthur D. Little Inc.

Deng, X., Liu, C., Guo, Z., Liu, X. & Liu, Y. (2019). Rock physical inversion and quantitative seismic interpretation for the Longmaxi shale gas reservoir. Journal of Geophysics and Engineering, 16(3), 652-665. <https://doi.org/10.1093/jge/gxz035>

Editor Geoxnet. (2017, 15 octubre). Kerogeno. Geología - publicaciones. <https://post.geoxnet.com/glossary/kerogeno/>

Edman, J.D., 2012, How local variations in thermal maturity affect shale oil economics and producibility: World Oil (March 2012) v. 233/3. Web accessed 25 May 2012. <http://www.worldoil.com/March-2012-How-local-variations-in-thermal-maturity-affect-shale-oil-economics-and-producibility.html>

Hill, R.J., D.M. Jarvie, J. Zumberge, M. Henry, and R.M. Pollastro, 2007, Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin: AAPG Bulletin, v. 91/4, p. 445-473.

Hill, R.J., E. Zhang, B.J. Katz, and Yongchun Tang, 2007, Modeling of gas generation from the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas: AAPG Bulletin, v. 91/4, p. 501-521.

García, M. (2008). Prospectividad de la Cuenca Cesar-Ranchería. Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones, Universidad Industrial de Santander (UIS).

Geoestudios LTDA. (2006). Cartografía Geológica Cuenca Cesar – Ranchería Contrato No. 084 de 2005 (1.a ed.).  
[https://www.anh.gov.co/documents/2683/CARTOGRAFIA\\_GEOLOGICA\\_CESAR-RANCHERIA\\_2005.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/2683/CARTOGRAFIA_GEOLOGICA_CESAR-RANCHERIA_2005.pdf)

Geology of Shale and Tight Resources. (s. f.). Recuperado 25 de octubre de 2022, de <https://www.nrcan.gc.ca/energy/energy-sources-distribution/natural-gas/shale-tight-resources-canada/geology-shale-and-tight-resources/17675>

GeoOil - Calculating geomechanical properties from well logs. (s. f.). Recuperado 25 de octubre de 2022, de <https://geoil.com/computingGeomechanics.php>

Geopetrocol. (1998). Potencial Petrolífero Cuenca Cesar-Ranchería. Tomos I, II y anexos. Bogotá, Colombia: Empresa Colombiana de Petróleos [ECOPETROL].

Gong, L., Zeng, L., Gao, Z., Zhu, R. & Zhang, B. (2015). Reservoir characterization and origin of tight gas sandstones in the Upper Triassic Xujiahe formation, Western Sichuan Basin, China. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 6(3), 319-329. <https://doi.org/10.1007/s13202-015-0203-9>

González Pérez, G. (s. f.). Aplicación De Los Registros Geofísicos De Pozo En La Búsqueda Y Caracterización Petrofísica De Yacimientos De Shale Gas. [Tesis de grado para obtener el título de Ingeniero Geofísico]. Instituto Politécnico Nacional.

González-Gómez, M. (2022, 7 julio). Boletín de Geología. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegelologia/article/view/13400>

Guo, Q., Littke, R. & Zieger, L. (2018b). Petrographical and geochemical characterization of sub-bituminous coals from mines in the Cesar-Ranchería Basin, Colombia. *International Journal of Coal Geology*, 191, 66-79. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.03.008>

He, Y. (2022). Estimating the Total Organic Carbon in Complex Lithology From Well Logs Based on Convolutional Neural Networks. *Frontiers*. <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/feart.2022.871561/full>

Hernández Pardo, O. & Jaramillo, J. M. (2009). Reconstrucción de la historia termal en los sectores de luruaco y cerro cansona – cuenca del Sinú-San jacinto y en el piedemonte occidental de la serranía del perijá entre codazzi y la jagua de ibirico – cuenca de Cesar-Ranchería. En *Agencia Nacional de Hidrocarburos (1.a ed.)*. <https://www.anh.gov.co/documents/2685/RECONSTRUCCI%C3%93N+HISTORIA+TERMAL+EN+UN+SECTOR+DE+CESAR-RANCHERIA+2009.pdf>

IEA, 2020, *The Oil and Gas Industry in Energy Transitions*. <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions>

Houseknecht, D. W., Coleman, J. L., Milici, R. C., Garrity, C. P., Rouse, W. A., Fulk, B. R., Paxton, S. T., Abbott, M. M., Mars, J. C., Cook, T. A., Schenk, C. J., Charpentier, R. R., Klett, T. R., Pollastro, R. M., & Ellis, G. S. (2010). Assessment of undiscovered natural gas resources of the Arkoma Basin province and geologically related areas. U.S. Geological Survey Fact Sheet 2010-3043. <http://pubs.usgs.gov/fs/2010/3043/pdf/FS10-3043.pdf>. Last Accessed 5 August 2015.

Jaimes, S. (2019). *Los Yacimientos No Convencionales En Colombia: Una Vision Legal Y Regulatoria De Su Posible Exploracion Y Explotacion Comercial*, Tesis de Maestría. [Academia.edu](https://repositorio.uis.edu.co/handle/document/13400).

[https://www.academia.edu/37026448/LOS\\_YACIMIENTOS\\_NO\\_CONVENCIONAL  
ES EN COLOMBIA UNA VISION LEGAL Y REGULATORIA DE SU POSIB  
LE EXPLORACION Y EXPLORACION\\_COMERCIAL\\_Tesis\\_de\\_Maestr%C3%A9](https://www.academia.edu/37026448/LOS_YACIMIENTOS_NO_CONVENCIONAL_ES_EN_COLOMBIA_UNA_VISION_LEGAL_Y_REGULATORIA_DE_SU_POSIBLE_EXPLORACION_Y_EXPLORACION_COMERCIAL_Tesis_de_Maestr%C3%A9)  
Da

Juan Carlos Echeverry. (2017, August 10). Los yacimientos no convencionales y la soberanía energética. Diario La República; Diario La republica. <https://www.larepublica.co/analisis/juan-carlos-echeverry-401379/los-yacimientos-no-convencionales-y-la-soberania-energetica-2535143>

Just a moment. . . (s. f.). Recuperado 18 de octubre de 2022, de <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780128122341000017>

Lai, B. & Lin, S. (2016). Shale Mechanical Properties Influence Factors Overview and Experimental Investigation on Water Content Effects. *Journal of Sustainable Energy Engineering*, 3(4), 275-298. <https://doi.org/10.7569/jsee.2016.629501>

López, C. L. A. (2019, 2 julio). Caracterización litoestratigráfica de la Formación la Luna mediante el análisis de multiatributos sísmicos en la prospección de hidrocarburos no convencionales. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/60034>

Lozada Molina, M. D., Lascarro Navarro, F. D., León Díaz, L. F., Rojas Martínez, E. E., Carrillo Bolaño, F. E., Tapia Tavera, L. C. & Manco Jaraba, D. C. (2019). Contribución al conocimiento geológico de la Serranía del Perijá mediante cartografía a escala 1:25.000 del Grupo Cogollo, en el sector oriental del municipio de Becerril, Cesar. *Boletín Geológico*, 45, 49-59. <https://doi.org/10.32685/0120-1425/boletingeo.45.2019.487>

Ma, Y. Z., Moore, W., Gomez, E., Clark, W. & Zhang, Y. (2016). Tight Gas Sandstone Reservoirs, Part 1. *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook*, 405-427. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-802238-2.00014-6>

Ma, X., Ye, Y., Zhu, H., Li, W., & Liu, X. (2017). Seismic attribute analysis for shale gas exploration: A case study of the Lower Silurian Longmaxi Formation in the Changning gas field, Sichuan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 84, 238-253. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.02.032>

Mehana, M., Callard, J., Kang, Q., & Viswanathan, H. (2020). Monte Carlo simulation and production analysis for ultimate recovery estimation of shale wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 83, 103584. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103584>

Marín, Juan & Bermúdez, Hermann & Aguilera, Roberto & Jaramillo, José & Rodriguez-Jimenez, Jose & Ruiz Jimenez, Elvira & Cerón, María. (2010). Geological Evaluation And Prospectivity Sinú - Urabá Sector. *Boletín de Geología*. 32. 145-153.

Modelos para el cálculo y estimación de reservas en yacimientos shale gas (gas de lutitas). (s. f.).

Montaño C, P. C. (s. f.). Caracterización Petrográfica Y Geocronología Detritica De Las Rocas Aflorantes En El Arroyo Alberto (Serranía Del Perijá), Infra Yacentes A La Formacion Río Negro [Trabajo de grado para optar por el título de Geóloga]. Universidad Nacional de Colombia.

Mora Bohorquez, Josue & Garcia, Alberto. (2006). Cenozoic Tectono-Stratigraphic Relationships between the Cesar Sub-Basin and the Southeastern Lower Magdalena Valley Basin of Northern Colombia.

Nova Rodriguez, G. (s. f.). Identificación De Las Áreas De Aporte De Los Sedimentos Aflorantes Del Cretáceo Temprano En La Serranía Del Perijá [Tesis de grado]. Universidad Nacional de Colombia.

Padilla, J. D. (2020). El Potencial de Recursos de Esquisto de Colombia. Atlantic Council.

Patarroyo-Camargo, G. D., Alarcón-Gómez, C. M., Torres-Parada, J. M., Díaz-Villamizar, J. S., Gómez-Coronado, J. S., Márquez-Prada, J. J., Pontón-Parada, L. A. & Barragán-Martínez, D. M. (2021). Reconocimiento geológico de la Formación La Luna en el sector de Matanza (Oeste del Macizo de Santander, Colombia). *Boletín de Geología*, 43(1). <https://doi.org/10.18273/revbol.v43n1-2021002>

Q. R. PASSEY (2), S. CREANEY (3), J. (1990). A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *AAPG Bulletin*, 74. <https://doi.org/10.1306/0c9b25c9-1710-11d7-8645000102c1865d>

Rattia, G. J. C. (2012, 20 marzo). Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas | Earthdoc. <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609-pdb.285.spe153004>

Roldán Villegas, E. (s. f.). Modelos para el cálculo y estimación de reservas en yacimientos shale gas (gas de lutitas) [Tesis de grado]. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

Rosas, M. (2021, 8 abril). Colombia tiene un gran potencial de gas y petróleo no convencional. *Guía del Gas*. <https://guiadelgas.com/industria/colombia-tiene-un-enorme-potencial-de-gas-y-petroleo-en-ync/>

Sanchez, J. & Mann, P. (2015). Integrated Structural and Basinal Analysis of the Cesar–Rancheria Basin, Colombia: Implications for its Tectonic History and Petroleum Systems. *Memoir 108: Petroleum Geology and Potential of the Colombian Caribbean Margin*. <https://doi.org/10.1306/13531945m1083648>

Silva Escalante, Carlos Felipe. (2020). Optimización de la Explotación de Yacimientos No-Convencionales. 10.13140/RG.2.2.22023.21923.

Strobel, W. K. B. (2014, 16 junio). Understanding Net Pay in Tight Gas Sands - A Case Study from the Lower Saxony Basin, NW-Germany | Earthdoc. <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.20140690>

Tripoppoom, S., Ma, X., Yong, R., Wu, J., Yu, W., Sepehrnoori, K., Miao, J., & Li, N. (2020). Assisted history matching in shale gas well using multiple-proxy-based Markov chain Monte Carlo algorithm: The comparison of K-nearest neighbors and neural networks as proxy model. *Fuel*, 262, 116563. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116563>

Unconventional Energy Resources: 2011 Review. (2011). *Natural Resources Research*, 20(4), 279-328. <https://doi.org/10.1007/s11053-011-9157-x>

Vargas, Carlos. (2012). Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia.

Vargas-Escudero, M. A., Ríos-Reyes, C. A., García-González, M. & Ortiz-Orduz, A. (2021c). Diagenesis and thermal maturity of the Cogollo Group sedimentary rocks in the ANH-CR-Montecarlo-1X well, Cesar-Ranchería Basin, Colombia. *Andean Geology*, 48(3), 472. <https://doi.org/10.5027/andgeov48n3-3329>

Wang, J., Gu, D., Guo, W., Zhang, H. & Yang, D. (2018). Determination of Total Organic Carbon Content in Shale Formations With Regression Analysis. *Journal of Energy Resources Technology*, 141(1). <https://doi.org/10.1115/1.4040755>

Webmasteracp. (2018, August 9). ¿Qué son los hidrocarburos en reservorios no convencionales? ACP; Asociación Colombiana del Petróleo ACP. <https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/955-que-son-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales>

What is Shale Gas? (s. f.). Recuperado 25 de octubre de 2022, de <https://geology.com/energy/shale-gas/>

Worthington, P. F. & Majid, A. A. (2014). The Use of Net-Pay Concepts in the exploitation of shale-gas deposits. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, 78-85. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.014>

Wu, Y., Zhao, X., Zinno, R., Wu, H., Vaidya, V., Yang, M. & Qin, J. (2016). The Application of Microseismic Monitoring in Unconventional Reservoirs. *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook*, 243-287. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-802238-2.00009-2>

Zhang, H., Jiang, Y., Zhou, K., Fu, Y., Zhong, Z., Zhang, X., Qi, L., Wang, Z., & Jiang, Z. (2020). Connectivity of pores in shale reservoirs and its implications for the development of shale gas: A case study of the Lower Silurian Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin. *Natural Gas Industry B*, 7(4), 348–357. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2019.12.003>

Zendehboudi, S. & Bahadori, A. (2017a). Shale Gas. *Shale Oil and Gas Handbook*, 1-26. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-802100-2.00001-0>

Zou, C. (2017). Introduction. *Unconventional Petroleum Geology*, 3-48. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812234-1.00001-7>



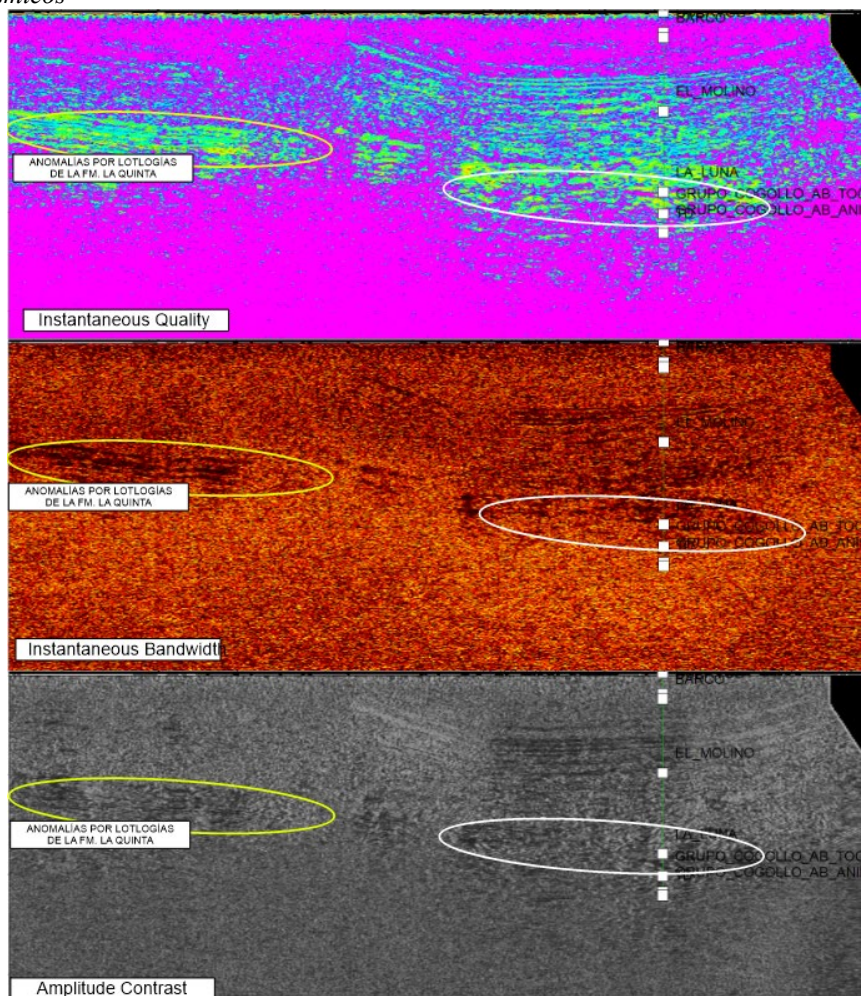
**Apéndice C.**

Relación de Entrega de los Surveys de Sísmica 2D de la Cuenca Cesar-Ranchería

SURVEY	LONG (m)
GUAJIRA-90	62989.00
MAICAO-90	28449.00
ARUCHARA-89	205821.00
ARUCHARA-88	110935.00
ARUCHARA-87	36354.00
GUAJIRA-73	815093.00
GUAJIRA-77	95771.00
SORPRESA 2D-2002	46248.00
MAICAO-69 GSI	321642.00
GUAJIRA-90	58798.00
MAJAYURA-72	67843.00
ARUCHARA-89	1738.00
CESAR RANCHERIA-79	4988

**Apéndice D.**

Atributos Sísmicos

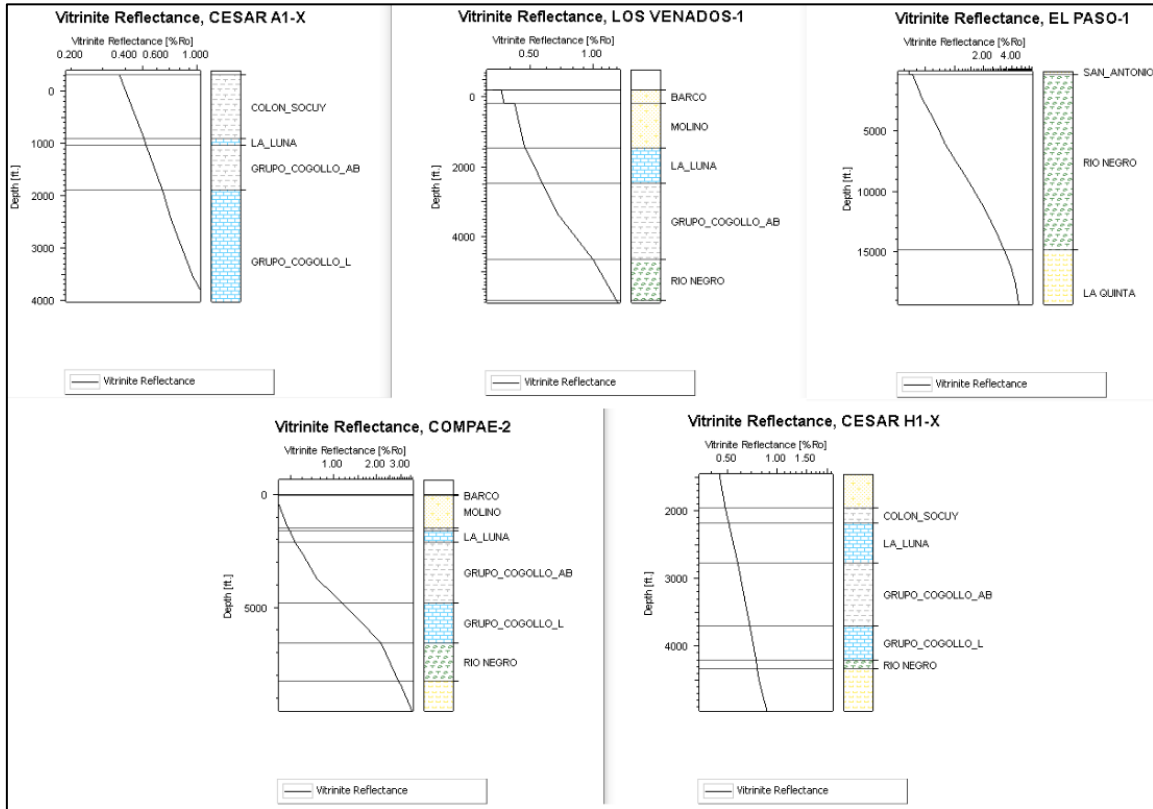


**Apéndice E.**

*Geoquímica*

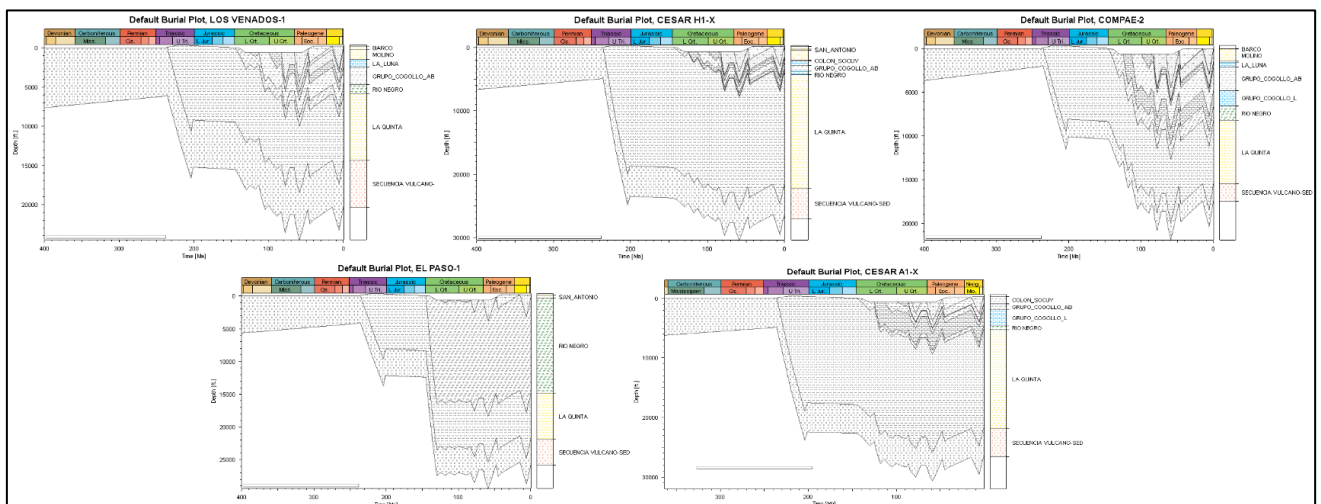
Reflectancia de vitrinita vs profundidad en los pozos Cesar H-1X, Cesar A-1X, Compae-2, El

Paso-1, Los Venados-1.

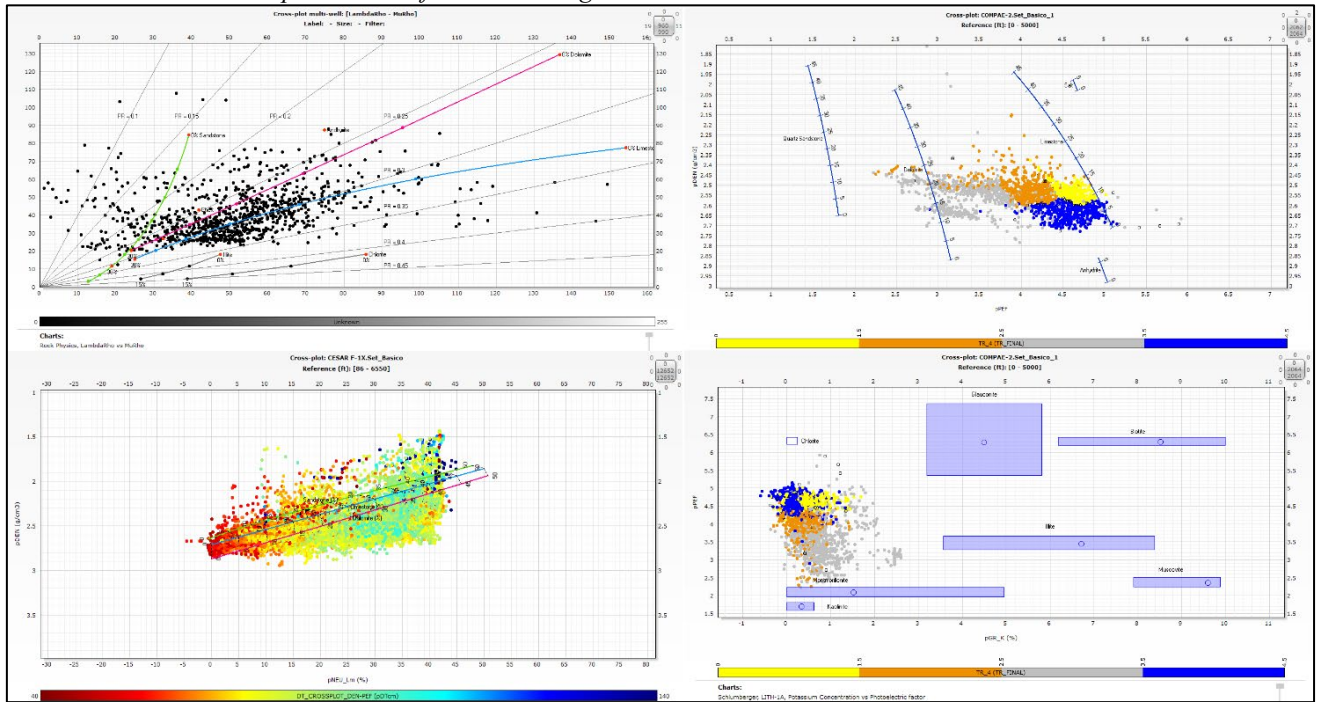


Diagramas de enterramiento de los pozos Cesar H-1X, Cesar A-1X, Compae-2, El Paso-1, Los

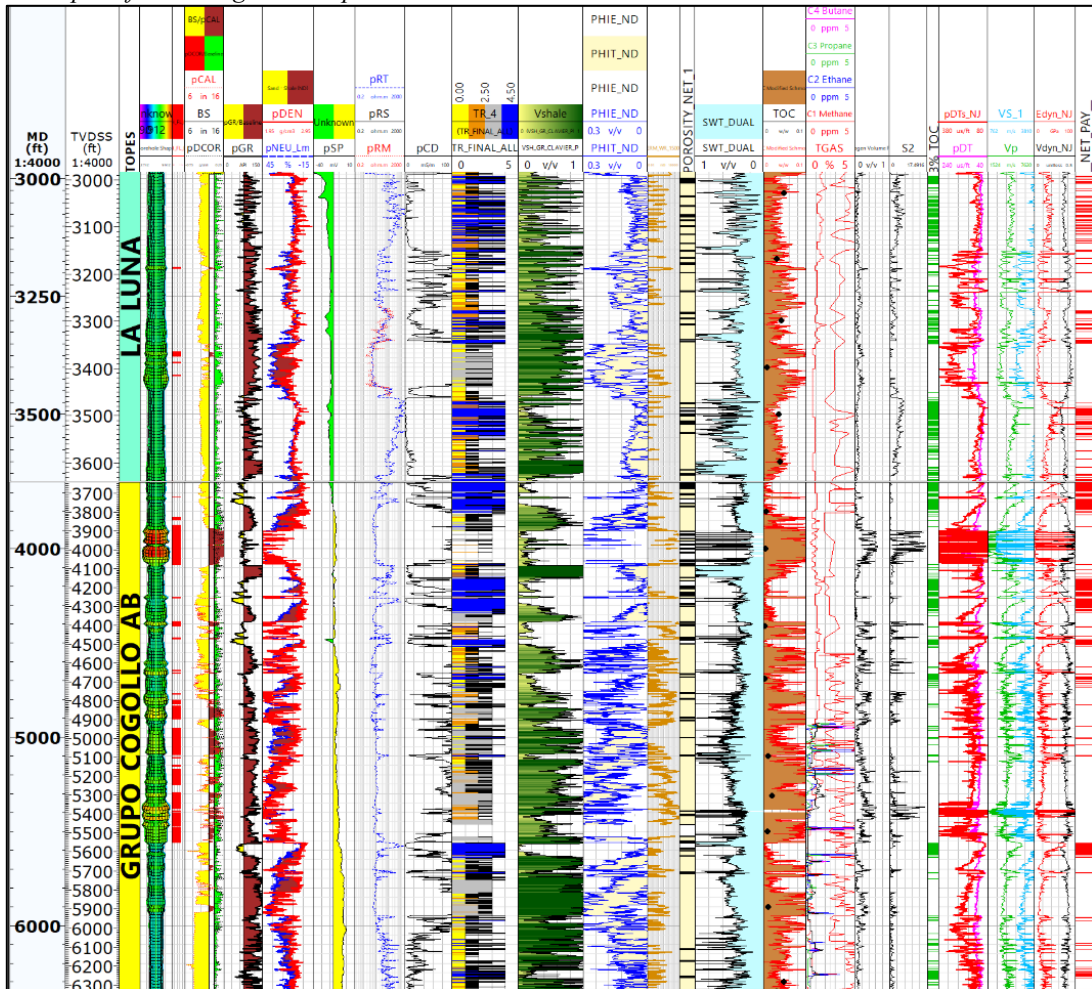
Venados-1.



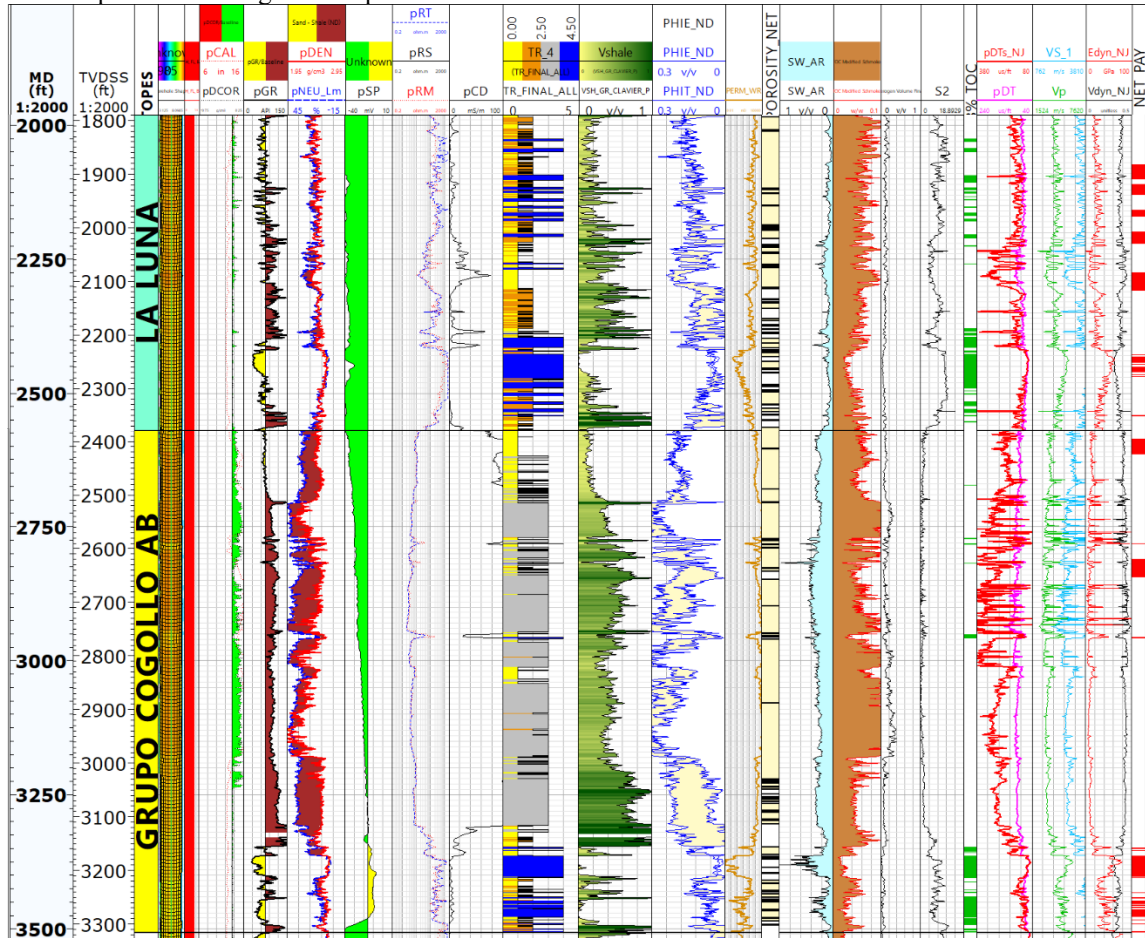
**Apéndice F.**  
*Correlación de Variables para la Clasificación Litológica*



**Apéndice G.**  
*Modelo petrofísico integrado del pozo Cesar F-1X*



Modelo petrofísico integrado del pozo Cesar H-1X



Modelo petrofísico integrado del pozo El Molino-1.

