

**MODELAMIENTO ESTÁTICO DE UNA ROCA RESERVORIO DE LA FORMACIÓN
CARBONERA, DE LA PARTE OESTE DE LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES, DEPARTAMENTO DEL CASANARE**

JAVIER SMITH AGUDELO ARAGÓN

DANIEL RAÚL TRUJILLO MÁRQUEZ

Proyecto integral de grado para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director de proyecto de grado:

ARIAN MAURICIO SARMIENTO ORJUELA

Geólogo

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE ENERGÍAS

BOGOTÁ, D. C.

2023

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Yatnielah Isbel Pirela Ropero

Ing. Adriangela Chiquinquirá Romero Sánchez

Bogotá D.C. agosto de 2023

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dra. José Luis Macías Rodríguez

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza

Las Directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios o ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestro profundo agradecimiento a nuestro director de tesis, Arián Sarmiento, quien fue una pieza fundamental en el desarrollo de este proyecto. Su orientación y apoyo fueron invaluable para alcanzar nuestros objetivos.

Además, queremos extender nuestro agradecimiento a los geólogos David Izquierdo y Diana Maldonado, quienes desempeñaron un papel fundamental en la realización de los modelos y el manejo del software Petrel. Su experiencia y dedicación fueron indispensables para el éxito de este trabajo. También queremos destacar su paciencia y disposición para ayudarnos en cada etapa de este proceso.

Asimismo, queremos hacer un reconocimiento especial al ingeniero Chajid Kairuz por sus valiosas enseñanzas y su gran apoyo en la interpretación petrofísica del proyecto. Su profundo conocimiento y orientación fueron fundamentales para alcanzar el éxito en este trabajo. Estamos enormemente agradecidos por su contribución invaluable.

Daniel Trujillo

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por darme la oportunidad de culminar mi trabajo de grado. En segundo lugar, me gustaría agradecer a mi familia. En este grupo se encuentran todos mis familiares, pero quiero hacer una mención especial a mi padre, quien fue un ejemplo académico a seguir; a mi madre, quien con su paciencia y delicadeza me enseñó a realizar cada trabajo con esfuerzo y amor; a mi hermana, que se convirtió en mi mano derecha a lo largo de los años; Mi novia quien fue parte de este proceso y a mi gato Fox, quien me acompañó durante toda mi carrera profesional.

Javier Smith

Expreso mi profundo agradecimiento a Dios por brindarme la oportunidad de acceder a la educación superior. Le agradezco por permitirme culminar mis estudios y por el constante crecimiento personal y profesional que han moldeado a la persona que soy en la actualidad.

A mi madre, Claudia Janeth Aragón Sanabria, quiero dedicarle un agradecimiento especial. Ella ha sido mi principal fuente de inspiración y fortaleza, siempre brindándome un apoyo incondicional. Desde lo más profundo de mi corazón, quiero expresarle mi gratitud por estar a mi lado en cada paso del camino, impulsándome a seguir adelante incluso en los momentos más desafiantes. Su amor y sacrificio han sido fundamentales en mi camino hacia el éxito.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	15
INTRODUCCIÓN	16
1. OBJETIVOS	17
1.1 Objetivo general	17
1.2 Objetivos específicos	17
2. MARCO TEÓRICO	18
2.1 Modelo estático	18
2.1.1 <i>Modelo estructural</i>	18
2.1.2 <i>Modelo estratigráfico</i>	18
2.1.3 <i>Modelo petrofísico</i>	18
2.1.4 <i>Geoestadística</i>	18
2.2 Cuenca de los Llanos Orientales	19
2.2.1 <i>Localización</i>	19
2.2.2 <i>Estratigrafía y tectónica</i>	20
2.2.3 <i>Tectónica</i>	20
2.2.4 <i>Sedimentación</i>	22
3. MARCO GEOLÓGICO	23
3.1 Formación Une	24
3.2 Formación Gachetá	24
3.3 Formación Guadalupe	24
3.4 Formación Barco	24
3.5 Formación Los Cuervos	24
3.6 Formación Mirador	25

3.7	Formación Carbonera	25
3.7.1	<i>Carbonera 8</i>	25
3.7.2	<i>Carbonera 7</i>	25
3.7.3	<i>Carbonera 6</i>	26
3.7.4	<i>Carbonera 5</i>	26
3.7.5	<i>Carbonera 4</i>	26
3.7.6	<i>Carbonera 3</i>	26
3.7.7	<i>Carbonera 2</i>	26
3.7.8	<i>Carbonera 1</i>	26
3.8	Formación León	26
3.9	Formación Guayabo	27
3.10	Formación Necesidad	27
3.11	Geología estructural	27
3.12	Geología del petróleo	27
3.13	Roca generadora	28
3.14	Roca almacenadora	28
3.15	Roca sello	28
4.	REGISTROS GEOFÍSICOS DEL POZO	29
4.1	Registro de rayos gamma	29
4.2	Registros resistivos	29
4.3	Registro de densidad	30
5.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS	31
5.1	Porosidad	31
5.2	Permeabilidad	31
5.3	Saturación de agua	32

5.4	Resistividad	32
5.5	Ecuaciones utilizadas en Geographics para generar las curvas de propiedades	32
6.	METODOLOGÍA	34
6.1	Objetivo 1	34
6.1.1	<i>Pozos</i>	34
6.2	Evaluación sísmica	37
6.2.1	<i>Carga de sísmica 2D</i>	37
6.2.2	<i>Carga de sísmica 3D</i>	40
6.2.3	<i>Mis tie</i>	42
6.2.4	<i>Amarre</i>	44
6.3	Establecimiento de los topes de las formaciones según informes	46
6.4	Objetivo 2.	50
6.5	Evaluación petrofísica	52
6.5.1	<i>Cargue de los pozos</i>	52
6.5.2	<i>Topes de unidades</i>	54
6.5.3	<i>Registros básicos y control de calidad</i>	55
6.5.4	<i>Template</i>	56
6.5.5	<i>Volumen de arcilla</i>	58
6.5.6	<i>Porosidad</i>	59
6.5.7	<i>Saturación de agua</i>	60
6.6	Objetivo 3.	61
6.7	Procesamiento de horizontes	62
6.8	Modelo Estructural	63
6.9	Modelo geométrico	64
6.10	Objetivo 4.	66

6.11	Modelo de volúmenes	67
6.12	Modelo Sedimentario	72
7.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	78
7.1	Resultados petrofísicos	78
7.2	Resultados de prospección	91
8.	CONCLUSIONES	96
	BIBLIOGRAFÍA	98

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Mapa de localización	19
Figura 2 Esquema de evolución cuenca	21
Figura 3 Diagrama de Wheeler	22
Figura 4 Columna estratigráfica	23
Figura 5 Diagrama de flujo objetivo 1.	34
Figura 6. Ubicación de pozos	36
Figura 7. Carga de pozos.	36
Figura 8. Carga de registros.	37
Figura 9. Georreferenciación del proyecto.	38
Figura 10. Carga de sísmica.	39
Figura 11 Verificación 2D	39
Figura 12. Visualización de datos 2D	40
Figura 13. Verificación 3D	41
Figura 14. Visualización de datos 3D.	41
Figura 15. Visualización de datos 3D y 2D.	42
Figura 16. Corrección Mis-Tie	42
Figura 17. Cálculo de mis tie.	43
Figura 18. Ajuste mis tie.	44
Figura 19. Prospección de pozos.	44
Figura 20. Carga de pozos en sísmica proyectada.	45
Figura 21. Carga de datos TWT	45
Figura 22. Amarre de pozos.	46
Figura 23. Carga de topes	47
Figura 24. Distribución de topes.	47
Figura 25. Interpretación sísmica.	48
Figura 26. Interpretación de fallas.	49
Figura 27. Interpretación 2D	49
Figura 28. Picado sísmico.	50

Figura 29. Diagrama de flujo objetivo 2.	51
Figura 30. (continuación)	52
Figura 31. Importación de logs.	52
Figura 32. Importación de archivos	53
Figura 33. Pozos cargados.	53
Figura 34 Tracks de registros de pozos importados	54
Figura 35. Carga de topes.	55
Figura 36. Correlación de pozos.	55
Figura 37. Curvas de registros.	56
Figura 38. Tracks de registr	57
Figura 39. Atributos y curvas.	57
Figura 40. Preview arenas y arcillas.	58
Figura 41. Proyección de Vsh	59
Figura 42. Proyección surva porosidad.	60
Figura 43. Proyección cruva Sw	61
Figura 44 Diagrama de flujo objetivo 3.	62
Figura 45. Modelo de horizontes.	63
Figura 46. Ubicación de Fallas	63
Figura 47. Ubicación de fallas en polígono.	64
Figura 48. Creación modelo geométrico.	65
Figura 49. Modelado final de capas.	65
Figura 50. Diagrama de flujo objetivo 4.	66
Figura 51. Elaboración de modelo volúmenes.	67
Figura 52. Amarre sísmico 2D - 3D.	68
Figura 53. Creación de esqueleto.	69
Figura 54. Modelación de topes.	70
Figura 55. Modelo de volúmenes.	71
Figura 56. Distribución de RMS en C7.	72
Figura 57. Modelo Sedimentológico.	73
Figura 58. Mapa modelo de Facies.	74
Figura 59. Mapa de isopropiedades porosidad.	75

Figura 60. Mapa de isopropiedades Sw.	76
Figura 61. Mapa de isopropiedades Vshale.	77
Figura 62. Petrofísica de Agualinda.	78
Figura 63. Pickett crossplot para Agualinda.	79
Figura 64. Petrofísica de Guachiría.	80
Figura 65. Pickett crossplot para Guachiría.	80
Figura 66. Petrofísica de Joropo.	81
Figura 67. Pickett crossplot para la formación C7 del pozo Joropo.	82
Figura 68. Petrofísica Ojo de tigre 1.	83
Figura 69. Pickett crossplot para Ojo de tigre 1.	83
Figura 70. Petrofísica Ojo de tigre 2.	84
Figura 71. Pickett crossplot para Ojo de tigre 2.	85
Figura 72. Petrofísica Ojo de tigre 2 ST.	86
Figura 73. Pickett crossplot para Ojo de tigre 2 ST.	87
Figura 74. Petrofísica Camungo.	88
Figura 75. Pickett crossplot para Camungo.	89
Figura 76. Correlación de pozos.	90
Figura 77. Representación facies.	91
Figura 78: Mapa Isopropiedades pay sísmico.	92
Figura 79. Pozo prospecto.	93

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. <i>Parámetros generales de los pozos en Petrel.</i>	35
Tabla 2. <i>Información de inclinación y azimut.</i>	35
Tabla 3. <i>Topes unidades.</i>	54
Tabla 4. <i>Pistas de corrida de registros.</i>	56
Tabla 5. <i>Curvas de registros.</i>	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 6. <i>Preview.</i>	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 7. <i>Parámetros GR.</i>	58

RESUMEN

El modelamiento geológico en una zona prospectiva para la producción de hidrocarburos permite a las compañías aumentar la eficiencia de perforación de pozos al considerar factores como la presión inicial, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de shale, entre otros. Para llevar a cabo este estudio, se empleó el *software* Petrel, el cual facilitó la interpretación geofísica, la correlación de datos de pozos, la creación de mapas de alturas para identificar áreas de interés, así como el modelamiento petrofísico y de facies. Además, se utilizó el *software* Geographics para determinar las saturaciones de agua, porosidad, porosidad efectiva y volumen de shale. A partir de estos análisis, se logró identificar una zona prospectiva para la perforación de un pozo exploratorio, teniendo en cuenta la geología local de la zona.

INTRODUCCIÓN

En el último año, Colombia tiene un promedio de 720 000 barriles producidos por día según la Agencia Nacional de Hidrocarburos [1], por lo que durante estas explotaciones de hidrocarburos se han presentado problemas en la producción de pozos perforados; es decir, que en la mayoría de los casos se tiene un porcentaje de pozos productores y, por el contrario, de pozos no productores [2]. En el desarrollo del siguiente trabajo, la investigación se centrará en la cuenca de los Llanos Orientales, en la cual se realizará una caracterización geológica detallada con relación a los registros de pozo suministrados para la formación carbonera, más específicamente en la unidad C7.

Así mismo, la explotación de hidrocarburos en lo que tiene que ver con la caracterización geológica de posibles formaciones productoras ha tenido un mayor impacto a través del tiempo, lo cual ayudará a tener más información para futuros proyectos en diferentes compañías dedicadas a la exploración y explotación de hidrocarburos. Del mismo modo, al desarrollar la caracterización geológica de la zona, y teniendo en cuenta los ambientes tectónicos, las áreas de aporte sedimentario y el sistema petrolífero de este, se logrará, con base en un análisis geológico general para realizar correlaciones de manera directa con la sísmica de la zona y la información petrofísica de los pozos.

De este modo, se obtendrá una información concisa para realizar un análisis en el cual se desarrollen las caracterizaciones de facies y ambientes sedimentarios. Además, según los datos anteriores, se llevará a cabo una caracterización en la cual sea más conveniente hacer una exploración, ya que mediante los métodos anteriores se puede realizar una estimación en la cual se proponga una zona prospectiva para perforar un pozo exploratorio con un menor grado de incertidumbre.

1. OBJETIVOS

1.1 Objetivo general

Evaluar el sistema petrolífero que posee la formación carbonera de la cuenca de los Llanos Orientales.

1.2 Objetivos específicos

- Realizar la interpretación sísmica del área de la formación carbonera.
- Caracterizar las propiedades petrofísicas mediante la interpretación de los datos de registros de pozo, para la identificación de la formación carbonera.
- Hacer una caracterización geológica de la formación carbonera.
- Proponer un área prospectiva para la perforación de un pozo exploratorio.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Modelo estático

El modelo estático de un yacimiento es una representación simplificada de las propiedades geológicas, geofísicas y petrofísicas que no varían en función del tiempo, como lo son la permeabilidad, porosidad, espesor, topes, límites, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral de las arenas, petrofísicas de los lentes, litología y límites de la roca que unidos a pruebas de yacimientos [3] permiten tener una mejor definición del yacimiento.

Los objetivos del modelo son determinar la heterogeneidad del yacimiento e identificar su influencia en las propiedades petrofísicas de las rocas y en las características que tendrá el flujo de fluidos durante la producción de hidrocarburos.

2.1.1 Modelo estructural

Muestra las profundidades y los esfuerzos que sufren los estratos. Este patrón se logra con el análisis sísmico, con el cual se puede observar los topes del reservorio. También define la orientación y la forma de los elementos estructurales, y demarca estructuras o cierres que limitan la acumulación. Este análisis incluye tanto el marco regional como el local, para definir y crear planos de falla y mapas estructurales.

2.1.2 Modelo estratigráfico

Tiene como fin delimitar las secciones estratigráficas además de determinar relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas abarcadas por los pozos.

2.1.3 Modelo petrofísico

Para realizar un análisis petrofísico es necesario estudiar las propiedades de las rocas y el comportamiento de los fluidos que contienen en estado estático.

2.1.4 Geoestadística

En la geoestadística se aplican concepciones estadísticas a las ciencias de la tierra. Esta se encarga de crear valores en zonas desconocidas, sin datos de interpolaciones realizadas por métodos

geoestadísticos. Su utilización depende directamente del comportamiento de las distribuciones de las propiedades estudiadas en el yacimiento.

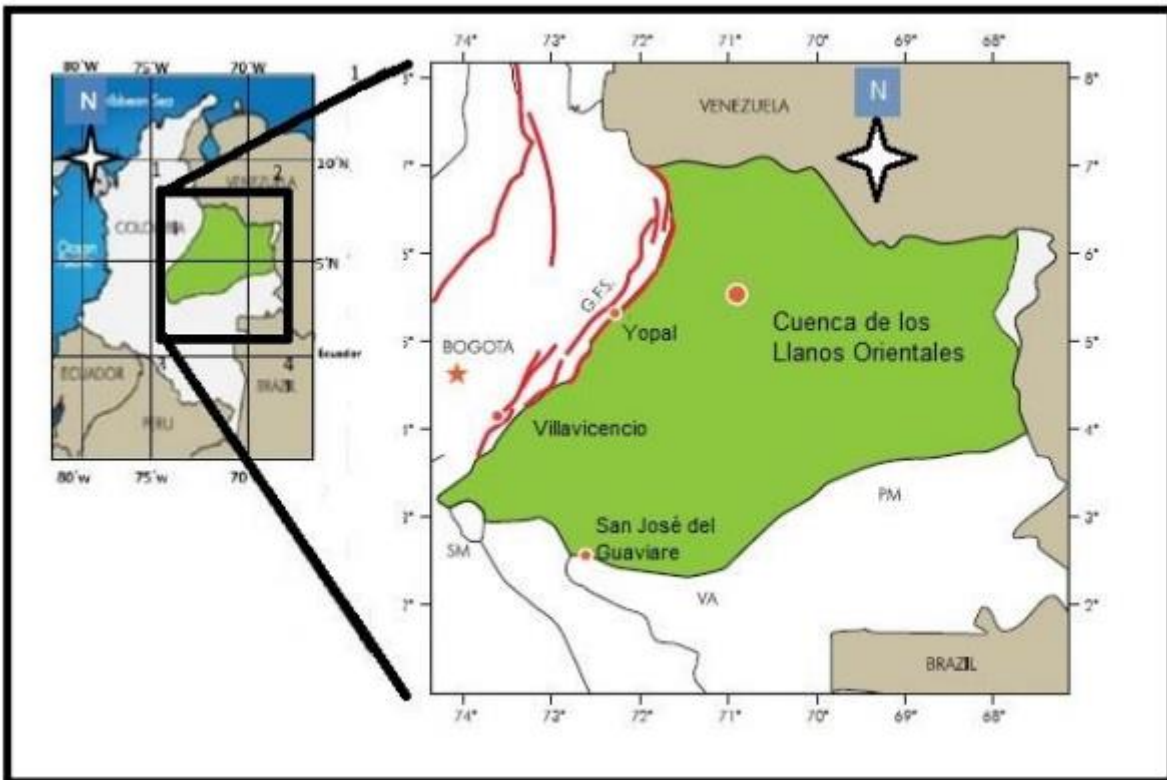
2.2 Cuenca de los Llanos Orientales

2.2.1 Localización

La cuenca de los Llanos Orientales se ubica al este del territorio colombiano, comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada, y sus límites son: al norte con el límite político con Venezuela, al este con el escudo de Guyana, al sur con la serranía de La Macarena, el arco Vaupés y rocas metamórficas del precámbrico y al oeste con el sistema de fallas de la cordillera Oriental [4].

Figura 1

Mapa de localización



Nota. Mapa de localización de la cuenca de los Llanos Orientales. Tomada de [5]. D. A. Bonilla Gómez y F. E. Pérez Corredor, «Evaluación de la relación de fracturas en estado crítico de esfuerzo con las pérdidas de circulación en un pozo de Ecopetrol S.A.», Trabajo de grado, Fundación Universidad de América, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/6029>

La cuenca de los Llanos Orientales es la cuenca sedimentaria más importante del país en términos de producción de hidrocarburos, ya que esta genera el mayor aporte en términos de hidrocarburo producido en Colombia. Esta cuenca posee un área de 225 603 km², a través de la cual están distribuidos 81 campos menores, 2 campos gigantes y 3 campos mayores, que diariamente producen unos 606 000 barriles de crudo por día [6].

La historia de exploración de esta cuenca inicia en 1945, cuando se iniciaron trabajos de adquisición sísmica 2D en el bloque Cubarral, en el cual se encuentran los campos de Castilla y Chichimene [7].

La producción de hidrocarburos en Colombia desde los años ochenta depende fundamentalmente de la cuenca de los Llanos Orientales, y el desarrollo de los campos comenzó así: Castilla y Chichimene (1975), Caño Limón (1983), Cusiana y Cupiagua (1992) y Rubiales (2009) [5].

2.2.2 Estratigrafía y tectónica

La cuenca de los Llanos Orientales inicia durante el Paleozoico, en una cuenca de apertura en donde se generan fallas normales y espacios de deposición suficientes para que los sedimentos cretácicos lleven a cabo su depositación; debido a los procesos que llevaron a cabo al levantamiento de las cordilleras, los sedimentos fueron expuestos a una gran deformación generada por fallas como Guaicaramo, Yopal y el sistema de fallas Cusiana-Támara, así como pliegues sinclinales de Nazareth y Nunchía, y el anticlinal del Guavio.

2.2.3 Tectónica

El comportamiento tectónico de la cuenca históricamente está dividido en tres eras: Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico.

- Paleozoico: inicia la apertura de la cuenca creando fosas tectónicas, en las cuales se depositan sedimentos marinos someros y se inicia un fallamiento tipo normal [8].
- Mesozoico: la cuenca es sometida a esfuerzos extensionales que continúan con su apertura, lo cual genera una cuenca de tipo intraarco que da relación a un campo magnético por subducción, y crea fosas tectónicas con depósitos de sedimentos de ambientes fluviales del Jurásico-Tiásico ubicados hoy en el Graben de Arauca. Durante el segundo periodo del Mesozoico la cuenca

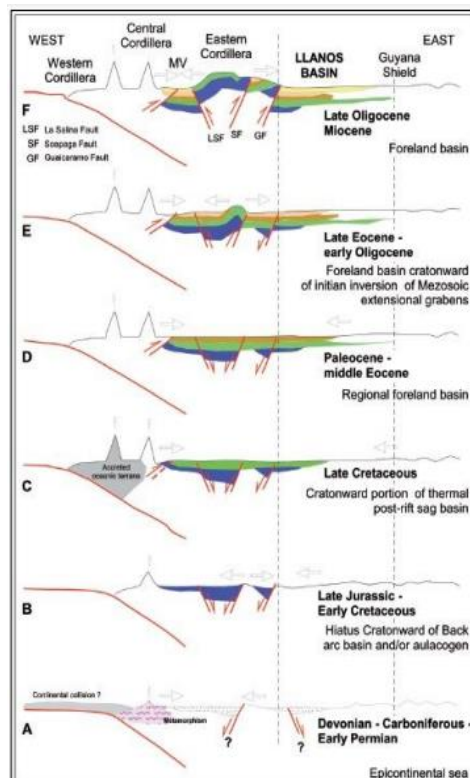
sufre un enfriamiento que genera un decaimiento regional y una depositación durante el Campaniano [9], [10].

- Cenozoico: gracias a los esfuerzos compresionales y el levantamiento de la cordillera Central, se originó una megacuenca (antearco), conformada por las cuencas de valle medio del Magdalena, cordillera Oriental y Llanos Orientales. Además, debido al cambio de posición de la orogenia hacia el escudo de Guyana se inicia la fragmentación de la cuenca, lo cual también ocasionó la inversión en la cuenca de la cordillera Oriental y produjo un decaimiento flexural en la cuenca de los Llanos Orientales.

Al final del Paleógeno se levantó la cordillera Oriental y se originó la cuenca antearco de los Llanos Orientales.

Figura 2

Esquema de evolución cuenca



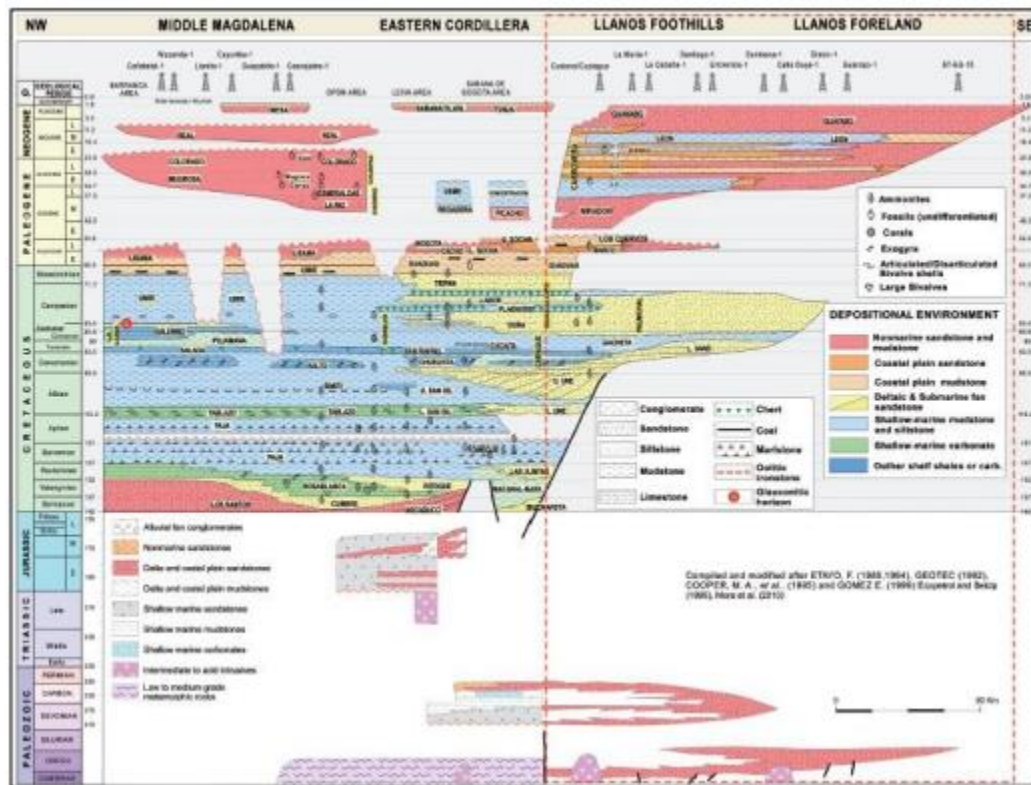
Nota. Evolución de la cuenca de los Llanos Orientales. Tomada de [3]. L. P. Jaimes Pedroza, «Generación de un modelo estático para el miembro C7 de la formación carbonera en un campo de los Llanos Orientales - Colombia», Trabajo de grado, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/1687>

2.2.4 Sedimentación

La sucesión estratigráfica se inicia en la era Paleozoica con rocas sedimentarias sobre un lecho de roca cristalina y sufre un mínimo grado de transformación al ser cubiertas por sedimentos del Cretácico y del Cenozoico, en un ciclo de ambiente de depositación continental-marino-continental.

Figura 3

Diagrama de Wheeler



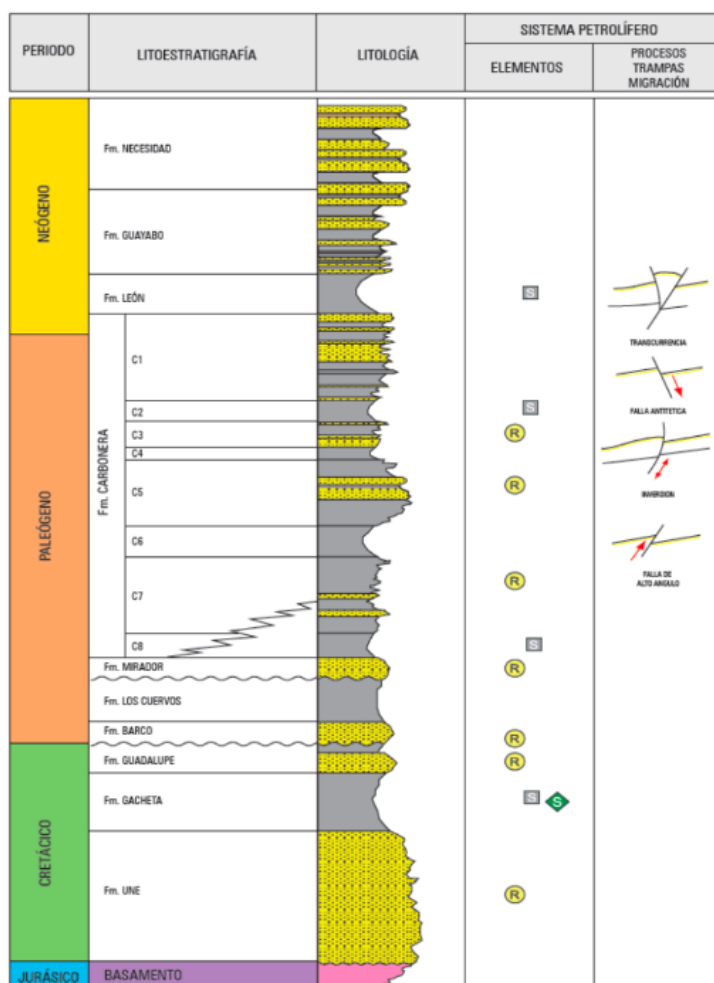
Nota. Diagrama de Wheeler de la estratigrafía regional de las cuencas de la cordillera Oriental, valle medio del Magdalena y Llanos Orientales. Tomada de [4]. E. Lozano y N. Zamora, «Anexo I. Compilación de la cuenca de los Llanos Orientales». Servicio Geológico Colombiano, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>

3. MARCO GEOLÓGICO

Se realizará un análisis geológico general en el cual se abarcarán temas como estratigrafía, composición estructural y la geología del petróleo de la cuenca de los Llanos Orientales. Así mismo, la representación de la columna estratigráfica (véase Fig. 1.) en la cual se encuentran los grupos geológicos desde el Jurásico, que se compone como el basamento del sistema petrolífero hasta el Neógeno.

Figura 4

Columna estratigráfica



Nota. Columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales. Tomada de [6]. Agencia Nacional de Hidrocarburos, «Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos», diciembre de 2012. [En línea]. Disponible en: https://www.anh.gov.co/documents/2669/5._Informe_Final_Llanos.pdf

3.1 Formación Une

Está constituida por cuarzo areniscas, las cuales tienen un tamaño de grano fino a medio y en la cual se encuentra con una concordancia sedimentaria en el tope de la formación. Así mismo, el espesor de la formación tiene un rango aproximado desde 650 pies a 50 pies en su totalidad de la extensión de la formación, lo cual se debe a una depositación en un ambiente sedimentario fluvial y de plataforma marina. Su edad es del Cretácico inferior [10].

3.2 Formación Gachetá

Es una intercalación de areniscas y lutitas, con alto contenido orgánico debido a la coloración negra que tienen. Por lo tanto, las intercalaciones de estas rocas se deben a un ambiente sedimentario marino, de transgresión y regresión del mar. El espesor de esta formación tiene un rango entre los 150 pies a 300 pies y tiene un contacto concordante en el tope de esta. Su edad es del Cretácico superior [10].

3.3 Formación Guadalupe

Está compuesta principalmente por areniscas de gran tamaño y de grano de muy fino a medio; también se logran entrar capas delgadas de lutitas. Por consiguiente, el ambiente sedimentario se le atribuye a un ambiente marino de regresión y así mismo a un ambiente continental de alta energía. En el tope de la formación Guadalupe se puede observar una discordancia erosiva con la formación Barco. Su edad es del Cretácico superior [11].

3.4 Formación Barco

Se compone por areniscas de gran tamaño con intercalaciones de areniscas de coloración grisácea. Esta formación tiene evidencia de varios tipos de ambientes sedimentarios como ambientes aluviales, estuario y litorales. En el tope de la formación se encuentra una concordancia con la formación Los Cuervos. Su edad es del Paleógeno inferior [10].

3.5 Formación Los Cuervos

Se compone principalmente por areniscas con alto contenido de líticos, a lo cual se le atribuye un ambiente sedimentario de llanura supramareal. En el tope de la formación se evidencia una discordancia en relación con la formación Mirador. Su edad es del Paleógeno inferior-medio [10].

3.6 Formación Mirador

Se compone principalmente por cuarzo areniscas de gran tamaño con intercalaciones de lutitas, sin embargo, esta formación se encuentra con una estratificación inversa, lo que se le atribuye a un ambiente de depositación fluvial, la cual puede alcanzar espesores de 950 pies. En el tope de la formación existe una discordancia con la sección C8 de la formación carbonera. Su edad es del Paleógeno medio [11].

3.7 Formación Carbonera

Tiene como componente principal arcillolitas grises, con alto contenido orgánico, con intercalaciones de areniscas y lutitas de grano muy fino. Así mismo, esta formación se caracteriza por tener una intercalación de rocas, las cuales están definidas de manera secuencial en ocho partes. Las formaciones impares (C1, C3, C5, C7) se clasifican por el ambiente marino de regresión; por otro lado, las formaciones (C2, C4, C6, C8) presentan una clasificación de un ambiente marino por transgresión. Su edad tiene un rango desde el Paleógeno medio-superior hasta el Oligoceno [12].

3.7.1 Carbonera 8

C8: la unidad C8 se clasifica como una intercalación de lutitas, seguida de arcillolitas y limolitas, por lo que presenta una aproximación a ser una estratificación de grano fino tales como los shales (véase Fig. 1).

3.7.2 Carbonera 7

C7: la unidad C7 es la más representativa de la formación Carbonera ya que en su mayoría está compuesta por cuarzo areniscas, las cuales tienen un rango de espesor máximo de 280 pies en promedio. Se le atribuye un ambiente deltaico con canales que proporcionan una buena porosidad a esta sección, no obstante, la unidad C7 disminuye su porosidad de este a oeste.

3.7.3 Carbonera 6

C6: la unidad C6 se caracteriza por ser una formación Sello, la cual está compuesta por lutitas grisáceas con un espesor que promedia entre los 600 a 100 pies.

3.7.4 Carbonera 5

C5: la unidad C5 se compone principalmente por areniscas de diferentes granos tales como arcillolitas y limolitas; esta unidad tiene un espesor mayor hacia el piedemonte de la cordillera Oriental.

3.7.5 Carbonera 4

C4: la unidad C4 tiene como característica una intercalación de arenas finas, por lo cual se compone de lutitas y limolitas, y tiene un espesor entre los 700 y 100 pies en la parte central de la cuenca.

3.7.6 Carbonera 3

C3: la unidad C3 presenta un nivel de carbono considerable. Se reconoce esta formación por sus cuarzos areniscas con intercalaciones de lutitas grisáceas. Esta unidad tiene un promedio de 150 pies de espesor a lo largo de la cuenca.

3.7.7 Carbonera 2

C2: la unidad C2 presenta una deposición de baja energía, por lo que se atribuyen rocas de grano fino tales como limolitas y lutitas. Así mismo, esta unidad tiene un espesor promedio de 150 pies en la parte central de la cuenta.

3.7.8 Carbonera 1

C1: la unidad C1 en la parte del piedemonte de la cuenca de los Llanos Orientales logra promediar espesores hasta de 2000 pies, los cuales están compuestos por paquetes de arenas en los que se encuentran, en menor relación, intercalaciones de lutitas.

3.8 Formación León

Se caracteriza por la depositación de arenas de grano fino, con una transición de grano a medida que se acerca al piedemonte de la cuenca. Teniendo en cuenta lo anterior, se puede identificar que el ambiente de sedimentación es un ambiente transicional marino. Por lo tanto, esta formación tiene un espesor de 2000 pies. En el tope de la formación se puede observar una concordancia con la formación Guayabo. Su edad tiene un rango desde el Paleógeno superior hasta el Neógeno inferior [13].

3.9 Formación Guayabo

Está caracterizada por una intercalación de arenas de grano medio y arenas de grano grueso, por lo tanto, está compuesta en su mayoría de arcillolitas. Por otro lado, la formación Guayabo tiene un espesor de 4000 pies en el piedemonte de la cuenca de los Llanos Orientales y a medida que se aleja del piedemonte, tiene un espesor menor. Esto se debe a su ambiente de depositación continental. En el tope de la formación se encuentra en concordancia con la formación Necesidad. Su edad es del Neógeno inferior-medio [13].

3.10 Formación Necesidad

Es la formación más joven de la cuenca de los Llanos Orientales, por lo que se debe a un ambiente de depositación fluvial de rocas de granos finos. Así también, su espesor tiene un promedio de 700 pies. Su edad es del Neógeno superior [13].

3.11 Geología estructural

La cuenca de los Llanos Orientales presenta un aporte sedimentario desde del Triásico hasta el Mioceno, lo cual es acorde con el tectonismo regional, al cual se les atribuye esfuerzos compresivos. De acuerdo con lo anterior, el área de sedimentación tuvo un régimen marino transicional, por lo cual la cuenca de los Llanos Orientales tiene la característica de ser una cuenca antepaís. Así mismo, la cuenca está compuesta por un monoclinal, fallas normales, fallas inversas y otros tipos de estructuras a menor escala [6].

3.12 Geología del petróleo

La cuenca de los Llanos Orientales es la cuenca con mayor índice de producción en el país, y está compuesta por diferentes litologías, las cuales comprenden porosidades y permeabilidades distintas debido al tipo de depositación. Esto lleva a analizar diferentes ambientes sedimentarios a los que estuvo sometida la cuenca. Por lo tanto, el sistema petrolífero de los Llanos Orientales se describe a continuación, teniendo en cuenta roca generadora, roca almacenadora, roca sello, migración y trampa [14].

3.13 Roca generadora

La generación de hidrocarburos está ligada al contenido de carbono orgánico total (COT), el cual tiene un rango de 1 % hasta 10 %. Para los Llanos Orientales su principal formación generadora de hidrocarburos es Gachetá, que cuenta con un porcentaje de COT del 2 % con un kerógeno tipo 3. Por otro lado, las formaciones Los Cuervos y Carbonera (C8) también se consideran generadoras; sin embargo, su madurez térmica y diagenética no favorecen la producción de hidrocarburos de manera masiva [15].

3.14 Roca almacenadora

El almacenamiento de los hidrocarburos es primordial para su extracción, por lo tanto, se tiene en cuenta una porosidad y una permeabilidad ideal para almacenarlo. Para la cuenca de los Llanos Orientales, las formaciones almacenadoras son: Guadalupe, Barco, Mirador, Une y las formaciones impares de Carbonera (C1, C3, C5, C7), las cuales manejan una porosidad promedio aproximada del 27 % con una gravedad API promedio de 35 %.

3.15 Roca sello

El sello del sistema petrolero está compuesto principalmente por rocas de baja permeabilidad, tales como lutitas, limolitas y, en algunos casos, lodolitas. Para el caso de los Llanos Orientales, la formación Guadalupe debido a su intercalación depositacional en algunos puntos funciona como sello. Sin embargo, las formaciones sellos principales son Gachetá, León y las formaciones pares de Carbonera (C2, C4, C6).

4. REGISTROS GEOFÍSICOS DEL POZO

Los registros geofísicos forman parte del conjunto de información básica producida durante el proceso de exploración o perforación de un pozo petrolero, los cuales permiten establecer las propiedades petrofísicas de la roca. Debido a esto es necesaria la toma y el monitoreo de los registros geofísicos del pozo, por lo cual es una actividad importante en la exploración y perforación de pozos.

Un perfil de pozo es una impresión de las propiedades del subsuelo en función de la profundidad [16]. Los parámetros más relevantes que se estudian en un pozo son la porosidad, resistividad, densidad y rayos gamma. La información producida es utilizada principalmente para identificar capacidad de fluidos y litología de las rocas, con el fin de realizar correlaciones estratigráficas y cálculos para definir las propiedades petrofísicas.

4.1 Registro de rayos gamma

Un registro de rayos gamma mide la radioactividad natural de las rocas de forma espontánea. Este registro es de gran utilidad para la detección y evaluación de minerales como el potasio.

Las formaciones sedimentarias se caracterizan por sus estratos, ya que estos se forman por el traslado de material a superficie creando capas ordenadas una encima de otra. Los registros de rayos gamma reflejan el contenido de lutitas, ya que los elementos radioactivos se concentran mayormente en arcillas y lutitas. De esta forma, el perfil de rayos gamma puede ser registrado en pozos entubados, lo cual es muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento.

4.2 Registros resistivos

Los parámetros físicos necesarios para evaluar un yacimiento petrolífero son el espesor de la capa, porosidad, saturación de agua o hidrocarburos y la permeabilidad. De tal forma, que la cantidad de aceite o gas contenido en una unidad de volumen del yacimiento es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos.

Es necesario usar las medidas de resistividad, solas o en combinación, para deducir la resistividad de la formación de la zona invadida. Es decir, la zona trasera de la zona contaminada por los fluidos de perforación y control de pozo.

Para obtener la saturación de agua son necesarias las medidas de resistividad de agua de formación y porosidad. La saturación producto de las resistividades someras y profundas se compara para evaluar la productividad de la formación de interés.

Entonces, la resistividad de una formación pura saturada con agua es proporcional a la resistividad del agua con la que se encuentra saturada. La resistividad de una formación depende del fluido contenido en ella y del tipo de formación.

4.3 Registro de densidad

Es utilizado principalmente para la determinación de la porosidad de las formaciones, evaluación de arenas arcillosas, identificación de minerales y detección de gas, para determinar arcillas petrolíferas.

5. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Las propiedades petrofísicas y la composición mineral de la roca controlan las características del reservorio que resultan de los procesos geológicos o tectónicos a los que son expuestas las rocas a lo largo del tiempo, tales como la porosidad, densidad, absorción de agua, permeabilidad y saturación de agua, entre otras [17].

5.1 Porosidad

Es definida como el volumen de espacios vacíos con respecto al volumen total de la roca, se mide porcentualmente y puede ser primaria o secundaria.

- Primaria: deposicional o predeposicional.
- Secundaria: diagnética.

Para Jaimes, esto es la cantidad de espacio interior, o vacío, en un volumen dado de roca es una medida de la cantidad de fluidos que una roca podrá retener. La cantidad de espacio vacío que se interconecta, y capaz de permitir la migración de fluidos, se llama porosidad eficaz. Se excluyen los poros aislados. El volumen de poros ocupado por agua da una medida de la porosidad eficaz. [3,]

5.2 Permeabilidad

Es la propiedad que tienen las rocas para permitir el flujo de fluidos a través de ellas, y es definida por las gargantas capilares que unen sus poros en la medida de darcies o milidarcies.

Cuando la roca tiene la capacidad de dejar fluir un solo fluido y está totalmente saturada de dicho fluido, se conoce como permeabilidad absoluta.

Cuando la roca tiene la capacidad de transmitir un fluido en presencia de otro y son inmiscibles, se conoce como permeabilidad eficaz.

Así mismo, Jaimes indica que la relación entre la permeabilidad eficaz y la permeabilidad absoluta se conoce como permeabilidad relativa: “cuando la permeabilidad relativa del agua de una formación es cero, entonces la formación producirá agua libre de hidrocarburos y cuando se

incrementa la permeabilidad relativa en agua, la formación producirá cantidades crecientes de agua respecto a los hidrocarburos. [3]

5.3 Saturación de agua

La saturación de agua en una roca se define como la cantidad de volumen poroso que está ocupado por agua en la roca. Esta se mide porcentualmente.

Igualmente, la saturación de agua es importante debido a que a partir de esta se puede determinar la saturación de hidrocarburos en un reservorio. La cantidad de agua inmóvil en la formación se define como saturación de agua irreducible, y en estos casos la permeabilidad relativa del agua es cero.

5.4 Resistividad

Es la propiedad que tienen todos los materiales para resistir en el flujo de corriente a través de ellos sin tener en cuenta su forma o magnitud. El opuesto a la resistividad es la conductividad: cuando se interpreta un perfil, la roca, el aceite y el agua dulce funcionan como aislantes, por lo cual son resistivos. El agua salada o salmuera, por el contrario, es un conductor y su resistividad es mínima.

5.5 Ecuaciones utilizadas en Geographics para generar las curvas de propiedades

Densidad porosidad

$$PHID = \frac{(\text{RhoM} - \text{RHOB})}{(\text{RhoM} - \text{RhoF})} \quad (1)$$

Volumen de arcillas

$$Vshl = \min(1, \max(0, \frac{GR - GRcln}{GRshl - GRcln})) \quad (2)$$

Porosidad aparente

$$PHIA = \frac{PHID + PHIN}{2} \quad (3)$$

Porosidad efectiva

$$PHIE = PHIA * (1 - Vshl) \quad (4)$$

Resistividad del agua

$$R_{wa} = RD * PHIE^m \quad (5)$$

Saturación de agua

$$SwA = \sqrt{\frac{Rw}{RD * PHIE^2}} \quad (6)$$

Volumen de agua en espacio poroso

$$BVW = PHIE * SwA \quad (7)$$

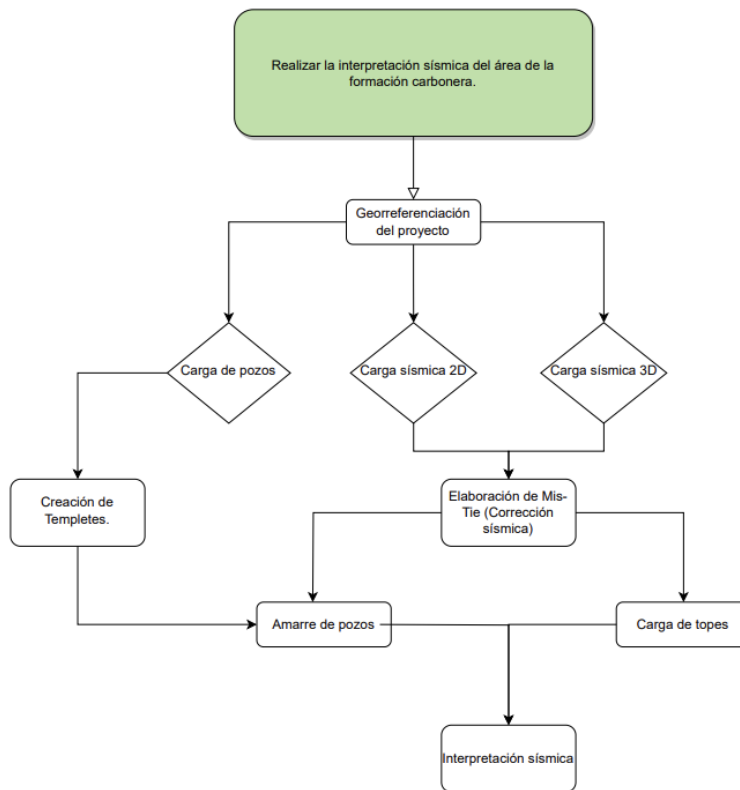
6. METODOLOGÍA

6.1 Objetivo 1

Para el siguiente objetivo se tuvo en cuenta el siguiente diagrama de flujo:

Figura 5

Diagrama de flujo objetivo 1.



Nota. Diagrama de flujo para el desarrollo del objetivo 1.

6.1.1 Pozos

Para realizar el cargue de los pozos primero se debe determinar su ubicación, teniendo en cuenta sus coordenadas, elevación regional y elevación de la mesa rotaria. Estos datos se obtuvieron a partir de los informes finales de cada uno de los pozos.

Tabla 1.*Parámetros generales de los pozos en Petrel.*

POZO	MD (ft)	TVD (ft)	COORDENADA SUPERFICIE	COORDENADA SUBSUELO	ROTARY (ft)	ELEVACIÓN (ft snm)
Ojo de tigre 1	8527,00	8526,22	N 1.163.385,00 E 982.725,00 m	N 1.163.385,00 m E 982.725,00 m	16	488
Ojo de tigre 2	8243,00	8133,76	N: 1.165.763,00 - m E: 983.190,00- m	N: 1.165.763,00 - m E: 983.190,00- m	22	488
Ojo de tigre 2 ST1	8335,00	8146,32	N: 1.165.763,00 - m E: 983.190,00- m	N: 1.165.763,00 - m E: 983.190,00- m	22	488
Joropo	10400	10043	N: 1.163.125,00 - m E: 982.147,37- m	N: 1.162.583,64 - m E: 982.361,83- m	22	478
Guachiria	10550	10500	N: 1.105.218,58 - m E: 1.267.665,39- m	N: 1.105.218,58 - m E: 1.267.665,39- m	21	542.3
Camungo	9975	9970.39	N: 1.140.974,44 - m E: 1.298.159,58- m	N: 1.140.974,44 - m E: 1.298.159,58- m	22	518
Agualinda	9108	9104.8	N: 1.174.284,17 - m E: 1.332.997,25- m	N: 1.174.284,17 - m E: 1.332.997,25- m	34	445

Nota. Coordenadas, profundidad y elevación de los pozos de interés

Una vez se tiene la ubicación de los pozos y se ha cargado al programa Petrel es necesario conocer las profundidades, así como las inclinaciones y azimut de estos. Dicha información se obtuvo de los reportes direccionales de los pozos suministrados por la empresa.

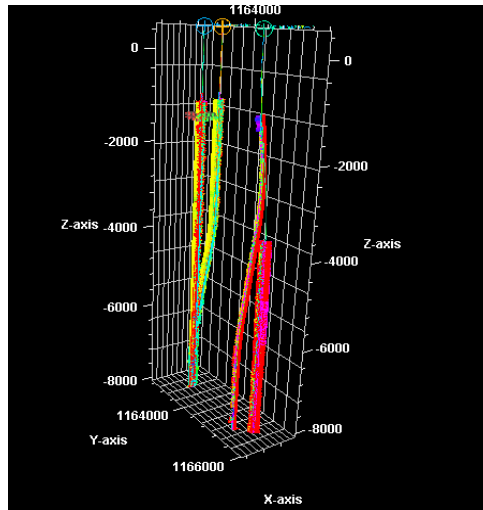
Tabla 2.*Información de inclinación y azimut.*

DEPTH	INC	AZI
0	0	330
100	0.5	330
200	0.25	304.25
300	0.5	159.25
400	0.5	139.25
500	0.5	94.25
600	0.75	84
700	0.25	82
800	0.5	48.75
900	0.75	353
1000	0.5	298.75
1100	0.25	132.75
1200	0.5	308.75

Nota. Inclinaciones y azimut tomados de los informes finales de los pozos.

Figura 6.

Ubicación de pozos

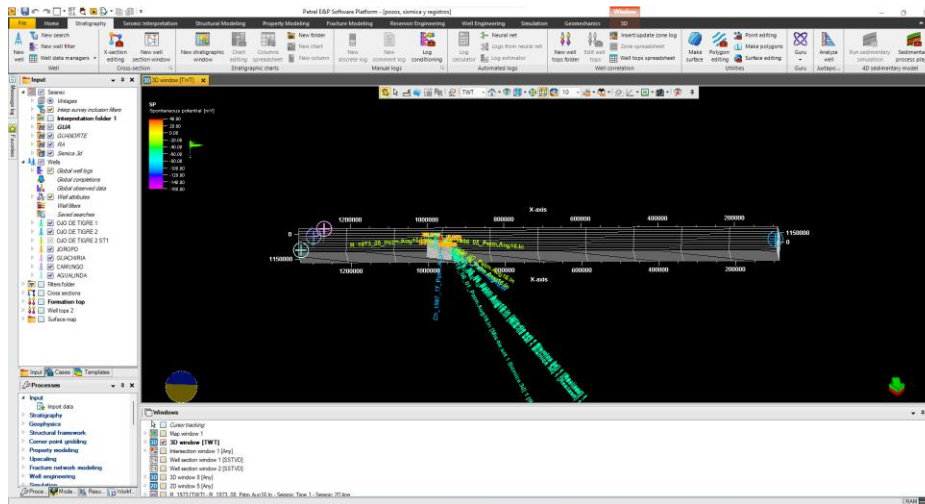


Nota. Ubicación para la carga de pozos.

Luego de reunir la información hay que organizarla de tal forma que se pueda convertir en un archivo LAS para poder importar los pozos en el programa. Una vez se cargan los pozos, el siguiente paso es cargar los registros de pozos, los cuales se encuentran en formato LAS o LOS; estos fueron suministrados por la empresa.

Figura 7.

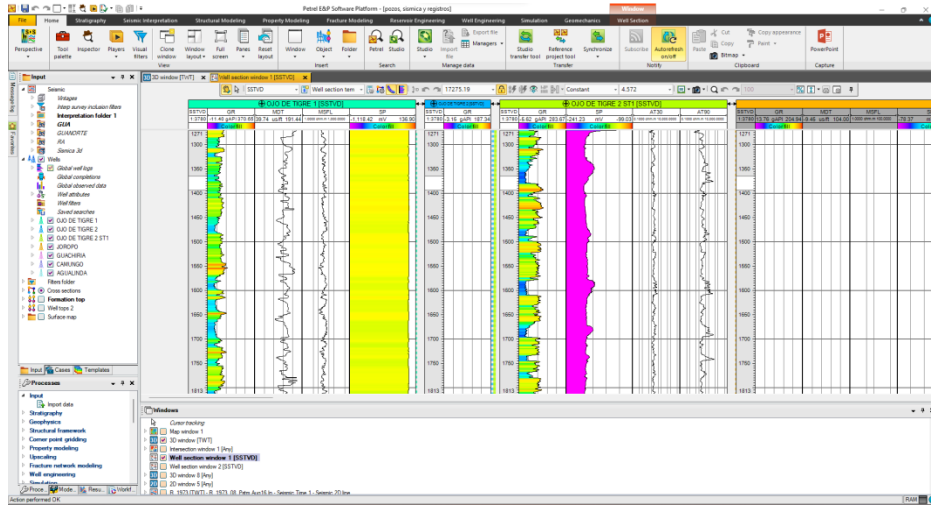
Carga de pozos



Nota. Carga de los pozos en el programa Petrel.

Figura 8.

Carga de registros.



Nota. Carga de registros de pozo en una ventana de *well section*.

6.2 Evaluación sísmica

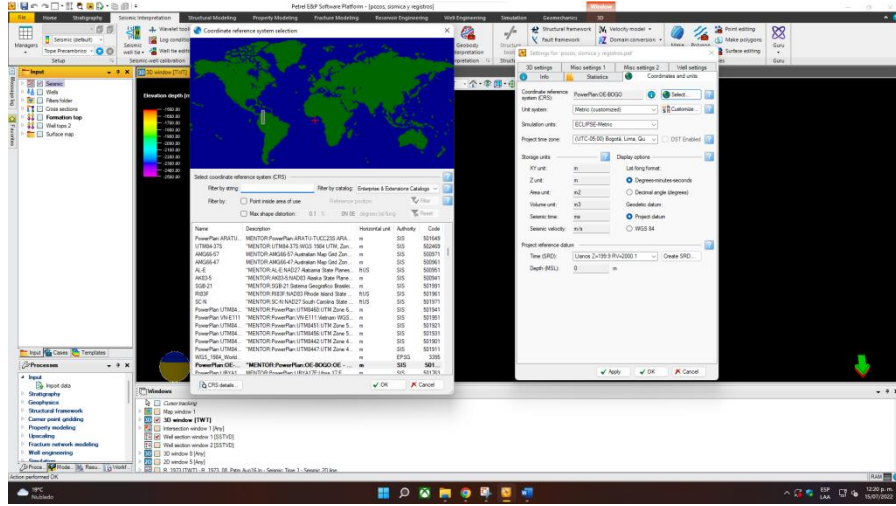
Inicialmente al descargar el *software* Petrel, se tiene en cuenta que es la versión 2018.2. A partir de esto se configura el proyecto teniendo en cuenta la ubicación geográfica de la zona en donde se va a realizar el proyecto.

En este caso, Colombia tiene una región horaria (UTC-05:00), como se muestra en Fig. 9. Así mismo, se configuran las unidades de longitud. Para la realización de este proyecto se tuvo en cuenta el sistema métrico.

En último lugar, se configura el datum de referencia para los Llanos Orientales que es de 199,9 m en el eje Z y un RV 2000.1.

6.2.1 Carga de sísmica 2D

Figura 9.
Georreferenciación del proyecto.

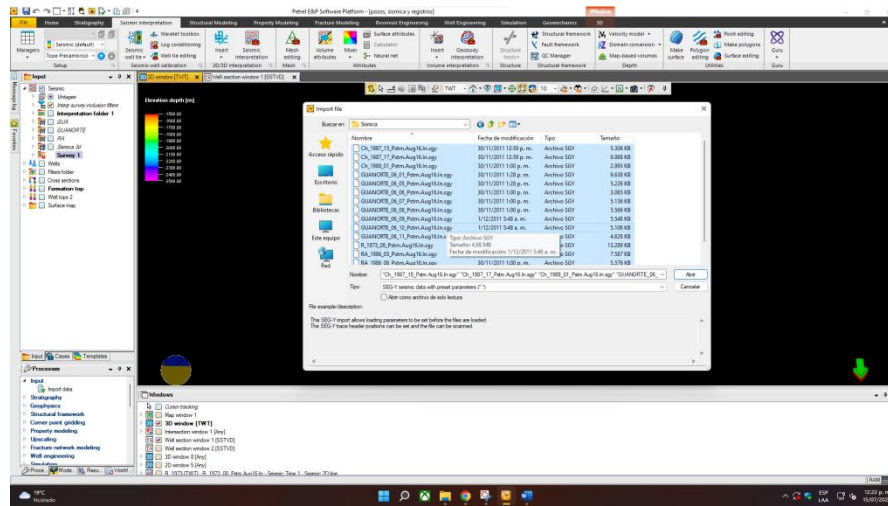


Nota. Configuración del datum de georreferenciación y el datum para la cuenca de los Llanos Orientales.

Para la carga de los datos sísmicos se crea una carpeta de sísmica, la cual se encuentra en la parte superior del programa; después se crea un folder de interpretación sísmica para subir los archivos sísmicos.

Y para identificar los archivos sísmicos de los archivos de pozo, se tiene en cuenta su extensión. Para el caso de los datos sísmicos la extensión es “.sgy”. Para este proyecto, se dividió en tres carpetas diferentes la sísmica según sus ubicaciones.

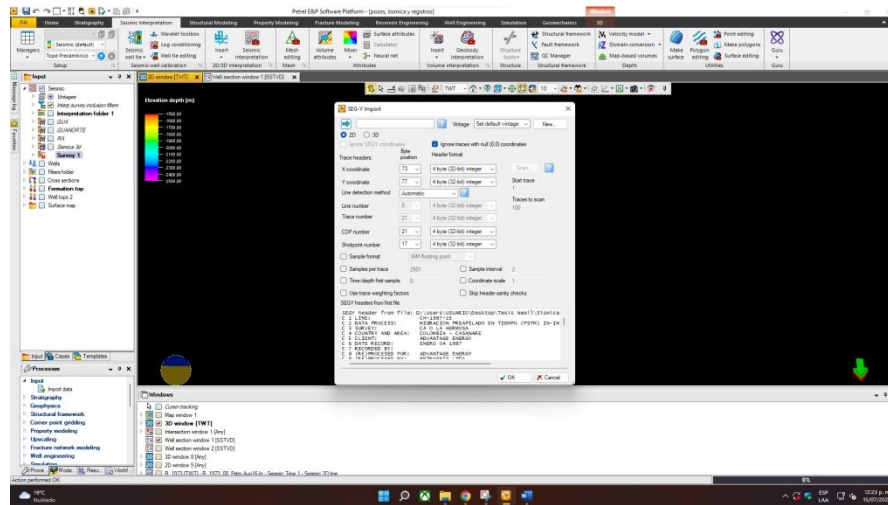
Figura 10.
Carga de sísmica.



Nota. Carga de datos sísmicos en el software Petrel.

Después de establecer los parámetros para una sísmica 2D, se verifican los datos de las coordenadas, para de esta manera lograr un enmallado correcto.

Figura 11
Verificación 2D

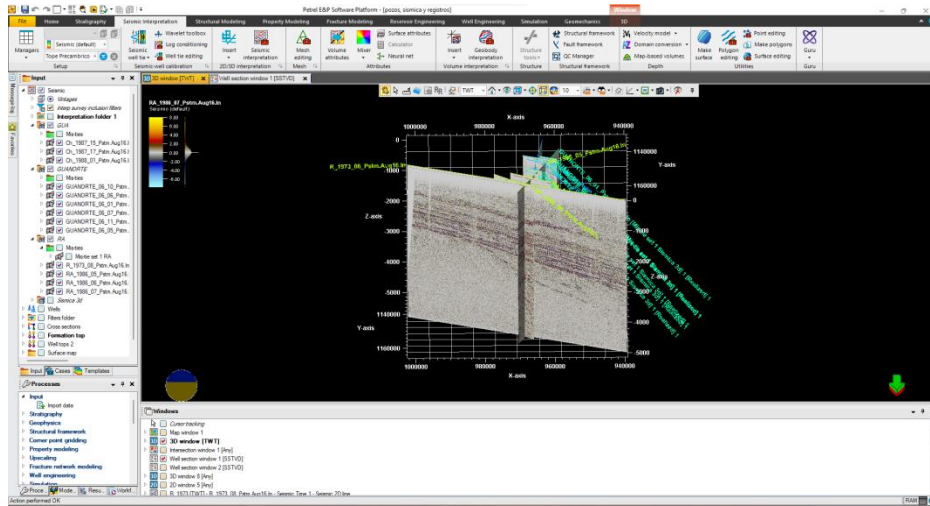


Nota. Verificación de datos sísmicos 2D.

A continuación, en Fig. 12, se observa cómo al cargar todos los datos sísmicos proporcionados se intersecan unos a otros, lo cual ayudará más adelante a la interpretación de los topes de las formaciones.

Figura 12.

Visualización de datos 2D.

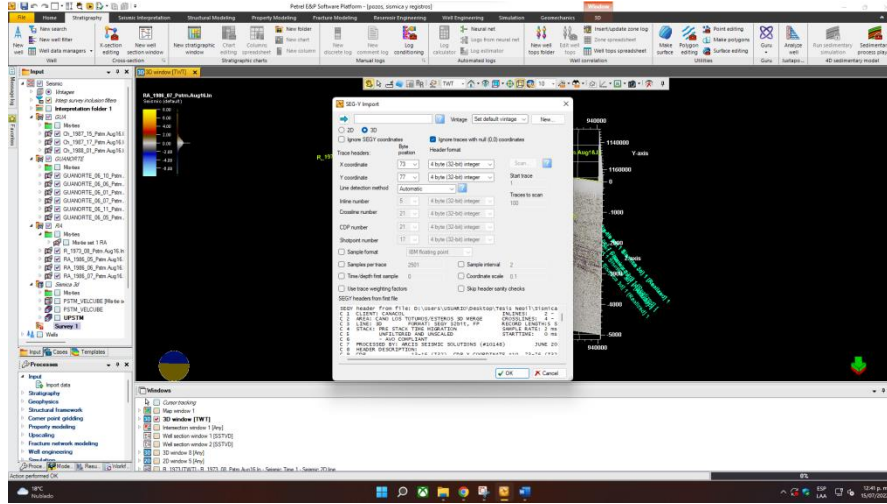


Nota. Datos sísmicos 2D en una ventana de interpretación 3D.

6.2.2 Carga de sísmica 3D

Para la carga de los datos sísmicos 3D, al igual que en el 2D, se tiene en cuenta que las coordenadas sean acordes al posicionamiento geográfico que se estableció en la configuración del proyecto. Así mismo, el programa hace un mallado 3D, en el cual se pueden desplazar las capas de la sísmica, lo que da lugar a una mejor interpretación.

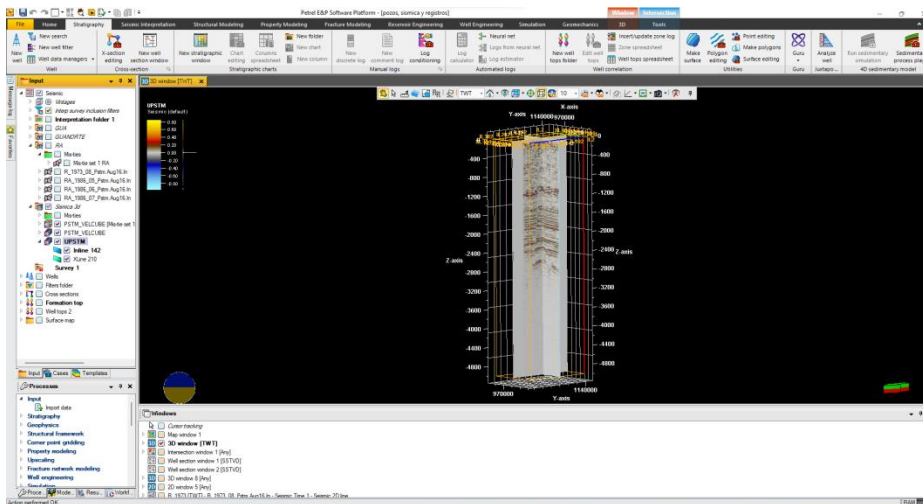
Figura 13.
Verificación 3D



Nota. Verificación de datos sísmicos 3D.

Al haber cargado la sísmica 3D aparece un enmallado de color naranja, ya que este se tiene que diferenciar en relación con el 2D.

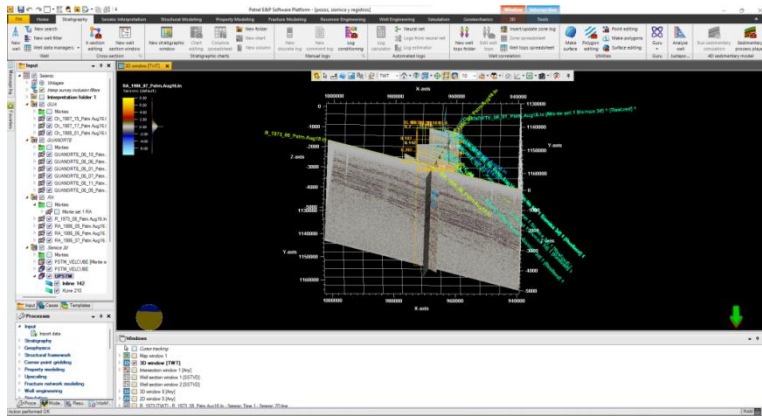
Figura 14.
Visualización de datos 3D.



Nota. Datos sísmicos en una ventana de interpretación 3D.

Figura 15.

Visualización de datos 3D y 2D.



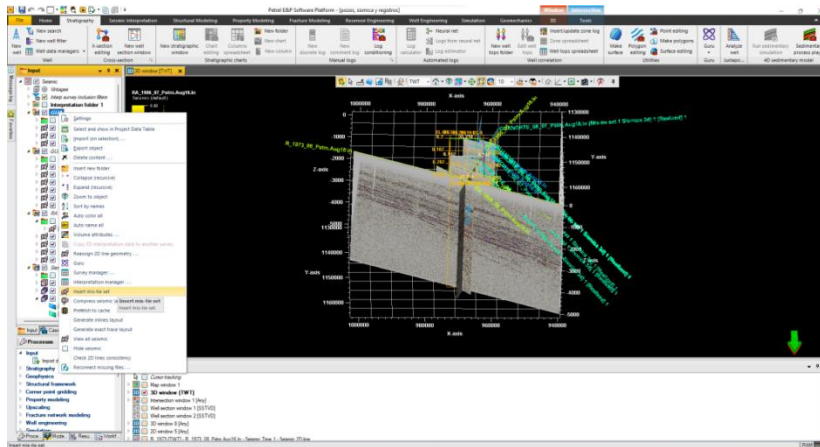
Nota. Datos sísmicos 2D y 3D.

6.2.3 Mis tie

Después de revisar que las líneas sísmicas coinciden unas con otras, se evidencia que hay ciertos puntos que no coinciden, por lo que se procede a realizar una corrección por mis tie. Inicialmente, se toma la carpeta en la cual se realizará el mis tie, por lo que en este caso están divididos por zonas. A partir de este se selecciona la creación de un set de mis tie, el cual proporciona una tabla con los datos sísmicos.

Figura 16.

Corrección Mis-Tie.

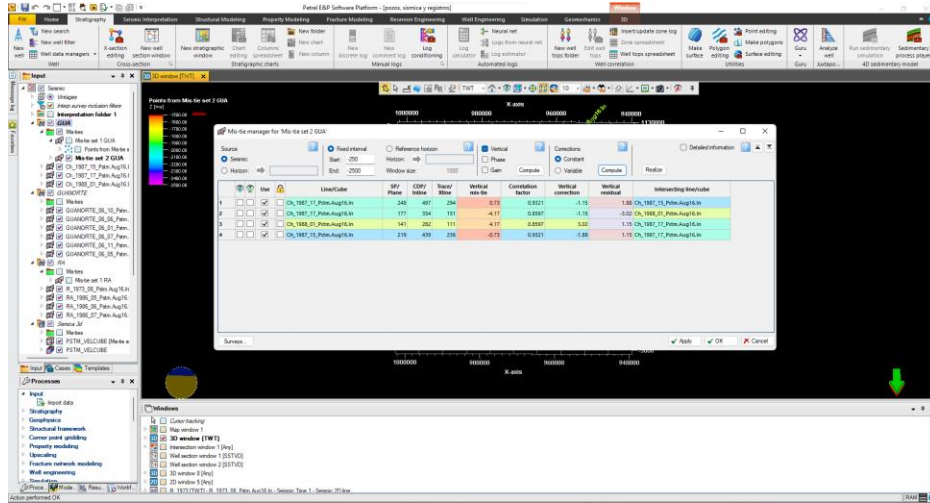


Nota. Ubicación de la corrección por mis tie.

De acuerdo con el seteo de los datos del mis tie, el programa proporciona una tabla en la cual se encuentran varios tipos de cálculos para realizar la corrección por mis tie. Para este proyecto fue escogido el proceso de corrección de mis tie por verticalidad, ya que la sísmica 3D y la sísmica 2D se encuentran desfasadas aproximadamente en 4 cm.

Figura 17.

Cálculo de mis tie.

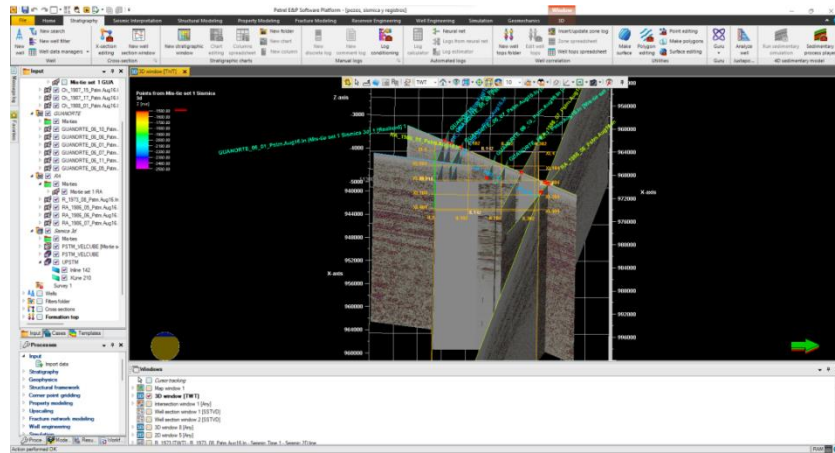


Nota. Cálculos de los mis tie.

Con ello, se puede visualizar que, al realizar la corrección de mis tie, la sísmica ha sido corregida y ajustada en los puntos en donde se encontraba un desfase (puntos rojos). Teniendo estos parámetros establecidos, se puede empezar a colocar los pozos e iniciar la interpretación geofísica.

Figura 18.

Ajuste mis tie.



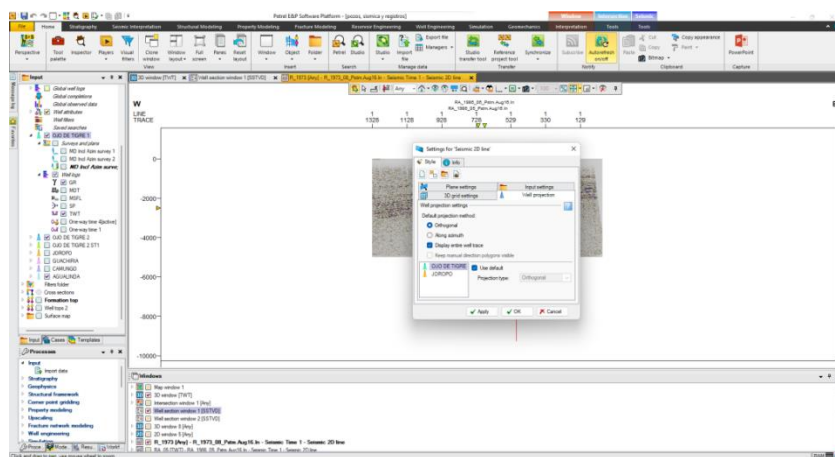
Nota. Representación de puntos rojos en las zonas de ajuste por mis tie.

6.2.4 Amarre

Una vez los pozos se encuentran cargados de manera correcta, se empieza con el amarre de estos a la sísmica. En primer lugar, se tiene en cuenta qué tan lejos están los pozos de interpretación sísmica para saber qué rango se va a tomar para hacer la prospección al perfil sísmico.

Figura 19.

Prospección de pozos.

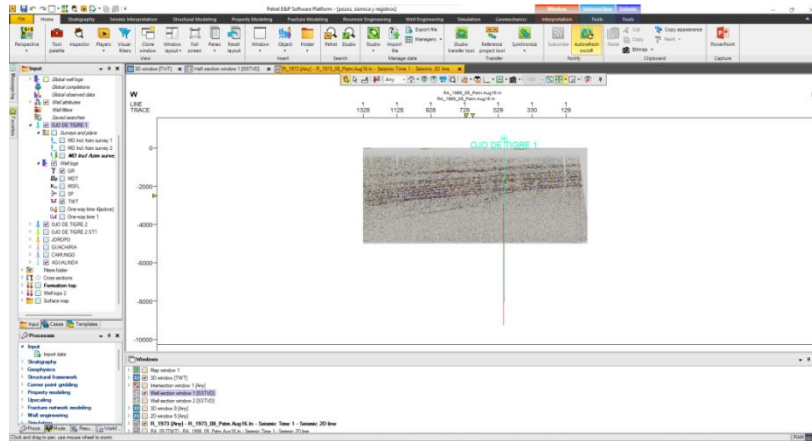


Nota. Prospección de pozos aledaños al polígono sísmico.

En segundo lugar, al cargar el pozo este se encuentra con una profundidad mucho mayor a la sísmica, por lo cual se tiene que integrar el check-shot del pozo.

Figura 20.

Carga de pozos en sísmica proyectada.

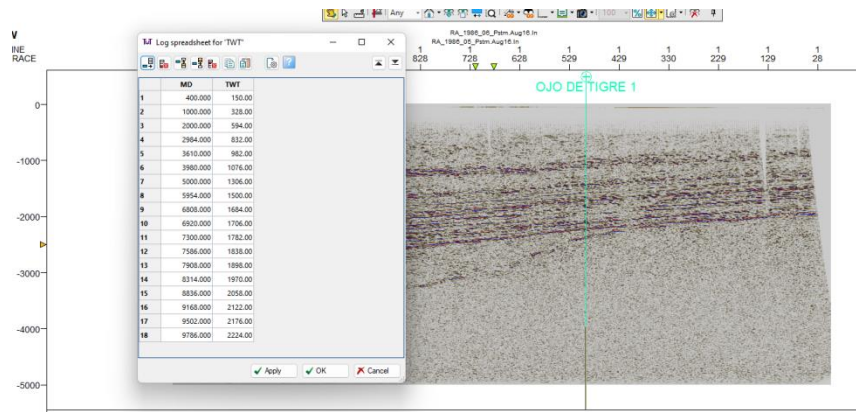


Nota. Carga de sísmica 2D con pozos proyectados.

En tercer lugar, para integrar los valores del check-shot se realiza la adición de una carpeta vacía para un registro de pozo. Después, se establece el parámetro de qué es un check-shot “two-way-time”. Es decir, que el check-shot proporcionado tomó los tiempos de ida y vuelta.

Figura 21.

Carga de datos TWT

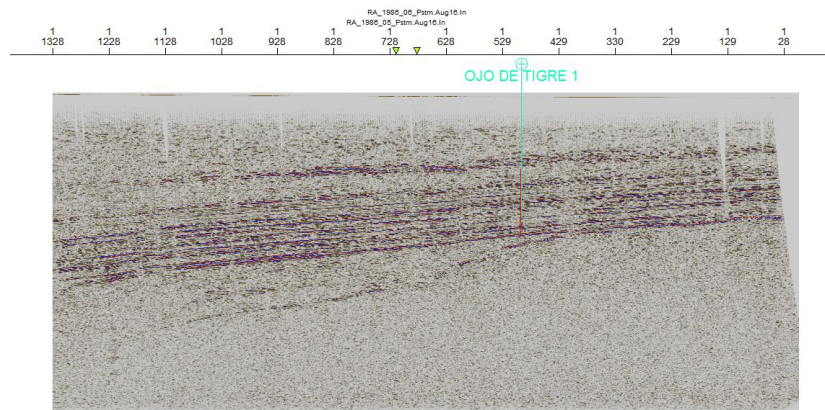


Nota. Carga de datos TWT.

Finalmente, se introducen los valores del check-shot en el spreadsheet y se ingresan los valores de “MD” y “TWT”, para finalizar el amarre del pozo con la sísmica y poder interpretar unidades con los valores de profundidad.

Figura 22.

Amarre de pozos.



Nota. Amarre de pozos finalizados.

6.3 Establecimiento de los topes de las formaciones según informes

Para los topes de las formaciones se analizaron los documentos petrofísicos proporcionados por la compañía, en los cuales tocaba evidenciar en qué profundidades estaban los topes de las formaciones para ingresarlos al programa. Como resultado, se ingresan los valores de profundidad en el spreadsheet del modelo estratigráfico del programa. Por otro lado, se decide trabajar con Ojo de tigre y Joropo, ya que son los pozos que contienen más información estratigráfica de acuerdo con los reportes.

Figura 23.

Carga de topes

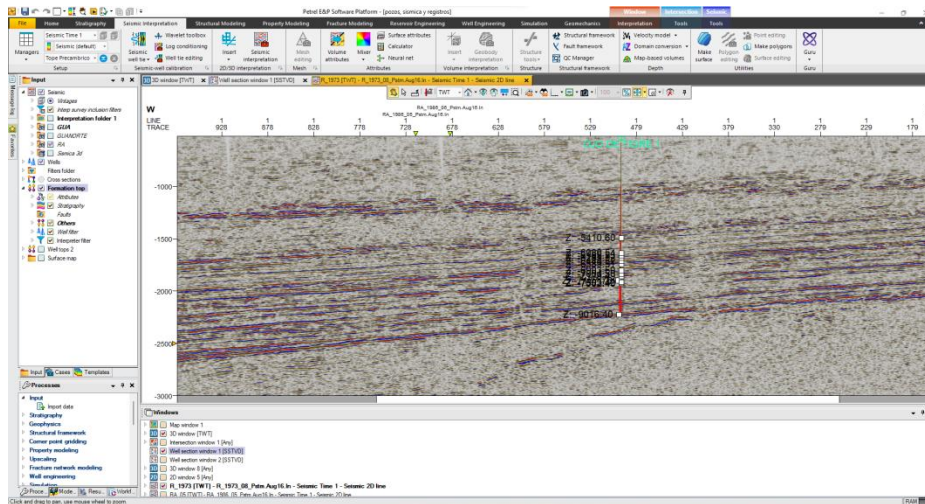
Well Identifier	Surface	X	Y	Z	MD	TWT picked	TWT auto	Geological age	TVT	TST	Interpreter
1 JOROPO	Tope cuevos Joro	982707.34	1158635.57	-80321.13	82336.00		14455.97				Daniel Trujillo
2 JOROPO	Tope mirador Joro	982337.69	1162807.16	-7177.76	7911.00		1896.53				Daniel Trujillo
15 JOROPO	Tope paleozoico	982347.56	1162896.83	-9016.40	9786.00		2224.00				Daniel Trujillo
3 OJO DE T	Formacion quadal	982713.94	1163395.36	-7552.40	8057.00		1924.42				Daniel Trujillo
4 OJO DE T	Formacion Cuervo	982713.94	1163395.77	-7503.42	8008.00		1915.73				Daniel Trujillo
5 OJO DE T	Formacion Mirador	982714.04	1163397.76	-7179.49	7684.00		1856.26				Daniel Trujillo
6 OJO DE T	Formacion Carbor	982714.09	1163398.21	-7064.50	7569.00		1834.67				Daniel Trujillo
7 OJO DE T	Formacion Carbor	982714.17	1163398.73	-6903.50	7408.00		1803.15				Daniel Trujillo
8 OJO DE T	Formacion Carbor	982714.50	1163398.98	-6589.51	7094.00		1740.50				Daniel Trujillo
9 OJO DE T	Formacion Carbor	982714.83	1163398.84	-6444.52	6949.00		1711.80				Daniel Trujillo
10 OJO DE T	Formacion Carbor	982715.07	1163398.54	-6285.52	6790.00		1680.12				Daniel Trujillo
11 OJO DE T	Formacion Carbor	982715.14	1163398.14	-6185.53	6690.00		1656.58				Daniel Trujillo
12 OJO DE T	Formacion Carbor	982715.21	1163397.71	-6080.54	6585.00		1635.95				Daniel Trujillo
13 OJO DE T	Formacion Leon IC	982715.93	1163395.03	-5410.60	5915.00		1492.07				Daniel Trujillo
14 OJO DE T	Formacion Guayat	982725.27	1163384.53	0.01	504.00		180.85				Daniel Trujillo

Nota. Carga de topes para cada pozo proyectado.

Una vez establecidos los topes de las formaciones, aparecen valores en la línea del pozo. Esto permite empezar la interpretación geofísica para diferenciar las formaciones geológicas.

Figura 24.

Distribución de topes.

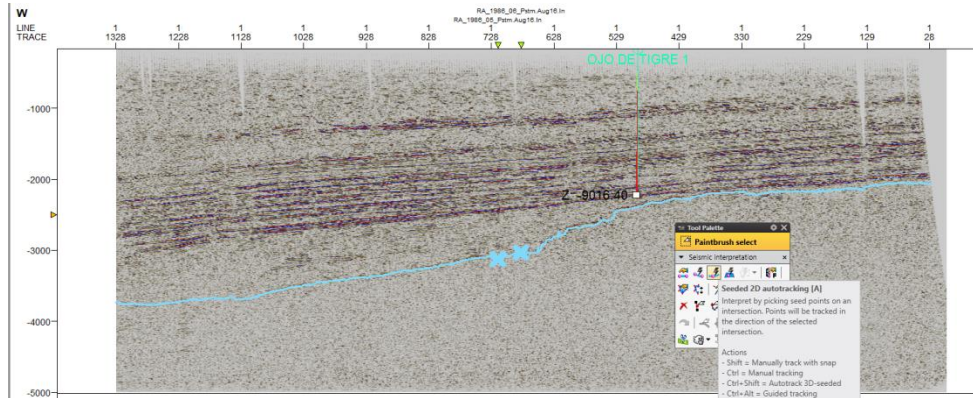


Nota. Distribución de topes a lo largo de los pozos.

De esta manera, se empieza el picado de las ondas reflejadas en la sísmica con la herramienta “autotracking”, en la cual se realiza una configuración lineal y se tienen en cuenta parámetros secuenciales; es decir, que desde el primer punto de la sísmica donde se empieza el picado se obtiene un valor “n”, el cual se tendrá como referencia para el resto del picado.

Figura 25.

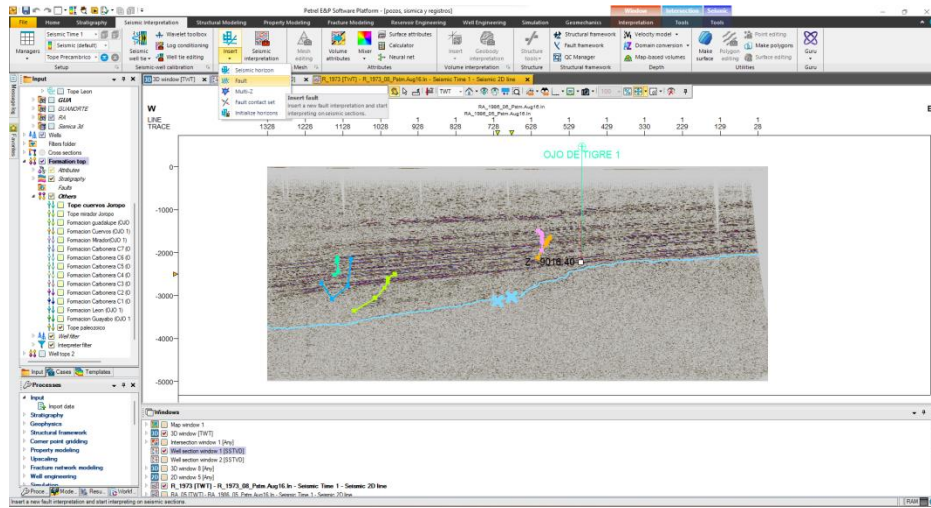
Interpretación sísmica.



Nota. Interpretación y picado sísmico en una ventana 2D.

Se realizó el picado del tope del basamento y, así mismo, se dio lugar a la interpretación de fallas geológicas en las cuales se encontraron fallas inversas y antitéticas asociadas al tectonismo regional.

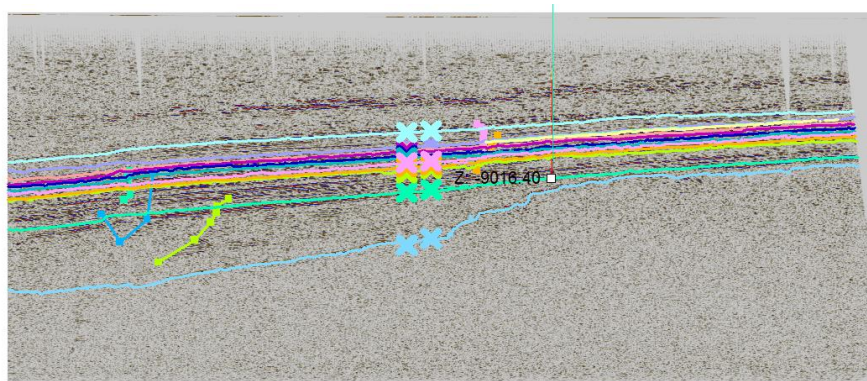
Figura 26.
Interpretación de fallas.



Nota. Picado de fallas en sísmica 2D.

Después de realizar la interpretación estructural se hace la interpretación estratigráfica, en la cual se interpretan las formaciones: Guadalupe, Los Cuervos, Mirador, Carbonera (C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7 y C8) y León.

Figura 27.
Interpretación 2D

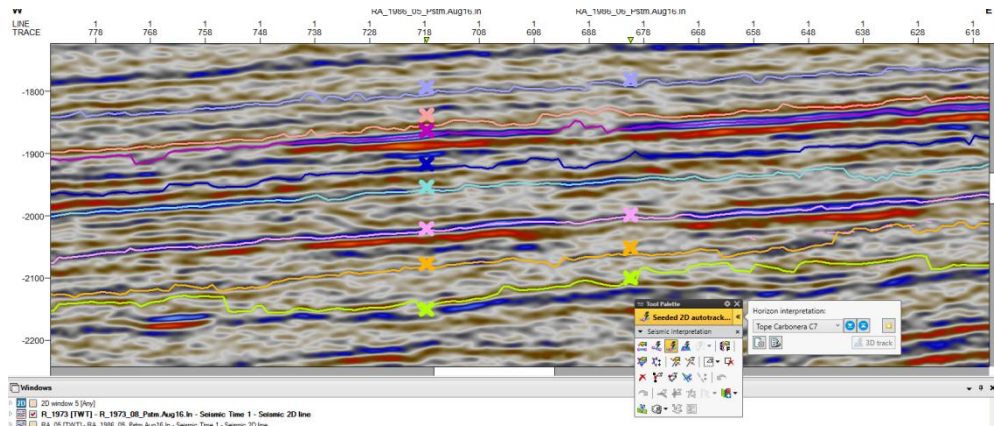


Nota. Perfil sísmico 2D interpretado.

Este mismo procedimiento se realizó para las 14 estaciones sísmicas distintas de la zona. Las “x” que se encuentran en la imagen obedecen a las sísmicas vecinas que se intersecan con el plano de otra sísmica.

Figura 28.

Picado sísmico.



Nota. Zoom en la sísmica y en su picado.

6.4 Objetivo 2

Para el siguiente objetivo se tuvo en cuenta el siguiente diagrama de flujo:

Figura 29.

Diagrama de flujo objetivo 2.

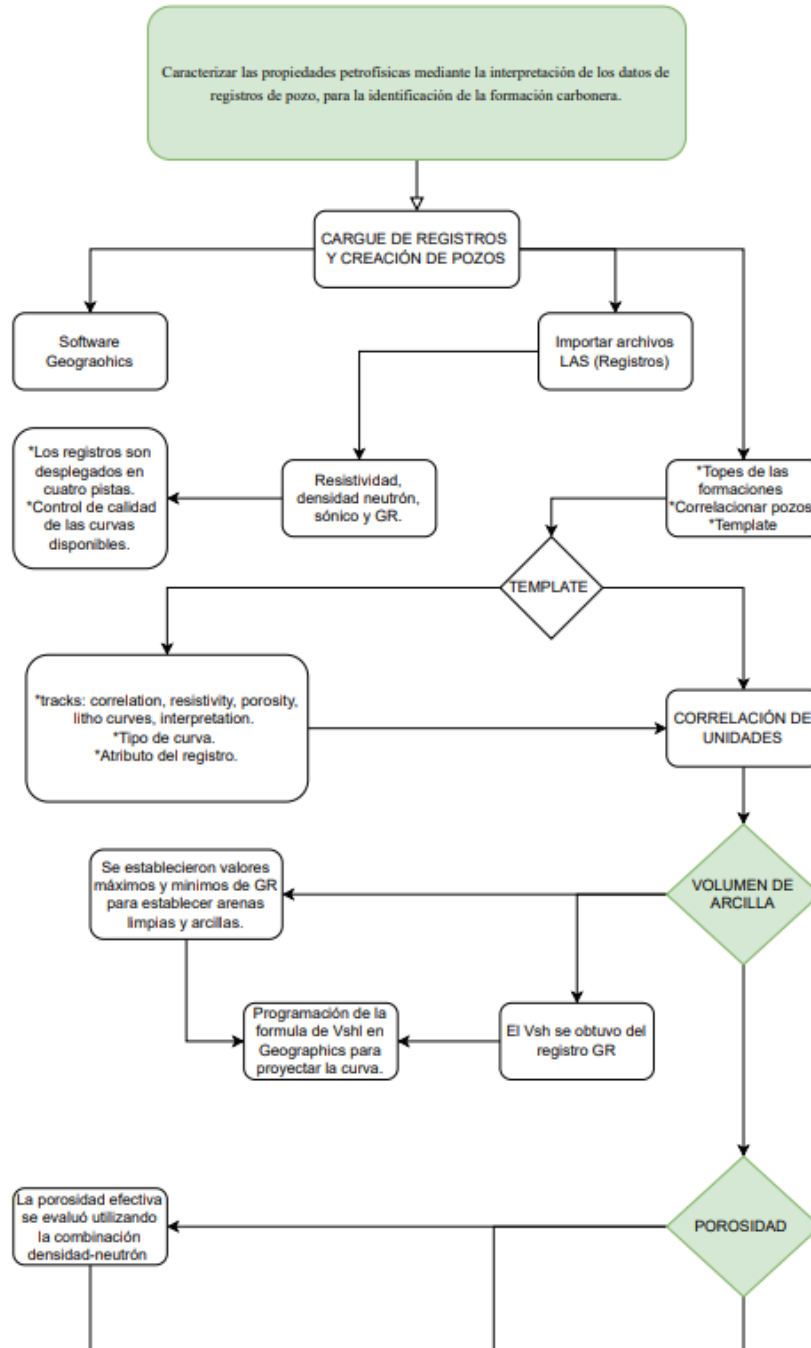
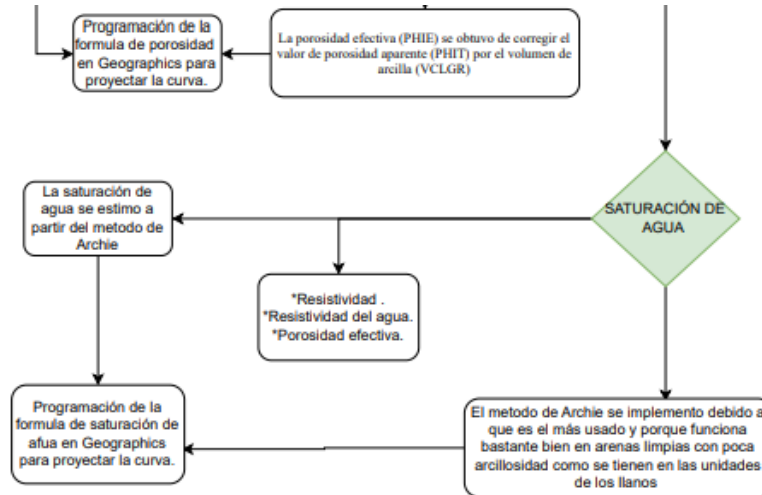


Figura 30. (continuación)



Nota. Diagrama de flujo para el desarrollo del objetivo 2.

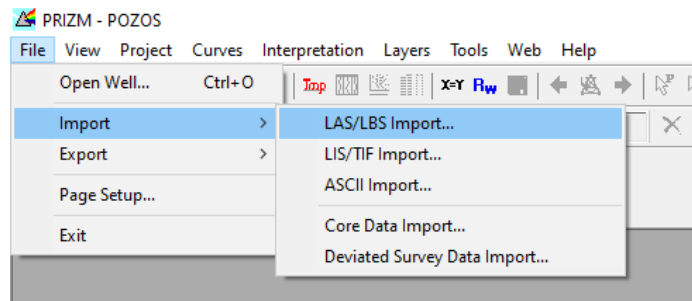
6.5 Evaluación petrofísica

6.5.1 Cargue de los pozos

En la realización del análisis petrofísico se implementó el *software* Geographics. Para el cargue de los pozos se deben subir las curvas de los registros necesarios para analizar las propiedades petrofísicas de los pozos en el programa. Dichos registros se importan como archivos LAS, como se muestra en las Fig. 30 y 31.

Figura 31.

Importación de logs.

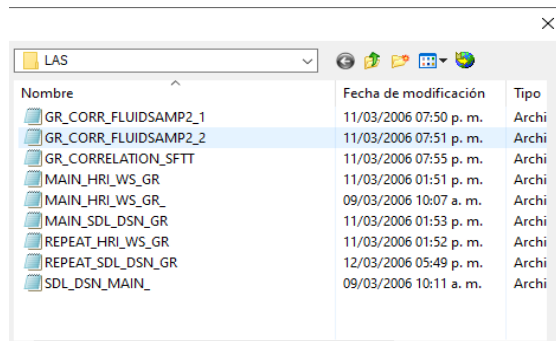


Nota. Importación de logs.

Una vez se tienen los archivos LAS de los registros que se van a utilizar, se importan. Para llevar a cabo la evaluación petrofísica se utilizaron registros de resistividad, densidad neutrón, sísmico y GR.

Figura 32.

Importación de archivos

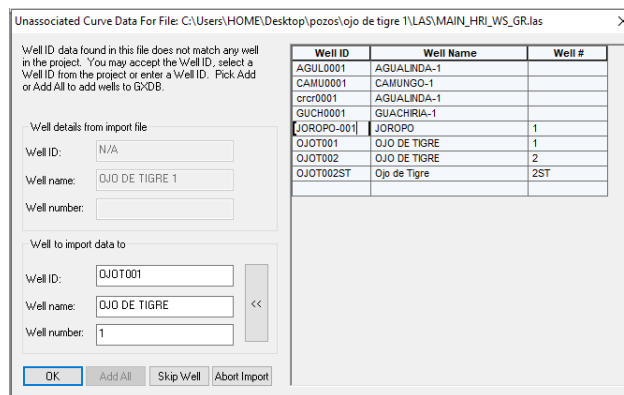


Nota. Importación de logs files.

Después de que se hayan importado las curvas de los registros, se crea el pozo con la data importada, estableciendo ID y nombre del pozo, como se muestra en Fig. 32.

Figura 33.

Pozos cargados.

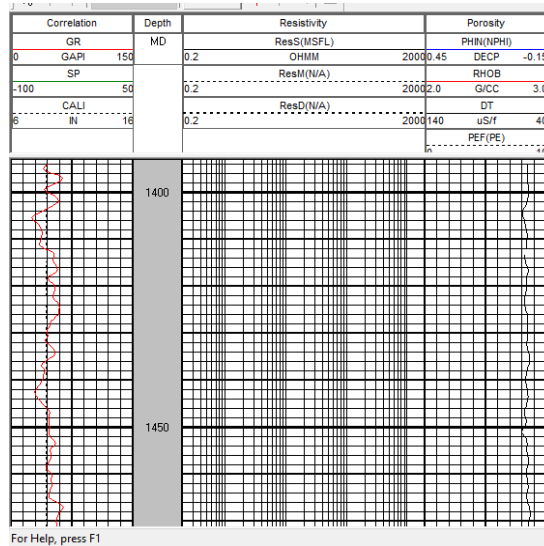


Nota. Cargue de pozos.

Una vez se crea el pozo con la data de registros, se deben colocar los topes y correlacionarse con los demás pozos, para lo cual es necesario crear un *template* con la información de las curvas y cargar los topes de las formaciones que atraviesa el pozo; este procedimiento se hace con todos los pozos.

Figura 34

Tracks de registros de pozos importados



Nota. Tracks de registros de pozos importados.

6.5.2 Topes de unidades

Se establecieron los siguientes marcadores según el historial de los pozos y su estratigrafía (véase la tabla 3).

Tabla 3.

Topes unidades.

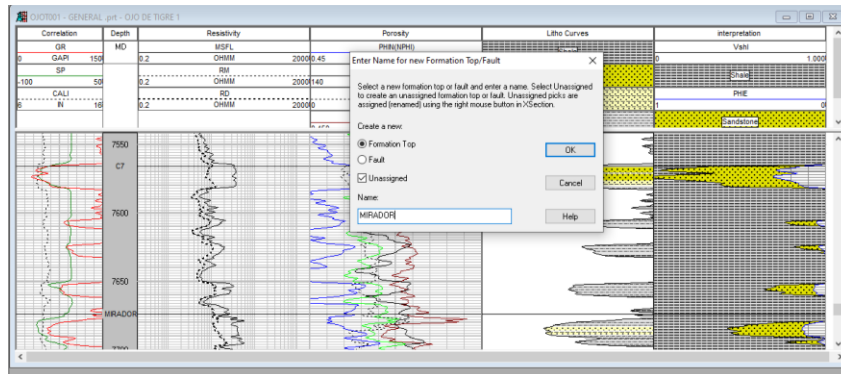
UNIDAD	TOPES (ft)						
	CAMUNGO	OJO DE TIGRE 1	OJO DE TIGRE 2	OJO DE TIGRE 2 ST	JOROPO	AGUALINDA	GUACHIRIA
LEON	5159	5915	5662	5662	5915	5991	6353
C1	5707	6639	6836	5836	6639	6862	7615
C2	6157	6902	6947	6947	6902	7269.5	7956
C3	6261	7097	7167	7146	7097	7312	8235
C4	6564	7284	7320	7325	7284	7579.5	8697
C5	6785	7347	7399	7422	7374	7696	8973
C6	6858	7582	7722	7775	7582	7908	9210
C7	6974	7722	7822	7870	7722	8084	9282
MIRADOR	7334	7934	8009	8158	7934	8372.5	9976
LOS CUERVOS	7755	8067	-	8384	8067	8646	10262

Nota. Topes de unidades para cada uno de los pozos.

Una vez se tienen los marcadores de las formaciones por evaluar, se cargan a Geographics para correlacionar los pozos y de esta manera estar seguros de las unidades que se están trabajando (véase Fig. 34 y 35).

Figura 35.

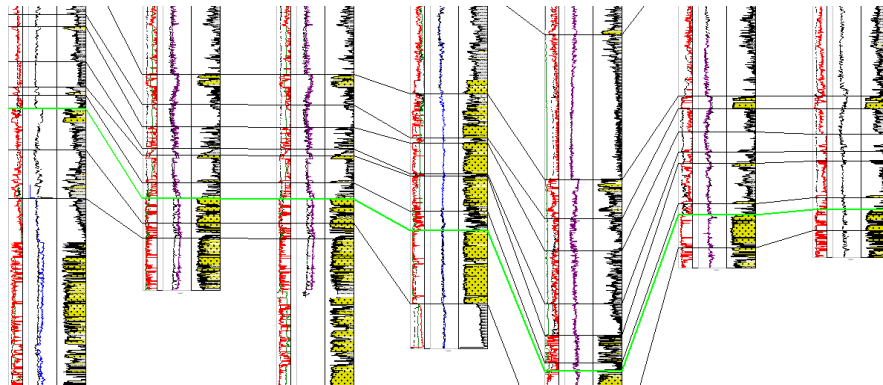
Carga de topes.



Nota. Cargue de topes.

Figura 36.

Correlación de pozos.



Nota. Correlación de pozos.

6.5.3 Registros básicos y control de calidad

Se cargaron las curvas de registros en la base de datos y se realizó control de calidad de las curvas disponibles y su correspondiente edición. Entre las ediciones desarrolladas se encuentran la revisión de curvas y la unificación de unidades. En Fig. 36 se presentan las curvas de los registros

disponibles para la evaluación petrofísica para los intervalos C1-C7, Mirador, Los Cuervos y Guadalupe.

Figura 37.

Curvas de registros.

Correlation		Depth	Resistivity		Porosity	
GR		MD	MSFL		PHIN(NPHI)	
0	GAPI 150		0.2	OHMM 2000	0.45	DECP -0.15
	SP			RM		DT
-100		50	0.2	OHMM 2000	140	uS/f 40
	CALI			RD		PEF(PE)
6	IN 16		0.2	OHMM 2000	0	10
						PHD
					0.450	-0.150
						PHIA
					0.45	-0.15
						PHE
					1	0

Nota. Curvas de registros.

Los registros son desplegados en cuatro pistas, como se muestra en la tabla 4.

Tabla 4.

Pistas de corrida de registros.

Pista	Curvas desplegadas
1	GR y marcadores de unidad
2	Profundidad medida en pies
3	Resistividades (RMSF, RD, RM)
4	Densidad (RHOB), Neutron (NPHI)

Nota. Curvas de registros desplegadas en los tracks.

6.5.4 Template

Con el fin de correlacionar los pozos, se realiza la creación del template, en el cual se determinaron los siguientes tracks: correlation, resistivity, porosity, litho curves, interpretation.

Figura 38.

Tracks de registros.

Name	Type	Width	Grid Left	Grid Right	Attributes...
Correlation	Linear	1.250	0.000	10.000	
Resistivity	Log	2.500	0.2	2000	
Porosity	Linear	2.500	0.000	10.000	
Litho Curves	Litho Curves	2.500	0.000	10.000	
interpretation	Linear	2.500	0.000	10.000	

Nota. Tracks de registros creados para el template.

Una vez establecidos los tracks, se determinan las curvas de los registros propias de cada track, estableciendo el tipo de curva (Log/Lin) y el atributo con el cual se identificará cada registro.

Figura 39.

Atributos y curvas.

Track	Curve	Log/Lin	Left	Right	Type	Attributes...
Correlation	GR	Lin	0	150	Line	—
Correlation	SP	Lin	-100	50	Line	—
Correlation	CALI	Lin	6	16	Line	-----
Resistivity	MSFL	Log	0.2	2000	Line	—
Resistivity	RM	Log	0.2	2000	Line	-----
Resistivity	RD	Log	0.2	2000	Line
Porosity	PHIN	Lin	0.45	-0.15	Line	—
Porosity	DT	Lin	140	40	Line	—
Porosity	PEF	Lin	0	10	Line	-----
Porosity	PHID	Lin	0.450	-0.150	Line	—
Porosity	PHIA	Lin	0.45	-0.15	Line	—
Porosity	PHIE	Lin	1	0	Line	—
interpretation	Vshl	Lin	0	1.000	Line	—

Nota. Selección de tipo de curva y atributo.

Posteriormente, teniendo en cuenta la interpretación del registro GR, se estableció un preview para identificar arenas y arcillas, como se muestra en la tabla 7.

Figura 40.

Preview arenas y arcillas.

Track	Pattern	Title	Insert	Left	Const	Right	Preview
interpretation	Shale	Shale	<input checked="" type="checkbox"/>	Const	0.000	Vshl	
interpretation	Sandstone	Sandstone	<input checked="" type="checkbox"/>	Vshl	0.000	PHIE	

Nota. Preview para identificar fácilmente arenas y arcillas.

6.5.5 Volumen de arcilla

La estimación del volumen de arcilla se obtuvo del registro de rayos gamma (GR) utilizando una relación lineal. Los valores de GR para arcillas y areniscas fueron definidos para los intervalos C4, C7, Mirador y Guadalupe, teniendo en cuenta las descripciones litológicas disponibles y la respuesta de los registros.

Para la determinación del volumen de arcilla, se implementó la siguiente ecuación:

$$VCL \text{ (volumen de arcilla)} = \frac{GR_{\text{registro}} - GR_{\text{arenisca}}}{GR_{\text{arcilla}} - GR_{\text{arenisca}}} \quad (8)$$

Luego de cargar el registro de GR, se establecen valores máximos y mínimos de arenas limpias y shale.

Tabla 7.

Parámetros GR.

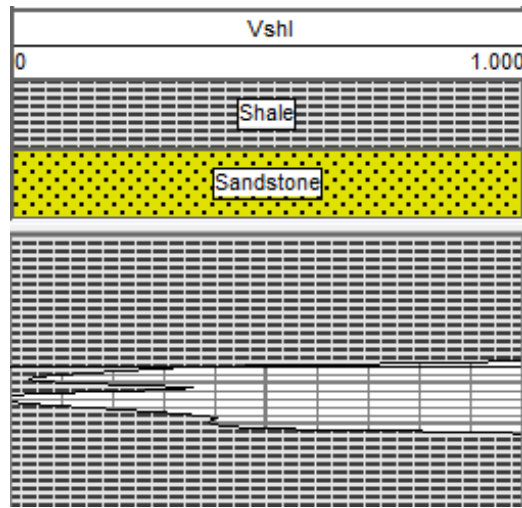
Zone	GRcln	GRshl
C1	32	100
C3	30	100
C5	30	100
C7	32	100

Nota. Valores máximos y mínimos de arenas limpias y shale.

Luego se programa la fórmula seleccionada para de esta manera proyectar la curva de volúmenes de arcillas, como se evidencia en Fig. 38.

Figura 41.

Proyección de Vsh



Nota. Proyección de la curva de volumen de arcilla.

6.5.6 Porosidad

La porosidad efectiva se evaluó utilizando la combinación densidad-neutrón. El registro de neutrón se asume que fue tomado en matriz arenisca, debido a la naturaleza cuarcítica de las rocas presentes.

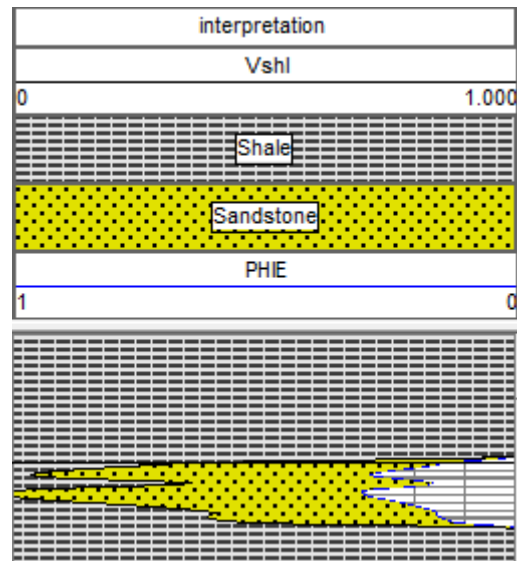
La porosidad efectiva (PHIE) se obtuvo de corregir el valor de porosidad aparente (PHIT) por el volumen de arcilla (VCLGR), tal como se muestra en la siguiente ecuación.

$$PHID = \frac{(RhoM - RHOB)}{(RhoM - RhoF)}$$

Una vez obtenidos los valores de la porosidad efectiva (PHIE), se proyecta la curva de la porosidad junto con la curva de volúmenes de arcilla, como se presenta en Fig. 40.

Figura 42.

Proyección curva porosidad.



Nota. Proyección de la curva de porosidad efectiva (PHIE) y volúmenes de arcillas.

6.5.7 Saturación de agua

Para la estimación de la saturación de agua se implementó el método de Archie, debido a que es el más usado y porque funciona bastante bien para arenas limpias con poca arcillosidad como lo son estas unidades de los llanos orientales.

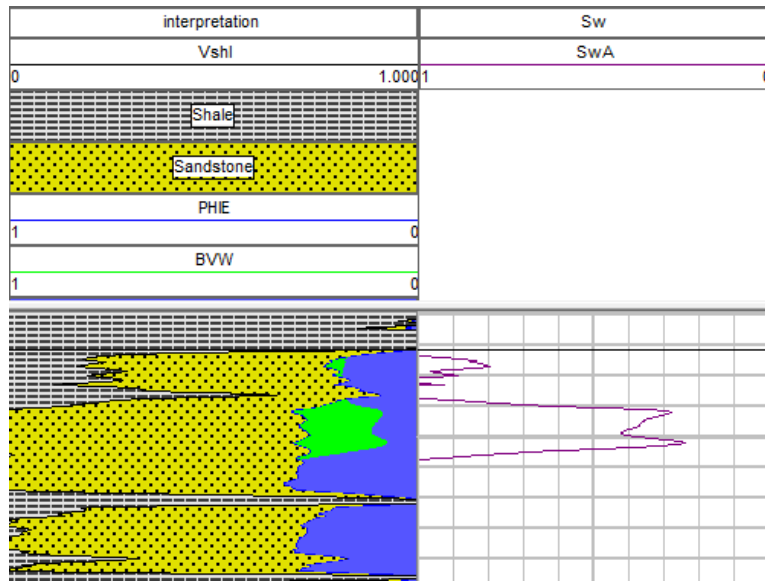
Para la determinación de la saturación de agua, se implementó la ec. (6):

$$SwA = \sqrt{(Rw / (RD * PHIE^2))}$$

Luego se programa la fórmula seleccionada para de esta manera proyectar la curva de saturación de agua con respecto al volumen de arcilla y la porosidad, tal como se evidencia en Fig. 41.

Figura 43.

Proyección curva Sw



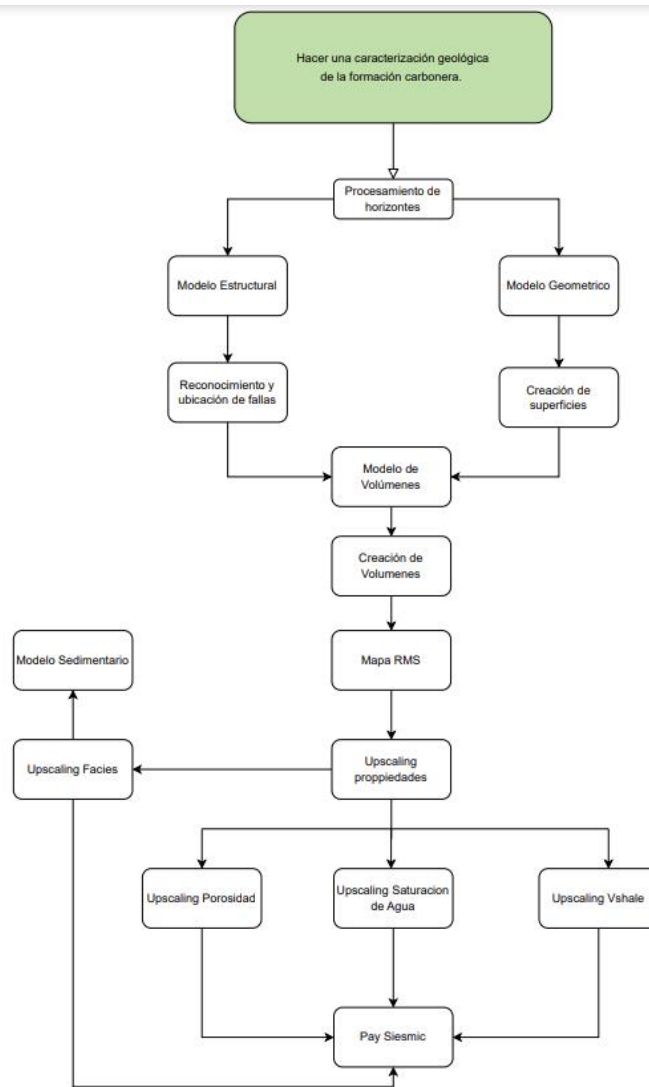
Nota. Proyección de la curva de saturación de agua con respecto al volumen de arcilla y la porosidad.

6.6 Objetivo 3

Para el siguiente objetivo se tuvo en cuenta el siguiente diagrama de flujo:

Figura 44

Diagrama de flujo objetivo 3.



Nota. Diagrama de flujo para el desarrollo del objetivo 3.

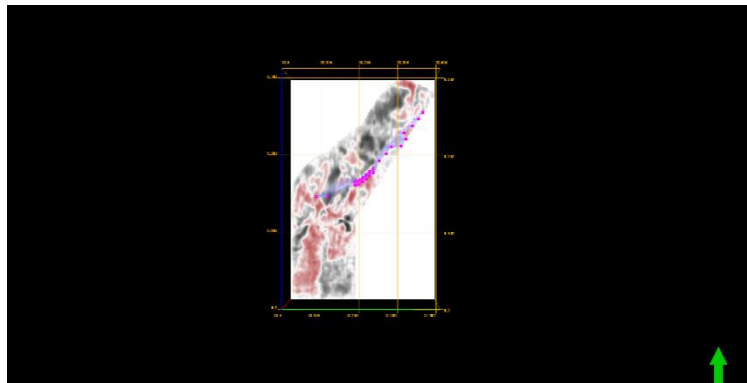
6.7 Procesamiento de horizontes

El procesamiento de horizontes creado por el programa ayuda a que en la interpretación del modelo 3D se haga una extrapolación de las capas, que da lugar a un tipo de pseudosuperficies, el cual ayudará a la realización y verificación del modelo geométrico.

En la etapa de construcción del modelo estructural en Petrel, se definieron y crearon las estructuras geológicas más importantes. Esto incluyó la creación de fallas, pliegues utilizando la información geológica y sísmica disponible. Se ha trabajado para especificar la geometría tridimensional de estas estructuras, incluyendo detalles como la ubicación, orientación y espesor de las zonas de falla. Además, se modeló la geometría de las capas geológicas y se definió la forma, espesor y posición de cada capa individual. Esto permitió la comprensión de la estructura estratigráfica del área de estudio y su relación con las estructuras geológicas identificadas.

Figura 47.

Ubicación de fallas en polígono.



Nota. Ubicación de fallas de acuerdo con el polígono sísmico 3D.

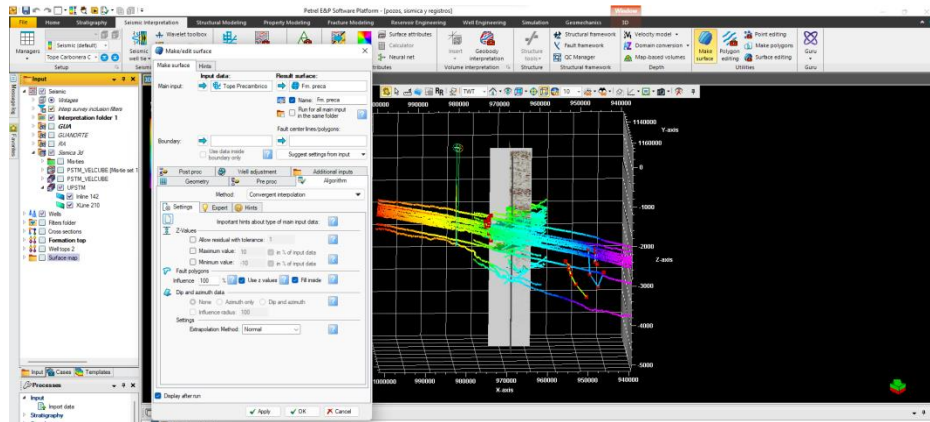
De acuerdo con lo anterior, se encontró que solo una falla pasó por el modelo. Se trataba de una falla normal, ubicada en las zonas central y nororiental del polígono propuesto, y con orientación suroeste-noreste. Además, en la sísmica 2D se identificaron fallas que no estaban incluidas en el cubo de modelado de datos, por lo que se descartaron para el modelado de propiedades.

6.9 Modelo geométrico

Con relación a la proyección hecha anteriormente, se procede a crear superficies por cada horizonte interpretado. Para cada uno de los horizontes se establece una configuración de un cálculo iterativo por interpolación convergente, debido a que son líneas sísmicas de alta densidad.

Figura 48.

Creación modelo geométrico.

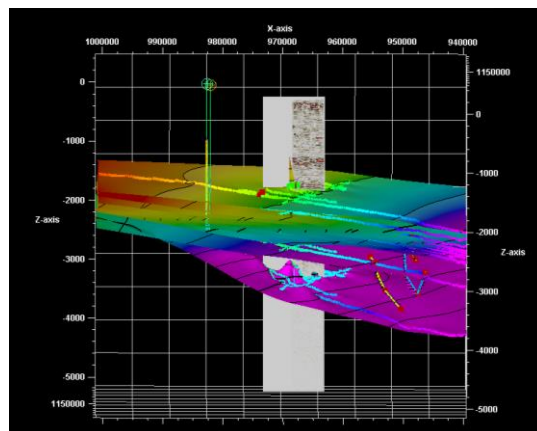


Nota. Creación del modelo geométrico.

Después de crear las superficies para todas las formaciones se obtiene el modelo geométrico, en el cual se puede observar su correlación con la sísmica y, además de esto, el modelado estructural se analiza que las fallas de las sísmicas 2D no se usaran ya que estas se encuentran fuera del polígono. Finalmente, se cambia la escala de profundidad para lograr un mayor detalle del modelo.

Figura 49.

Modelado final de capas.



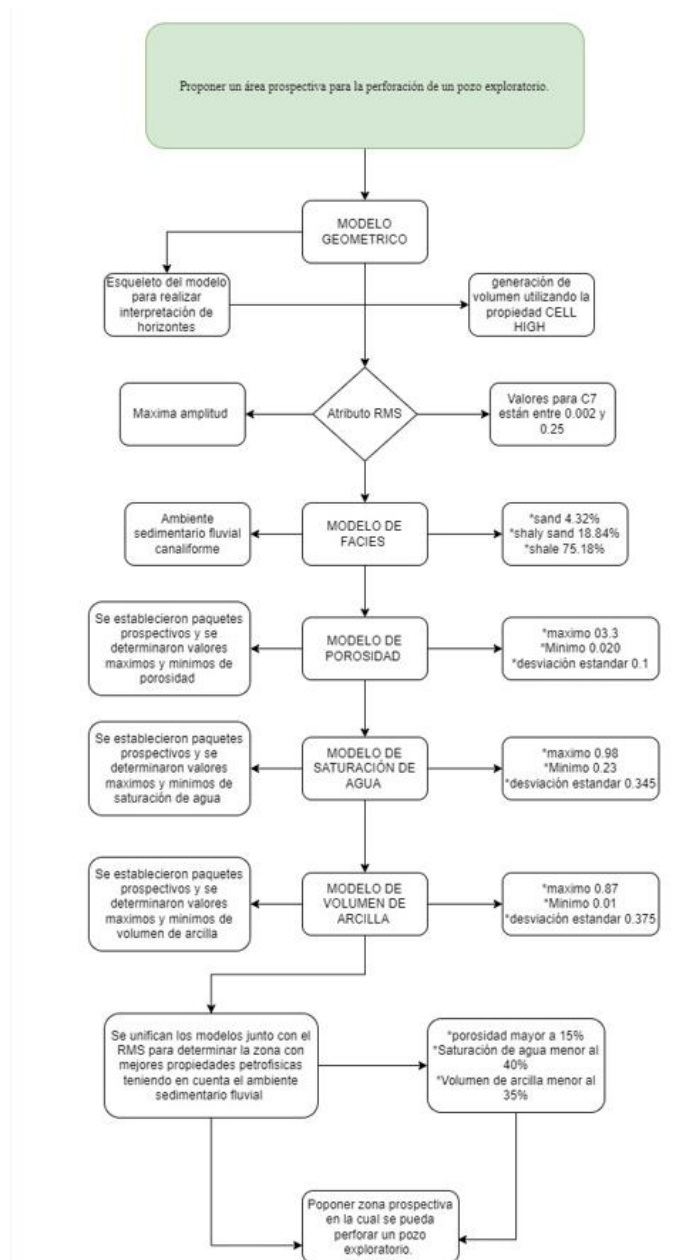
Nota. Modelado final de capas por horizontes.

6.10 Objetivo 4

Para el siguiente objetivo se tuvo en cuenta el siguiente diagrama de flujo:

Figura 50.

Diagrama de flujo objetivo 4.



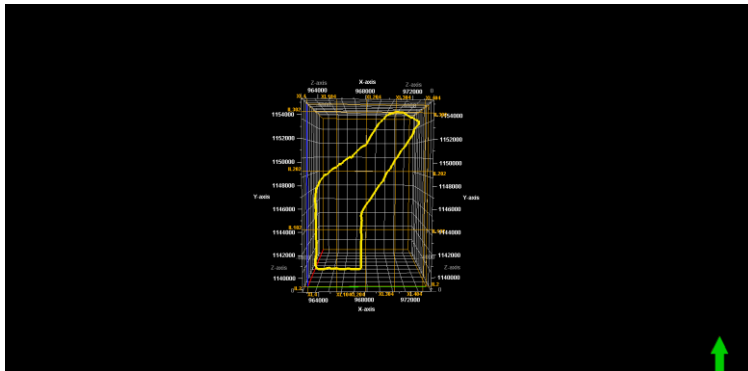
Nota. Diagrama de flujo para el desarrollo del objetivo 4.

6.11 Modelo de volúmenes

Luego de crear las superficies se debe realizar la correlación entre el tiempo de la sísmica y la profundidad de las capas. Asimismo, se necesita establecer un polígono de trabajo. De acuerdo con lo anterior, se determina este polígono ya que es el área en donde se encuentra la mayor información suministrada por la compañía. En este polígono se encuentra la sísmica 3D.

Figura 51.

Elaboración de modelo volúmenes.



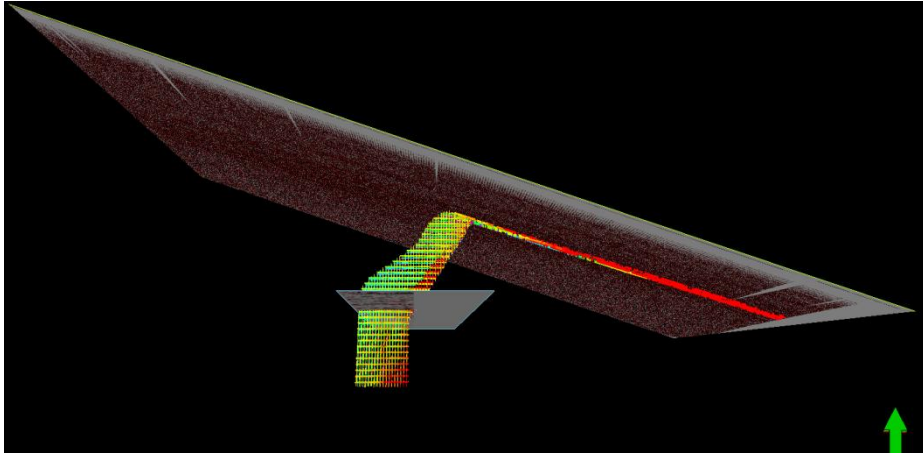
Nota. Elaboración de modelo para la capa de la formación C7.

Además, durante la selección del polígono, se han tenido en cuenta los canales de deformación identificados mediante el modelo geométrico, el análisis estructural y la interpretación de los datos sísmicos. Un paso crucial en este proceso es verificar la coherencia del modelo geométrico y asegurarse de que no existan discrepancias en la interpretación de las curvas de profundidad. Esta verificación es necesaria antes de proceder a definir los parámetros del modelo tridimensional.

También se ha llevado a cabo un proceso de amarre o ajuste entre los datos sísmicos disponibles. En este caso, el cubo sísmico 3D proporcionado por la empresa carece de información de pozos, lo que ha requerido la utilización de una línea sísmica 2D para realizar la extrapolación de las reflexiones sísmicas. Esta extrapolación permite extender la información sísmica y proporciona una base sólida para la construcción del modelo tridimensional. Los resultados de esta extrapolación de reflexiones sísmicas se presentan en Fig. 52.

Figura 52.

Amarre sísmico 2D - 3D.



Nota. Amarre de sísmica 2D con el polígono de la sísmica 3D.

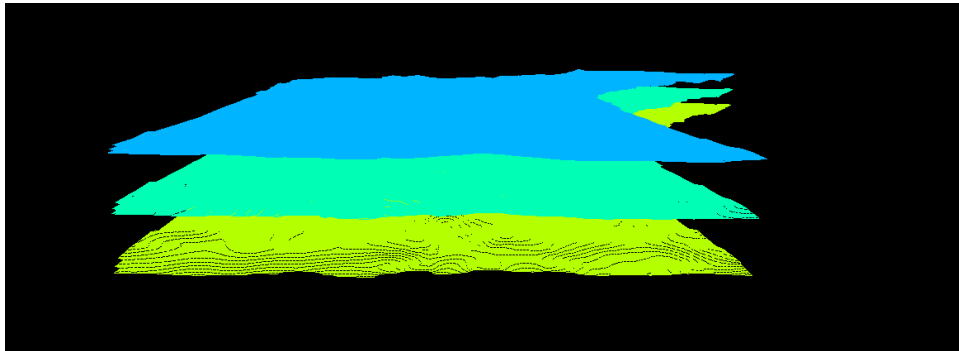
En Fig. 52, se expone que el muestreo sísmico del polígono en la sísmica 3D se realizó con intervalos de 10, según la información disponible. En esta cuadrícula no solo se consideró la formación C7, sino también la Mirador, cuya parte superior representa la base de la sedimentación de la C7.

A continuación, se procede a definir el “skeleton” o esqueleto del modelo, teniendo en cuenta el polígono creado anteriormente y la información proporcionada en la sísmica 3D. En Fig. 53. muestra este proceso y cómo se utiliza la información sísmica para establecer la estructura básica del modelo.

Al combinar el polígono del área de estudio, la información sísmica y la definición del skeleton del modelo, se logra una representación más detallada y precisa de la geometría y estructura del subsuelo. Esto es fundamental para comprender la distribución de los reservorios, los límites de las formaciones y las características sedimentarias en el área de interés.

Figura 53.

Creación de esqueleto.



Nota. Creación del esqueleto del modelo 3D.

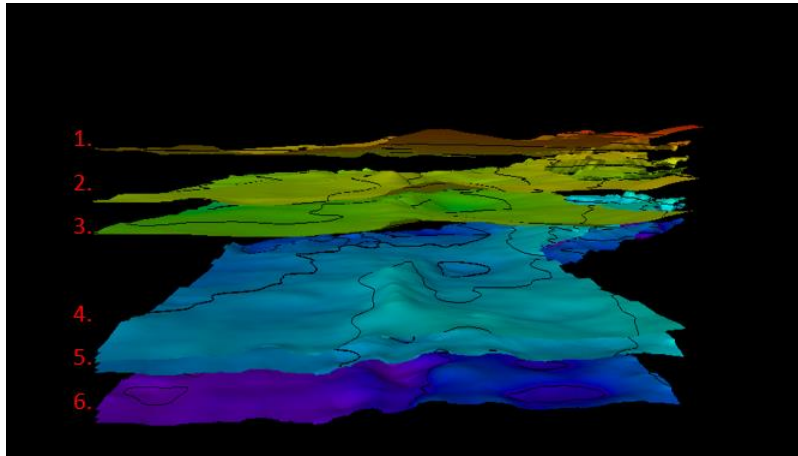
Con el esqueleto del modelo como guía, se procede a recortar los horizontes utilizando las superficies previamente creadas en el modelo geométrico. Estos horizontes recortados se agregan al modelo, lo que permite una representación más precisa de la geometría y la distribución de las formaciones en estudio.

Además, al trabajar con las formaciones de interés, es importante tener en cuenta los topes de las formaciones C4 y Guadalupe. La inclusión de estos topes en el modelo es fundamental para comprender mejor las distribuciones de sedimentación en las zonas de interés. Esto se realiza para construir un modelo de facies, que proporciona información detallada sobre los tipos de sedimentos y su distribución en el subsuelo.

En Fig. 54 se pueden observar los horizontes interpretados que se utilizarán en el modelo. Estos horizontes representan las diferentes capas y límites geológicos que son relevantes para el estudio, y su inclusión en el modelo permitirá un análisis más preciso y detallado de la subsuperficie.

Figura 54.

Modelación de topes.



Nota. 1. Tope del modelo. 2. Formación C4. 3. Formación C7. 5. Formación Mirador. 6. Formación Guadalupe. 7. Base del modelo.

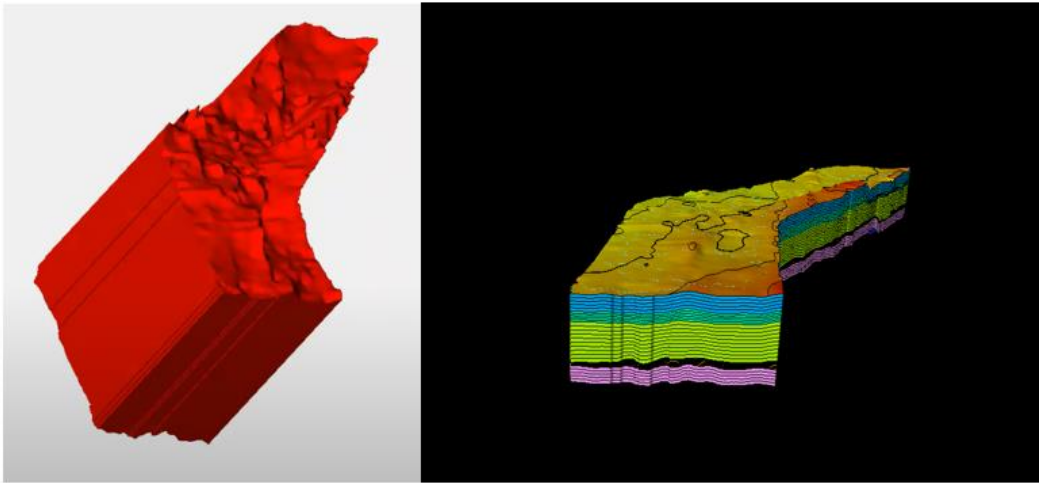
Los horizontes mencionados anteriormente (C4, C7, Mirador y Guadalupe), se han considerado para la creación de horizontes adicionales en el modelo. Para establecer el rango del modelo, se ha utilizado una copia de los topes de los horizontes C4 y Guadalupe, definiendo así una base y un tope, respectivamente, con el objetivo de abarcar un intervalo de 50 pies.

A partir de los horizontes establecidos en el modelo, se genera un volumen utilizando la propiedad geométrica denominada “cell high”. Se respeta el espesor de los horizontes al crear el modelo, lo que permite verificar la calidad de la interpretación sísmica mediante un análisis estadístico realizado en el *software* Petrel. Si se obtienen resultados negativos, esto indica que la interpretación sísmica puede estar incorrecta o mal interpretada [18].

Posteriormente, se lleva a cabo la generación de otra propiedad geométrica utilizando el método del índice de zona (zone index), el cual se aplica a todas las capas, lo que resulta en las capas interpretadas en el modelo.

Figura 55.

Modelo de volúmenes.



Nota. Modelo de volúmenes “cell high” y modelo de layers.

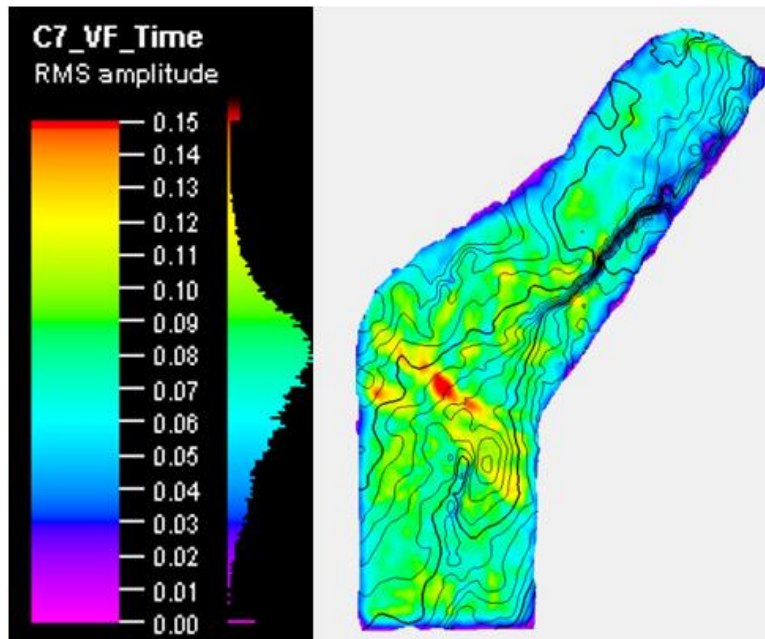
Después de desarrollar los modelos anteriores, se procede a elaborar el modelo de amplitudes, considerando las condiciones iniciales establecidas. Este modelo de amplitudes se utiliza para analizar las variaciones en la intensidad de las señales sísmicas reflejadas, lo cual es importante para identificar características geológicas y posibles acumulaciones de hidrocarburos.

A continuación, se genera el mapa de RMS (*Root Mean Square*) para las formaciones de interés. Este mapa proporciona información sobre la variabilidad de las amplitudes sísmicas en cada punto del modelo. El objetivo es identificar áreas con valores consistentes y estables, lo que permite obtener una idea de las zonas donde podrían encontrarse valores adecuados para futuros puntos de exploración.

Estos resultados del mapa de RMS son fundamentales para establecer la base del modelo de propiedades petrofísicas. Este modelo tiene en cuenta diversos parámetros, como la porosidad, la saturación de fluidos y otros atributos petrofísicos relevantes. Además, proporciona una representación detallada de las características de los yacimientos, lo cual es esencial para evaluar su potencial de almacenamiento de hidrocarburos.

Figura 56.

Distribución de RMS en C7.



*Nota.*RMS de la formación C7.

En Fig. 56 se muestran valores de RMS similares para ambas formaciones, pero con distribuciones diferentes. Después de calcular los RMS para las formaciones de interés, se procede a definir el modelo de facies, con el fin de destacar las geomorfologías sedimentarias. Se han establecido tres categorías de caracterización: arena buena (*good sand*), arena arcillosa (*shaly sand*) y arcillas (*shale*).

6.12 Modelo Sedimentario

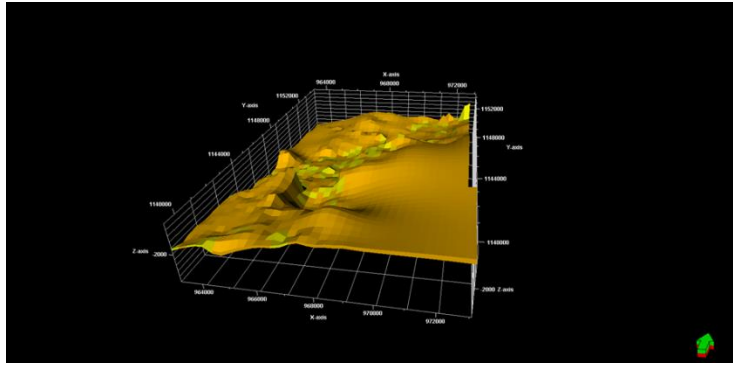
Estos datos proporcionaron una base sólida para comprender la composición, la textura y las estructuras de los sedimentos en la región. Con base en estos datos, se realizó un análisis detallado de las facies sedimentarias identificadas. Como resultado de este análisis, se determinó que el ambiente sedimentario dominante en el área era fluvial tipo canal.

Este entorno fluvial en forma de canal se caracteriza por la presencia de canales entrelazados que transportaron sedimentos y crearon depósitos característicos [19]. Reconocer este entorno fluvial en forma de canal ayuda a comprender la arquitectura sedimentaria y la distribución de facies en el área de estudio. Además, proporciona información importante para la caracterización de la

porosidad y la distribución de hidrocarburos.

Figura 57.

Modelo Sedimentológico.

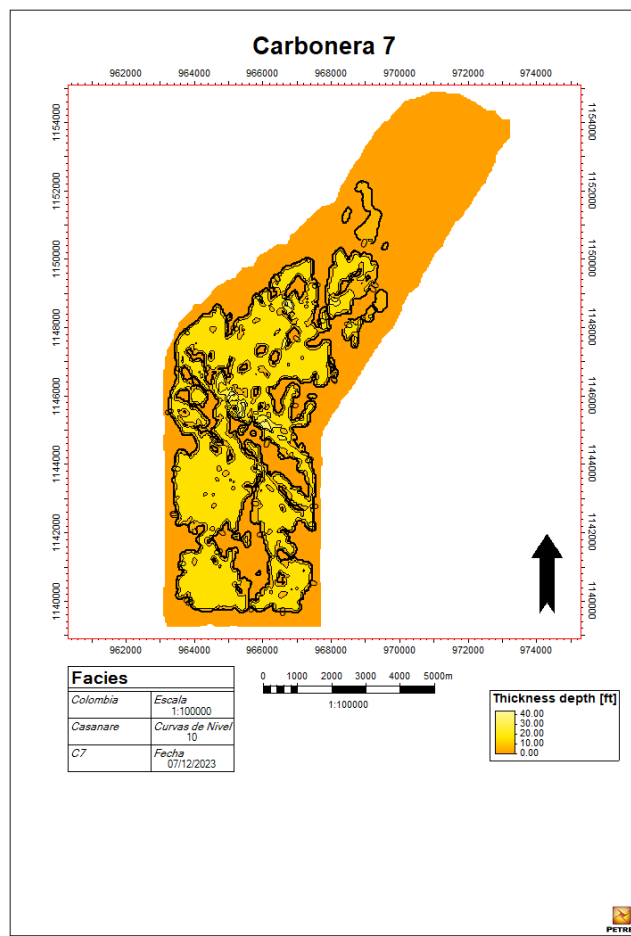


Nota. Modelado sedimentológico para C7.

En Fig. 58 se puede observar cómo las distribuciones de facies presentan un patrón sedimentológico característico de un sistema fluvial. Esto se refleja en la formación de canales para C7. Por otro lado, la formación Mirador muestra una distribución más plana en comparación con la C7, lo cual se traduce en zonas con valores en la caracterización de *shaly sand*. Por último, la Guadalupe presenta una distribución de facies más favorable en la zona norte del polígono, lo que indica una mayor presencia de arena buena en esa área específica.

Figura 58.

Mapa modelo de Facies.



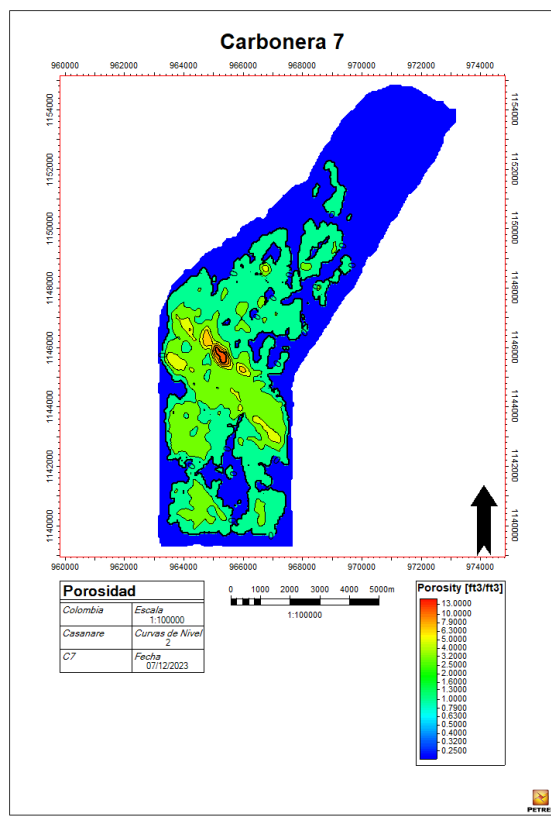
Nota. Modelo de facies para C7.

Para llevar a cabo el upscaling de las propiedades petrofísicas, como la porosidad, la saturación de agua y el V_{shale} , se toma en consideración el modelo de facies previamente desarrollado para las formaciones. Esto permite obtener valores máximos que están determinados por los registros eléctricos de los pozos cercanos. Estos valores máximos se utilizan como referencia para establecer los umbrales necesarios en la elaboración de los modelos.

En el caso del modelo de porosidad, se discriminan las zonas utilizando la información proporcionada por el modelado de facies. Como resultado, en Fig. 59 se muestra un rango de porosidades que va desde el 0 % hasta el 28 % para todas las formaciones que han sido modeladas.

Figura 59.

Mapa de isopropiedades porosidad.

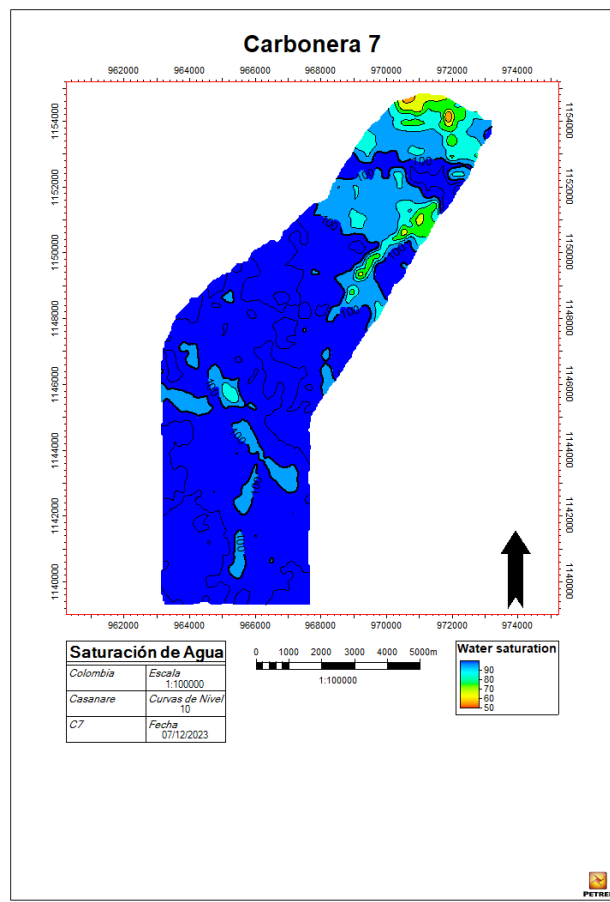


Nota. Mapa de Isopropiedades de porosidad para C7.

De esta manera, se utilizan los registros eléctricos de los pozos cercanos para determinar los valores máximos y se realizan ajustes en los valores de saturación de agua para desarrollar los modelos correspondientes. En el caso del modelo de saturación de agua, se identifican las diferentes zonas utilizando la simulación de facies previa. Como resultado de este proceso, en Fig. 60 se representa el rango de saturación de agua, que varía desde 0 hasta 1 para todas las formaciones modeladas. Es importante destacar que un valor de 1 indica que la roca se encuentra completamente saturada de agua.

Figura 60.

Mapa de isopropiedades Sw.

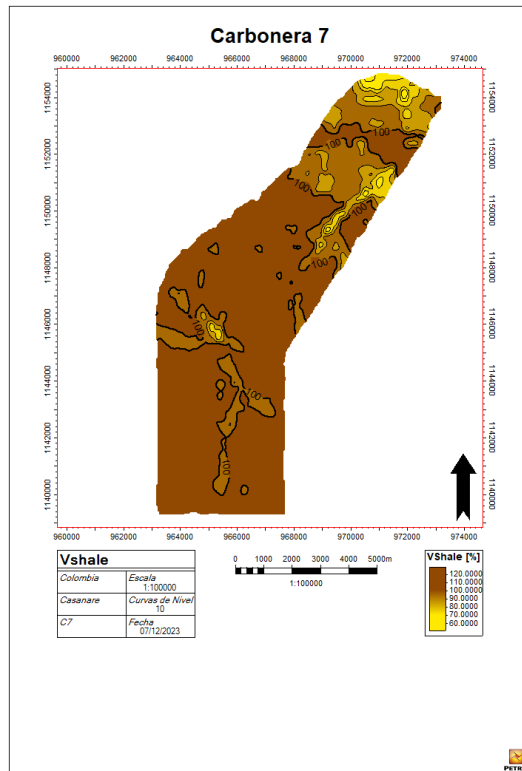


Nota. Mapa de Isopropiedades de saturación de agua C7.

De esta manera, se utilizan los registros eléctricos de los pozos cercanos para determinar los valores máximos y se realizan ajustes en los valores de corte para desarrollar los modelos correspondientes. En el caso del modelo de Vshale, se identifican las diferentes zonas utilizando la simulación de facies previamente hecha. Como resultado de este proceso, en Fig. 61 se muestra el rango de contenido de Vshale que varía desde 0 hasta 1 para todas las formaciones modeladas. Es importante tener en cuenta que estos valores representan el porcentaje de volumen de arcillas en relación con el volumen total de la roca. Se observa que, en promedio, el contenido de Vshale se sitúa alrededor del 50 %.

Figura 61.

Mapa de isopropiedades Vshale.



Nota. Mapa de Isopropiedades de Vshale para C7.

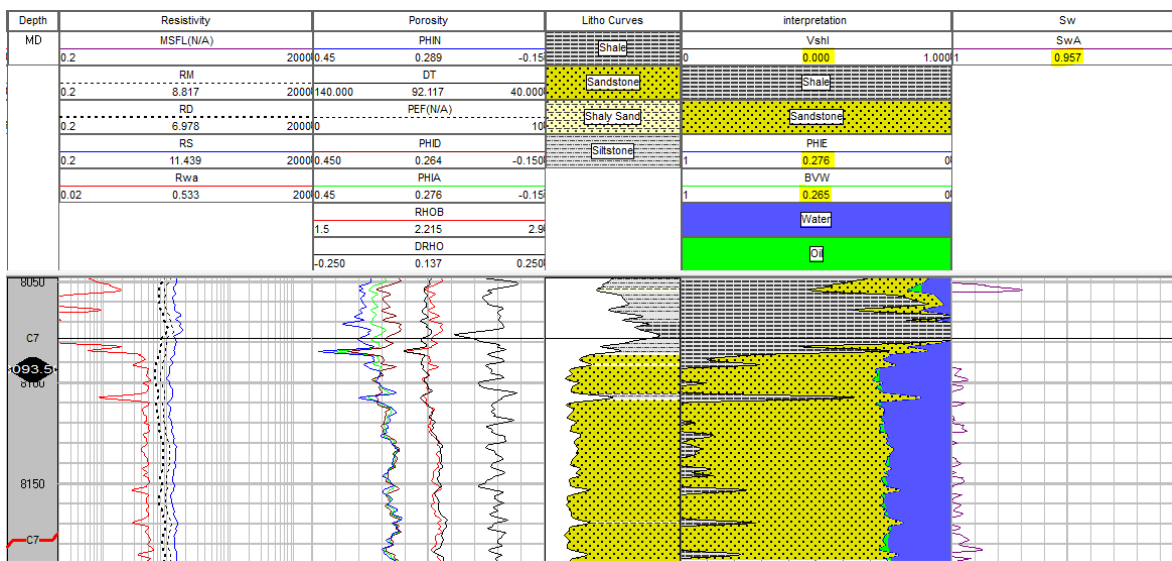
7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.1 Resultados petrofísicos

Los resultados obtenidos del análisis petrofísico y la interpretación de los registros de los pozos para la unidad C7 de la formación fueron los siguientes: en el pozo Agualinda se obtuvieron valores de saturación de agua del 96 %, porosidad efectiva del 28 % y resistividades con picos de 6,98 OHM, como se muestra en Fig. 62; aunque este pozo tiene buena porosidad en la unidad de selección, la saturación de agua es demasiado alta y la cantidad de espacio poroso que está ocupado por agua (BVW) es de alrededor del 27 %, por lo que se puede inferir que no es un pozo que pueda llegar a producir hidrocarburos.

Figura 62.

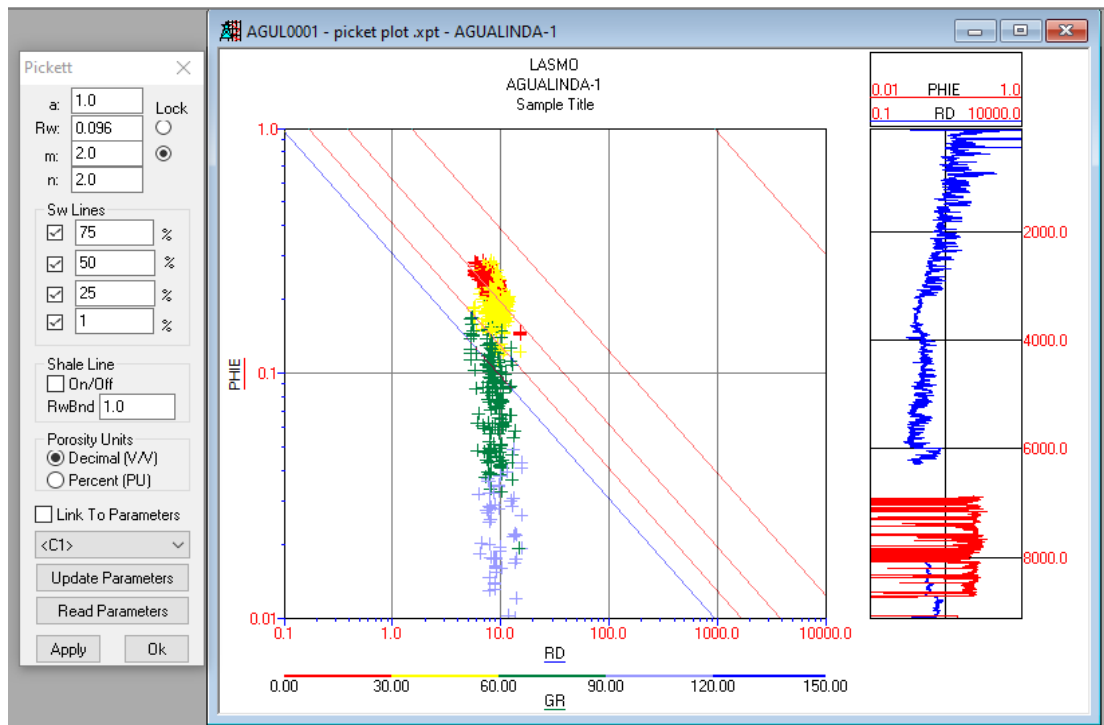
Petrofísica de Agualinda.



Nota. Petrofísica de Agualinda para la formación C7.

Figura 63.

Pickett crossplot para Agualinda.

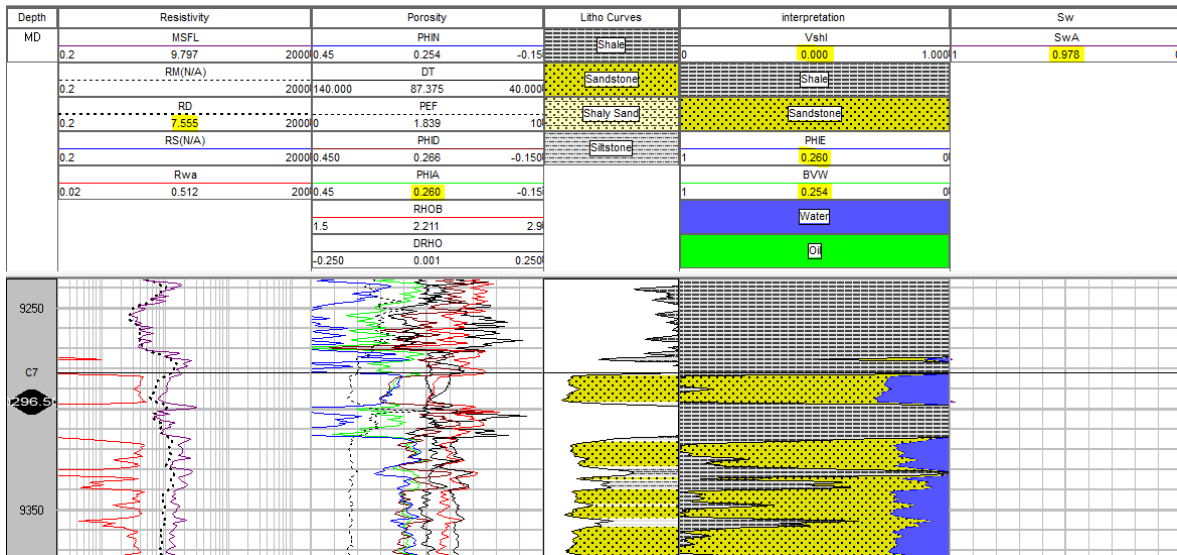


Nota. Pickett crossplot para la formación C7 del pozo Agualinda.

En el pozo Guachiría se obtuvieron valores de saturación de agua del 98 %, porosidad efectiva del 26 % y resistividades con picos de 7,6 OHM, como se muestra en Fig. 64; al igual que el pozo Agualinda, este cuenta con buena porosidad efectiva y saturación de agua elevada, sumado a la cantidad de agua que ocupa el espacio poroso, que ronda el 25 %, hacen de este un pozo sin capacidad de producir hidrocarburos.

Figura 64.

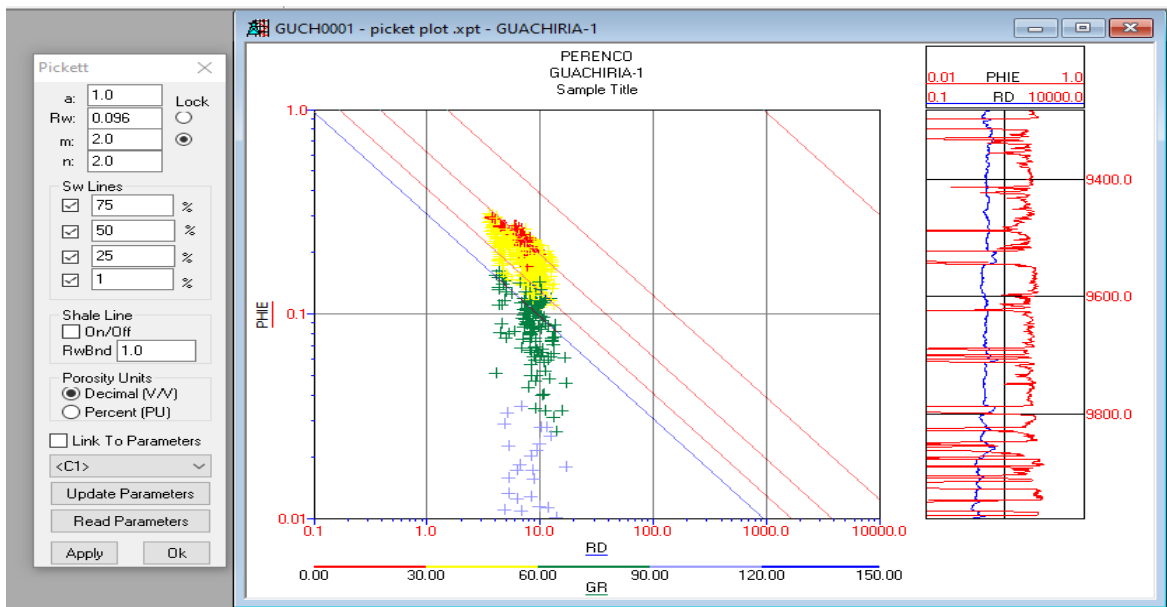
Petrofísica de Guachiría.



Nota. Petrofísica para el pozo Guachiría.

Figura 65.

Pickett crossplot para Guachiría.



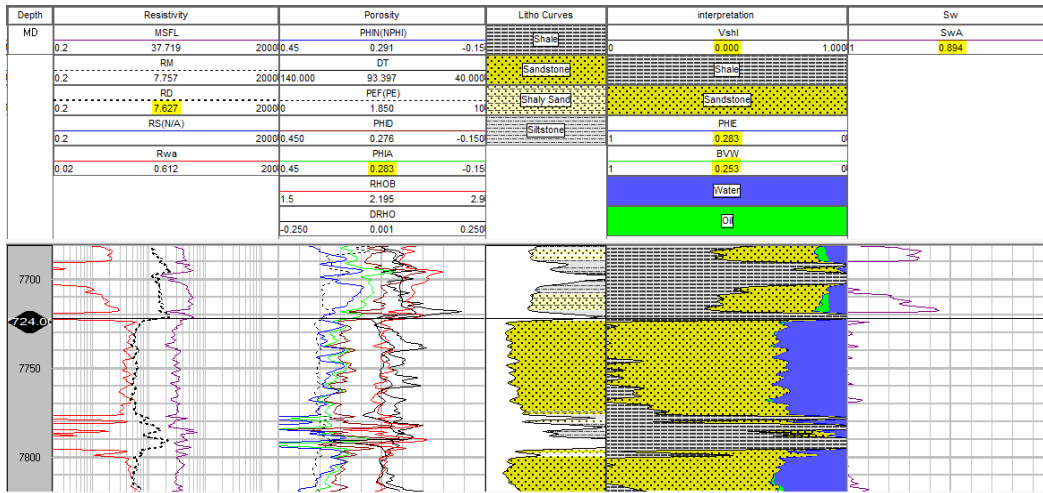
Nota. Pickett crossplot para la formación C7 del pozo Guachiría.

En el pozo Joropo se obtuvieron valores de saturación de agua del 89 %, porosidad efectiva del 28 % y resistividades con picos de 7,6 OHM, como se muestra en Fig. 66; al igual que el pozo

Agualinda y Guachiría, este cuenta con buena porosidad efectiva y saturación de agua elevada. Sumado a la cantidad de agua que ocupa el espacio poroso, que ronda el 25 %, hacen de este un pozo sin capacidad de producir hidrocarburos.

Figura 66.

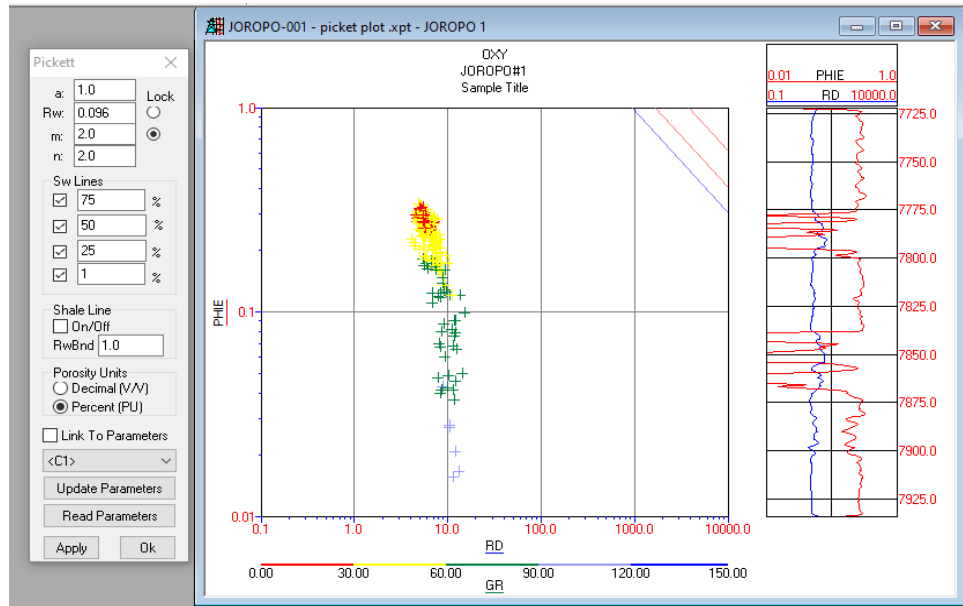
Petrofísica de Joropo.



Nota. Petrofísica para el pozo Joropo.

Figura 67.

Pickett crossplot para la formación C7 del pozo Joropo.

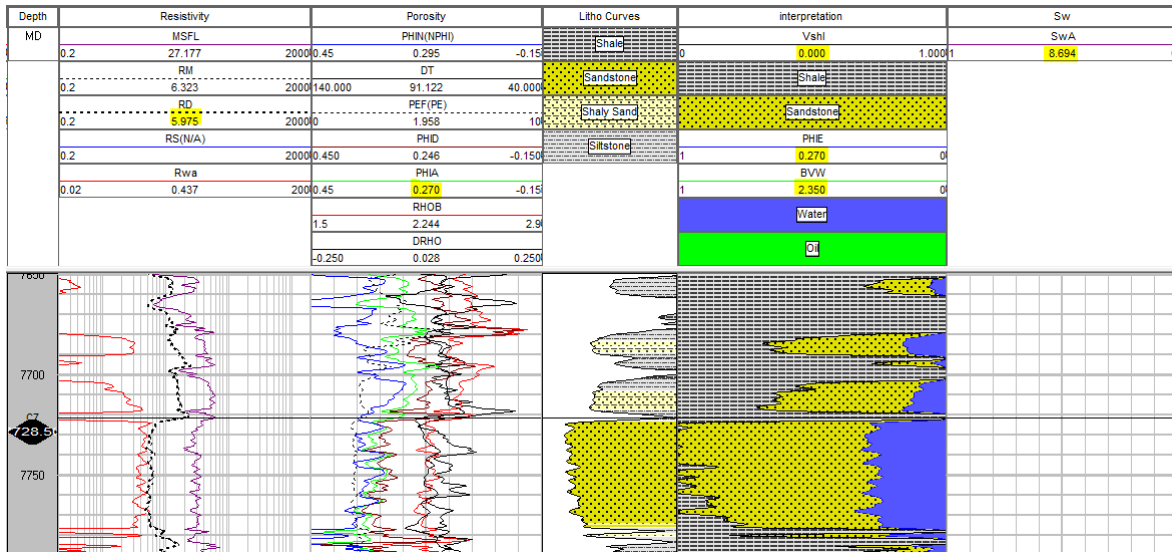


Nota. Pickett crossplot para la formación C7 del pozo Joropo.

En el pozo Ojo de tigre 1 se obtuvieron valores de saturación de agua del 100 %, porosidad efectiva del 27 % y resistividades con picos de 6 OHM, como se muestra en Fig. 68. Si bien este pozo cuenta con buena porosidad efectiva, su saturación de agua es la más elevada con respecto a los otros. Teniendo en cuenta que la cantidad de agua que ocupa el espacio poroso es del 100 %, este es el pozo con menos capacidad de albergar hidrocarburos.

Figura 68.

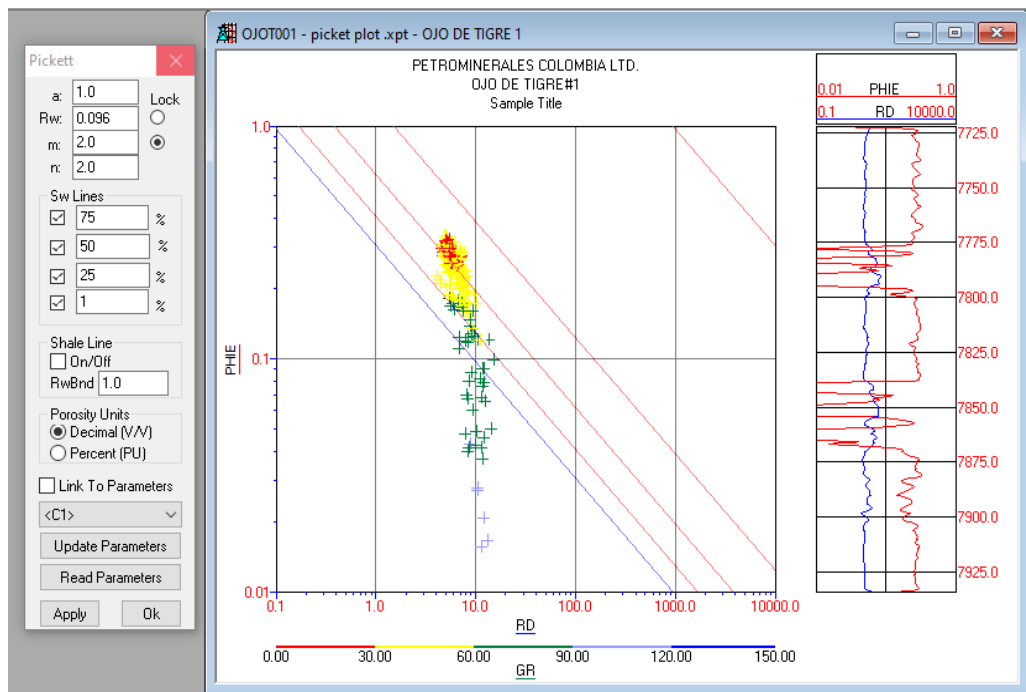
Petrofísica Ojo de tigre 1.



Nota. Petrofísica para el pozo Ojo de tigre 1.

Figura 69.

Pickett crossplot para Ojo de tigre 1.

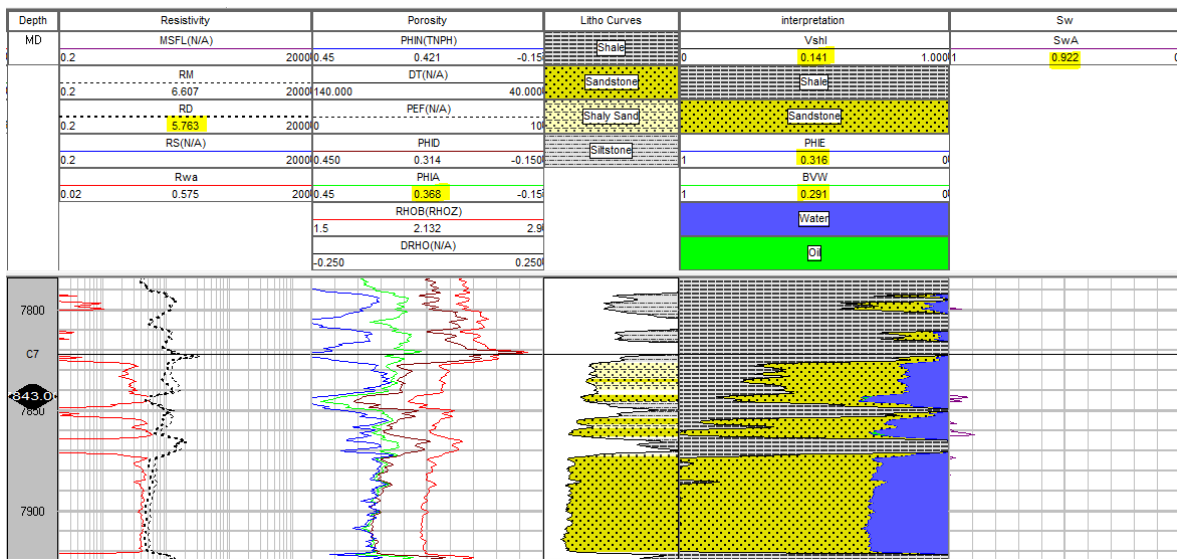


Nota. Pickett crossplot para la formación C7 del pozo Ojo de tigre 1.

El análisis petrofísico del pozo Ojo de tigre 2 es muy similar al de los anteriores, ya que es un pozo con capacidad mínima de albergar hidrocarburos debido a la alta saturación de agua en la formación, saturación equivalente al 92 %. Por otra parte, este es el pozo con mayor porosidad efectiva, al albergar valores del 32 %. Sin embargo, debido a su alto contenido de agua en sus espacios porosos, que equivalen al 29 %, su baja resistividad que ronda picos de 5,8 OHM y a su alta saturación de agua, se tiene como resultado un pozo seco, como se muestra en Fig. 70.

Figura 70.

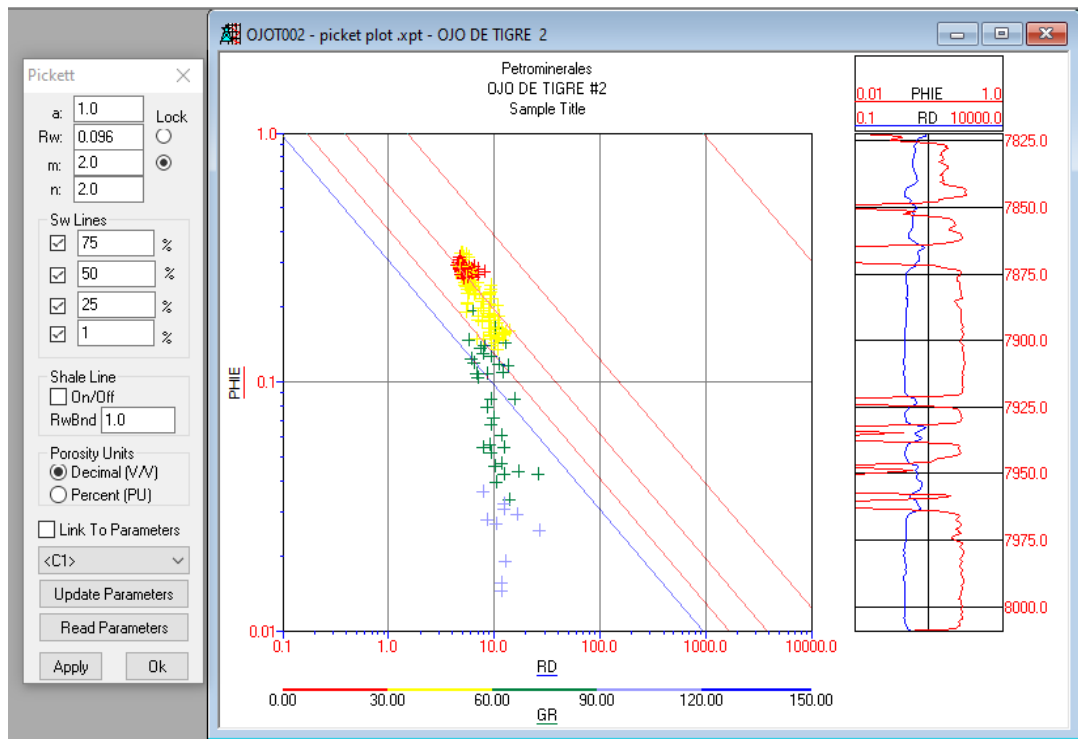
Petrofísica Ojo de tigre 2.



Nota. Petrofísica para el pozo Ojo de tigre 2.

Figura 71.

Pickett crossplot para Ojo de tigre 2.

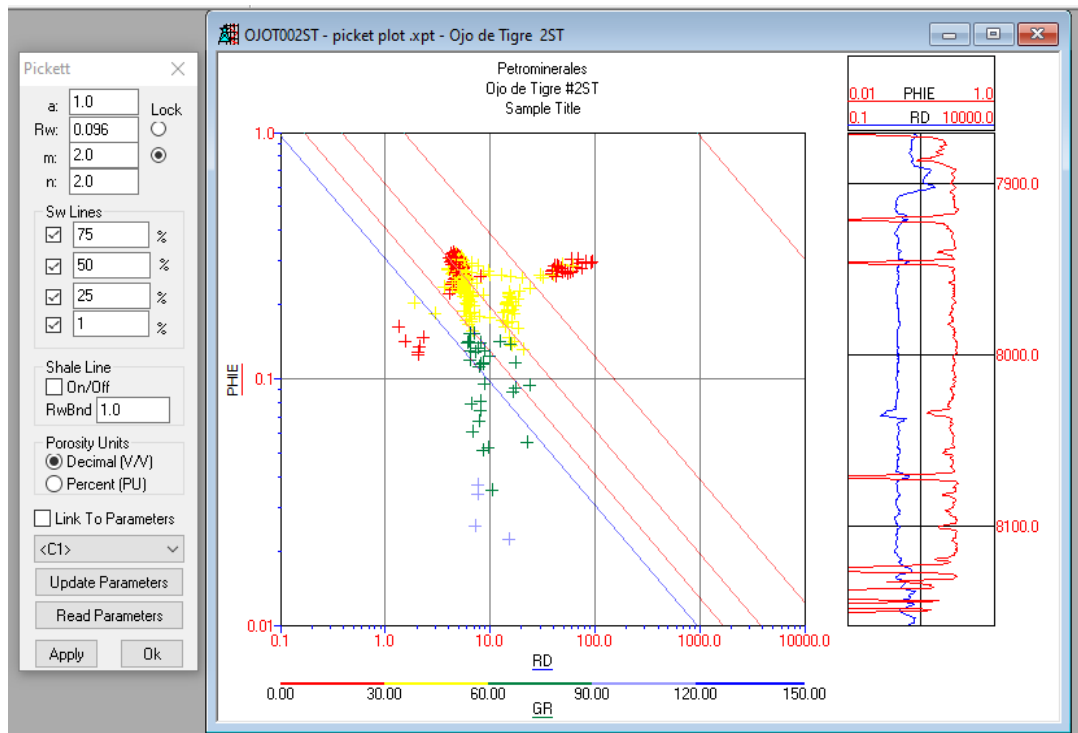


Nota. Pickett crossplot para la formación C7 del pozo Ojo de tigre 2.

Por otra parte, los pozos Camungo y Ojo de tigre 2 ST sí pueden llegar a albergar hidrocarburos, ya que cuentan con saturaciones de agua elevadas como los anteriores, con valores del 80 %. La cantidad de espacio poroso que está ocupado por agua es inferior al 20 %, obteniendo valores de BVW del 16 % y 18 %, respectivamente; esto sumado a su alta resistividad que alcanza picos de 18,8 OHM y 15 OHM, respectivamente, hacen de estos pozos los más viables para producir hidrocarburos, como se evidencia en Figs. 72 y 74.

Figura 73.

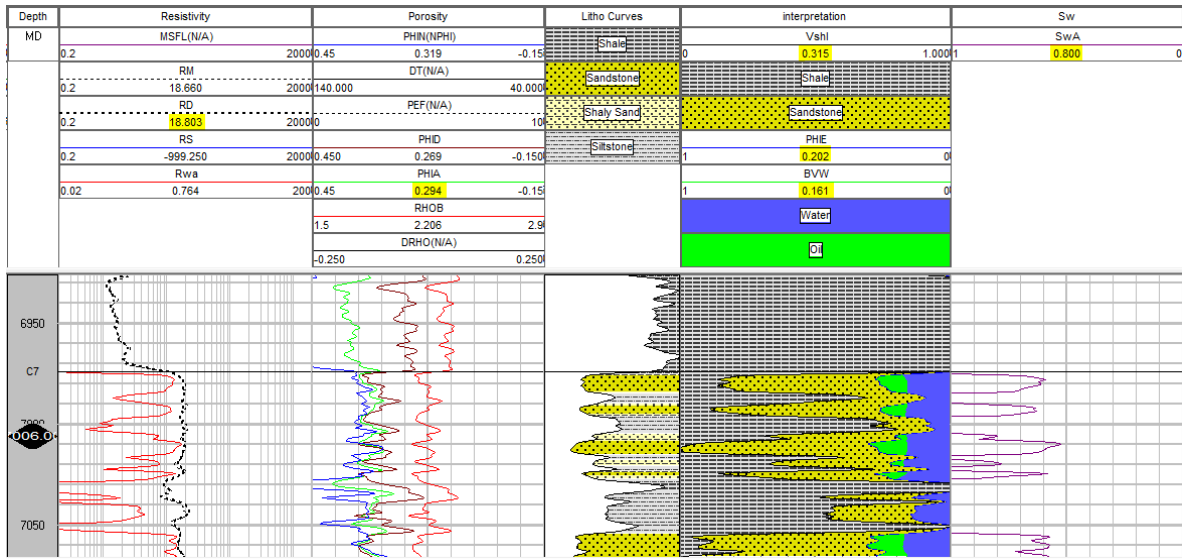
Pickett crossplot para Ojo de tigre 2 ST.



Nota. Pickett crossplot para la formación C7 del pozo Ojo de tigre 2 ST.

Figura 74.

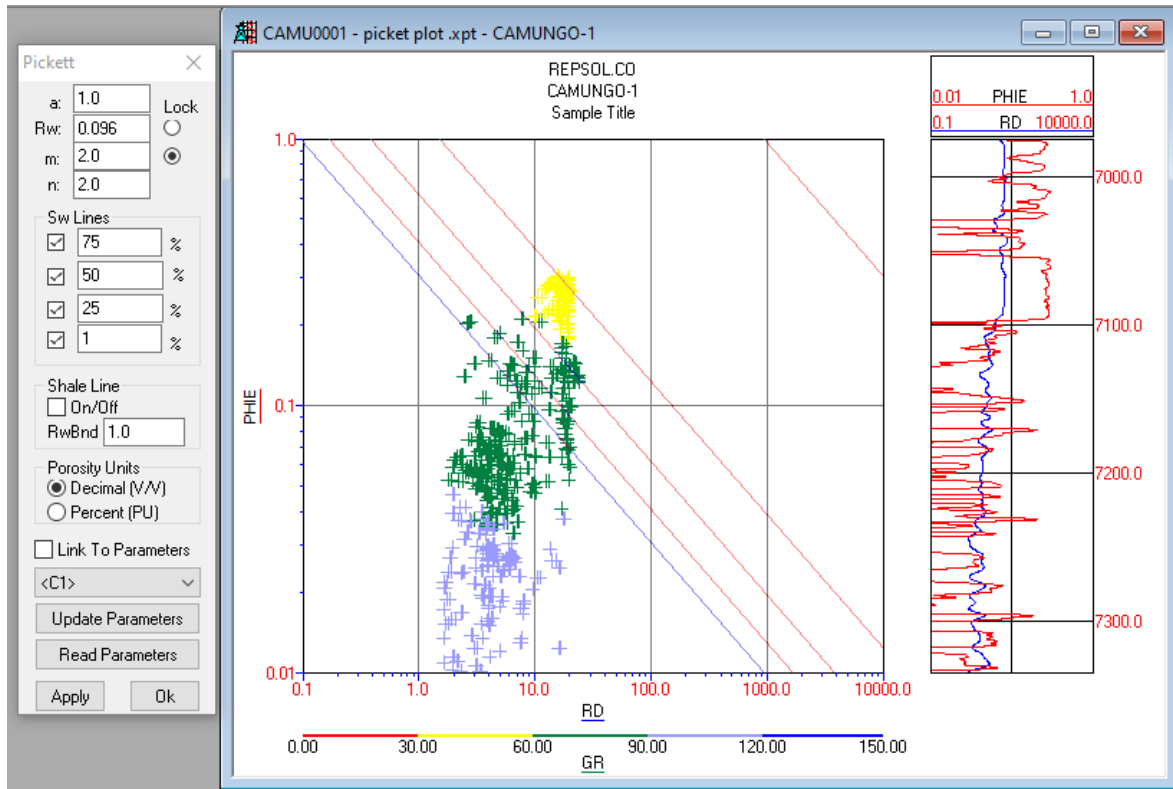
Petrofísica Camungo.



Nota. Petrofísica del pozo Camungo.

Figura 75.

Pickett crossplot para Camungo.



Nota. Pickett crossplot para la formación C7 del pozo Camungo.

En Figs. 63, 65, 67, 69, 71, 73, y 75 se muestran los pickett crossplot, en los cuales se evidencia la logarítmica de porosidad contra resistividad profunda para la formación C7 de cada uno de los pozos.

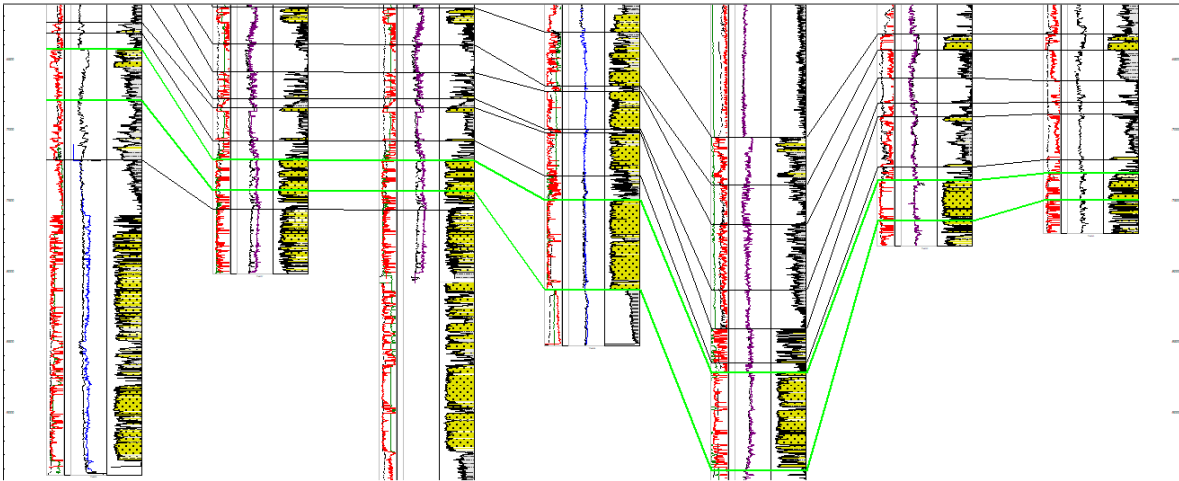
Para la interpretación petrofísica se emplearon las propiedades de porosidad efectiva, saturación de agua, resistividad y volumen de arcilla.

La porosidad efectiva se evaluó utilizando la combinación de registros de densidad neutrón.

De acuerdo con la interpretación petrofísica, se analizan los resultados de las correlaciones estratigráficas teniendo en cuenta que para cada pozo fue aplicado un datum de georreferenciación y el datum regional de la zona, que se compone de 656,16 pies. En cada pozo se determinaron los topes de la formación carbonera para el registro de rayos gamma [20].

Figura 76.

Correlación de pozos.



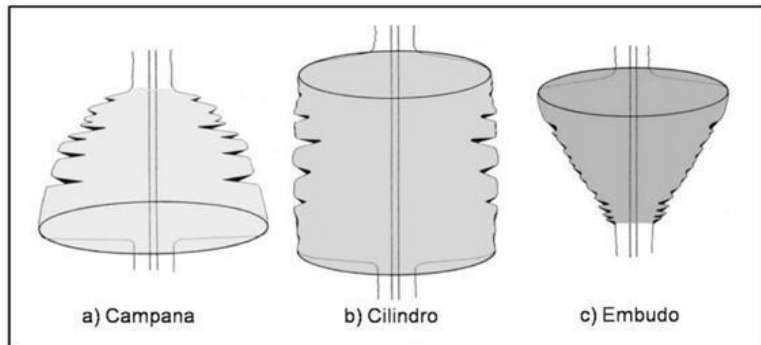
Nota. Correlación de pozos para la formación C7.

Teniendo en cuenta los registros, se pueden determinar las electrofacies que representan cada pozo. El objetivo de este análisis es determinar el ambiente deposicional correspondiente a la formación carbonera a partir de patrones generales en los registros eléctricos.

Según Moradi et al. [21], existen varios tipos de patrones en los registros eléctricos. Sin embargo, las tres principales son: campana, embudo y cilindro. En relación con lo anterior, se conoce que el patrón de campana posibilita que las electrofacies determinadas se atribuyan a ambientes sedimentarios como barreras fluviales, deltaico y deposiciones en el mar profundo, que dan paso a la deducción del cambio deposicional de alta a baja energía. Así mismo, para el patrón de embudo traduce un cambio de deposición de baja energía a alta, lo que indica que estas electrofacies están atribuidas a ambientes sedimentarios de isla barrera, abanico de desborde y frente deltaico. Finalmente, se encuentra el tercer patrón más común y es el patrón de cilindros, que es el que más interesa ya que este presenta una sedimentación casi continua, a lo que se le atribuyen ambientes sedimentarios como arenas de canal, turbiditas y evaporitas.

Figura 77.

Representación facies.



Nota. Representación de patrones de electrofacies. Tomada de [22] H. Madero, J. Ortiz, M. Kordi, y J. Colegial, «Análisis estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en área piloto implicaciones paleogeográficas. », *Boletín de Geología*, vol 32, p. 36, jul. 2010. Disponible en: http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0120-02832010000100002&script=sci_arttext

Como consecuencia, estos patrones se ven identificados para cada uno de los pozos, organizados de la siguiente manera (de izquierda a derecha, respectivamente): Camungo, Ojo de tigre 1, Joropo, Agualinda, Guachiría, Ojo de tigre 2 ST y Ojo de tigre 2.

Para Camungo, se puede identificar un patrón de embudo; para Ojo de tigre 1, un patrón de cilindro; para Joropo, una geometría de cilindro; para Agualinda, se proyectan dos bloques de cilindro; para Guachiría el patrón que se analiza es de cilindro; y para Ojo de tigre 2, tanto para el side track como para el pozo normal, se tienen patrones de cilindro.

De esta manera, se atribuyen a dos posibles ambientes sedimentarios a canales de arena y ambientes mareales transicionales (turbiditas). Sin embargo, se sugiere tener más datos sísmicos y datos petrofísicos de proyectos aledaños a esta zona de investigación para tener un modelo con mayor exactitud.

7.2 Resultados de prospección

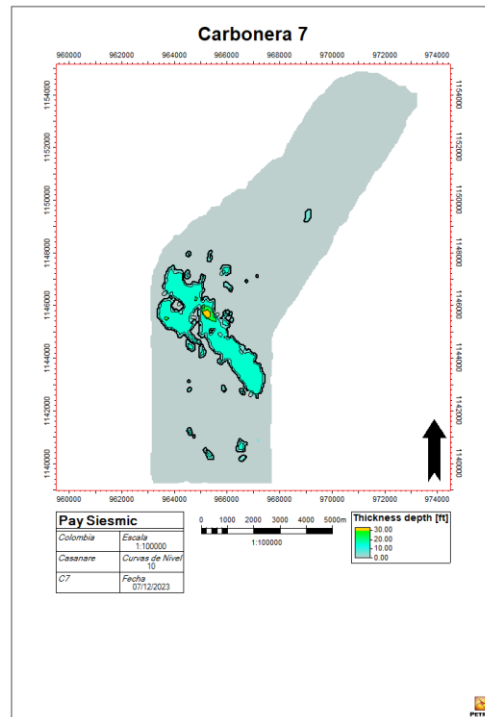
De acuerdo con las interpretaciones geofísicas previas, se observa un acuñaamiento hacia el oeste y este en la deposición sedimentaria del periodo Paleozoico sobre el basamento ígneo-

metamórfico de la región. Además, se puede analizar el acuñaamiento del basamento como una disminución gradual en el espesor de los estratos geológicos. Por lo tanto, al examinar la intercalación de *shale* y arenisca en la formación carbonera dentro del modelo, se evidencia la presencia de periodos de progradación y retrogradación en la sedimentación de esta cuenca.

Asimismo, en los diferentes modelos propuestos se pueden identificar canales fluviales en las formaciones Carbonera 7 y Mirador. Además, utilizando las propiedades modeladas anteriormente, se lleva a cabo el modelamiento de un pay sísmico que tiene en cuenta la porosidad, la saturación de agua y el V_{shale} . Para ello, se aplicó un umbral de discriminación del 15 % para las porosidades, valores inferiores al 60 % para la saturación de agua y un umbral de discriminación del 35 % para el V_{shale} . Como resultado, se puede apreciar en Fig. 78, los modelamientos del pay sísmico para las formaciones Carbonera 7 y Mirador. Las áreas resaltadas en rojo indican las zonas donde se cumplen las tres condiciones mencionadas anteriormente.

Figura 78:

Mapa Isopropiedades pay sísmico.



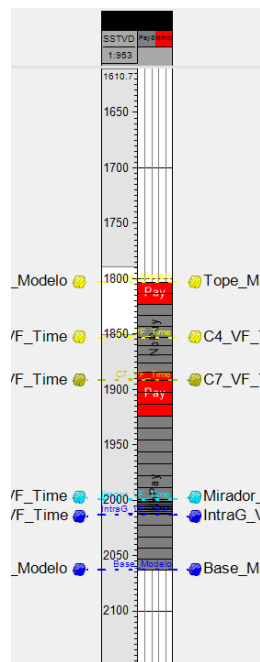
Nota. Mapa de Isopropiedades de pay sísmico para C7.

A partir del modelo de pay sísmico, se han identificado dos zonas prospectivas en las formaciones de interés. Una se encuentra en la parte norte del polígono, mientras que la otra se ubica en la parte central. Es importante destacar que se ha determinado que las áreas en las que se realizará la prospección de pozos muestran resultados prometedores.

Para el pozo prospecto 1 (Prosp1), se ha identificado un pay sísmico en la formación C7, a una profundidad de aproximadamente 1900 m, cerca de la parte superior de la formación. Por otro lado, el pozo prospecto 2 (Prosp2) ha revelado un pay sísmico en la formación Mirador, también cerca de la parte superior de ella, a una profundidad aproximada de 1940 m. Estos hallazgos se pueden observar en Figura 77.

Figura 79.

Pozo prospecto.



Nota. Profundidad y correlación del país sísmico para pozos prospectos.

Además, es importante profundizar en las características y ventajas de cada prospecto. Al basarse este análisis en los datos recopilados, se sugiere dar prioridad al prospecto 1 en lugar del prospecto 2 debido a varias razones fundamentales.

En primer lugar, el prospecto 1 se destaca por tener una delimitación más extensa en comparación con el prospecto 2. Esto implica que existe un mayor potencial para la extracción de recursos y un área de interés más amplia que podría conducir a un mayor rendimiento económico.

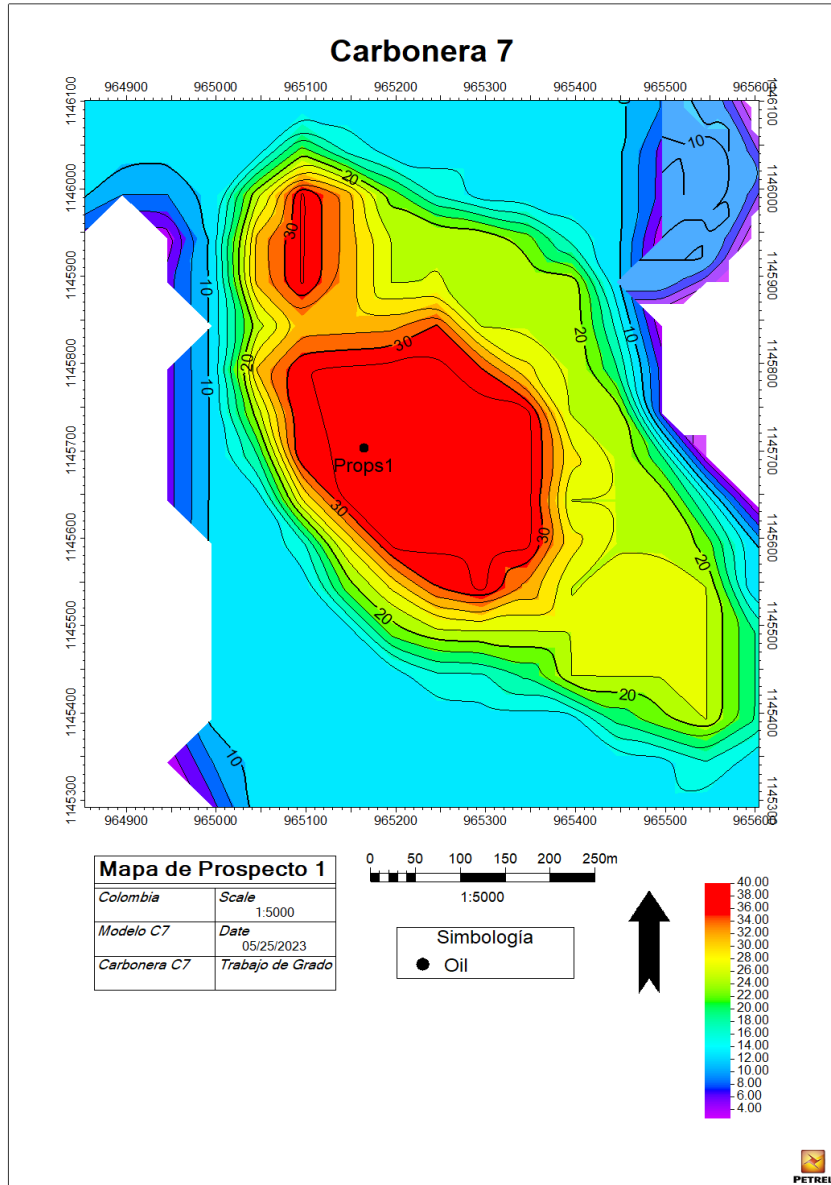
En segundo lugar, el prospecto 1 exhibe atributos más favorables en términos de porosidad y tamaño de la zona. Los estudios indican una porosidad significativa y una extensión espacial mayor, lo que sugiere una mayor capacidad de almacenamiento y migración de hidrocarburos en comparación con el prospecto 2. Esto aumenta la probabilidad de encontrar reservorios de mayor calidad y un potencial de producción más robusto.

Adicionalmente, el prospecto 1 muestra una ubicación estratégica en relación con las características geológicas y estructurales de la zona. Se ha identificado un acuífero sedimentario y una depositación favorable del período Paleozoico sobre el basamento ígneo-metamórfico. Estos factores geológicos indican la presencia de condiciones propicias para la acumulación de hidrocarburos y una mayor probabilidad de éxito en la explotación.

En resumen, considerando la delimitación más amplia, los atributos favorables de porosidad y tamaño de la zona, así como la ubicación estratégica en relación con la geología regional, se recomienda otorgar viabilidad y prioridad al prospecto 1 sobre el prospecto 2. Esto maximizará las oportunidades de éxito en la exploración y producción de hidrocarburos en la región en cuestión.

Figura 78.

Mapa prospecto.



Nota. Mapa de ubicación de prospecto de pozo para C7.

8. CONCLUSIONES

En primer lugar, como resultado a las interpretaciones sísmicas, se logra determinar a través del amarre sísmico con los datos del checkshot las unidades geológicas correspondientes (Carbonera 7) para la zona de los Llanos Orientales, analizando zonas potencialmente productoras de hidrocarburos, de acuerdo con las interpretaciones estratigráficas se evidenció un acuñamiento con sentido WE en la cuenca de los llanos orientales, a partir del picado sísmico realizado se logró determinar una estructura geológica, para la modelación de los resultados. En relación con lo anterior, la falla principal normal de la modelación cuenta con una falla antiética, la cual no pasaba por la zona de interés, por tanto, fue omitida.

En segundo lugar, las propiedades petrofísicas evaluadas como la saturación de agua, la porosidad efectiva, la resistividad y el volumen de arcilla estudiadas en la unidad C7 de la formación Carbonera para cada uno de los pozos, indican que los pozos con mayor capacidad para albergar hidrocarburos son Camungo y Ojo de tigre 2 ST, debido a que si bien poseen saturaciones de agua elevadas son los pozos con mayores picos de resistividad, poseen porosidades buenas y el volumen poroso que está ocupado por agua (BVW) es menor al 20 %.

Por otra parte, al realizar la interpretación de las litho curvas obtenidas mediante los registros de pozos, se rectificó que las unidades pares C2, C4 y C6 de la formación Carbonera tienen alto contenido de arcillas, por lo cual funcionan como roca sello. Por el contrario, las unidades impares C1, C3, C5 y C7 de la Carbonera tienen alto contenido de arenas, por lo cual tienen alta capacidad de almacenamiento. Siendo esto la principal razón para enfocar la investigación a la formación carbonera 7 la cual representa las mejores propiedades petrofísicas para albergar hidrocarburos.

En tercer lugar, a partir de los recursos suministrados por la compañía es suficiente para realizar una caracterización geológica. A partir del análisis de electrofacies se pueden atribuir cuáles fueron los ambientes sedimentarios predominantes en esta área. No obstante, se realizó un modelo de facies el cual tuvo una implementación para la formación carbonera 7. Dando como resultado un ambiente fluvial predominante en los datos del modelo.

En cuarto lugar, de acuerdo con los puntos anteriores, se analiza el área de interés considerando el mapa que se muestra en Fig. 79. Por lo tanto, el área que se logró determinar está

alrededor de la profundidad de -1900 m, respectivamente de la superficie. Dando como resultado, la convergencia de las tres propiedades con las que se trabajó a lo largo del proyecto. De esta manera se decidió proponer un pozo prospecto ya que cumplía con los estándares mencionados.

En quinto y último lugar, se determinó que por la gran cantidad de agua que abarca la zona de los Llanos Orientales, la exploración y evaluación petrofísica en dicha zona se dificulta debido a las bajas resistividades que se obtienen, sumado a la antigüedad de los pozos estudiados y a las herramientas implementadas para la obtención de información acerca de las características de las formaciones atravesadas por los pozos, tanto en su composición litológica como su contenido de fluidos (agua o hidrocarburos), que generan gran incertidumbre al momento de realizar la interpretación sísmica y el análisis petrofísico de la zona por evaluar.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Agencia Nacional de Hidrocarburos, «Datos y estadísticas». 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>
- [2] A. V. Milkov y W. C. Navidi, «Randomness, serendipity, and luck in petroleum exploration», *AAPG Bull.*, vol. 104, n.º 1, pp. 145-176, 2020, doi: 10.1306/05061918128.
- [3] L. P. Jaimes Pedroza, «Generación de un modelo estático para el miembro C7 de la formación carbonera en un campo de los Llanos Orientales - Colombia», Trabajo de grado, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/1687>
- [4] E. Lozano y N. Zamora, «Anexo I. Compilación de la cuenca de los Llanos Orientales». Servicio Geológico Colombiano, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>
- [5] D. A. Bonilla Gómez y F. E. Pérez Corredor, «Evaluación de la relación de fracturas en estado crítico de esfuerzo con las pérdidas de circulación en un pozo de Ecopetrol S.A.», Trabajo de grado, Fundación Universidad de América, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/6029>
- [6] Agencia Nacional de Hidrocarburos, «Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos». diciembre de 2012. [En línea]. Disponible en: https://www.anh.gov.co/documents/2669/5._Informe_Final_Llanos.pdf
- [7] Y. D. Moreno Sánchez, Y. H. Escarraga, y D. E. Nieto Zarate, «Evaluación técnico - financiera a la implementación de la perforación con control dinámico de presión (MPD) en el Campo Castilla», Trabajo de grado, Fundación Universidad de América, 2014.
- [8] Ecopetrol y Beicip, «Cuenca de los Llanos Orientales». Estudio Geológico Regional, 1995.
- [9] L. F. Sarmiento, «Llanos Basins Vol. 9 (p. 184)», *Medellín Colomb. ANH-Univ. EAFIT Dep. Geol.*, 2011.
- [10] M. A. Cooper *et al.*, «Basin development and tectonic history of the Llanos basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia», *AAPG Bull.*, vol. 79, n.º 10, pp. 1421-1442, 1995, doi: 10.1306/7834D9F4-1721-11D7-8645000102C1865D.
- [11] H. Campos y P. Mann, «Chapter 19: Tectonostratigraphic Evolution of the Northern Llanos Foreland Basin of Colombia and Implications for Its Hydrocarbon Potential», presentado en

- Memoir 108: Petroleum Geology and Potential of the Colombian Caribbean Margin, AAPG Special Volumes, 2015, pp. 517-546. doi: 10.1306/13531948M1083651.
- [12] A. J. Arango Domínguez, «Análisis sismoestratigráfico de la formación carbonera miembro C7 (Municipios de Orocué y San Luis de Palenque, Cuenca Llanos Orientales), Colombia», Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/51931>
- [13] L. J. Rojas Cárdenas y I. Molina, «Geological modeling of a hydrocarbon reservoir in the northeastern Llanos Orientales basin of Colombia», *Bol. Geológico*, vol. 48, n.º 2, Art. n.º 2, 2021, doi: 10.32685/0120-1425/bol.geol.48.2.2021.518.
- [14] G. Bayona, M. Cortés, C. Jaramillo, G. Ojeda, J. J. Aristizabal, y A. Reyes-Harker, «An integrated analysis of an orogen–sedimentary basin pair: Latest Cretaceous–Cenozoic evolution of the linked Eastern Cordillera orogen and the Llanos foreland basin of Colombia», *GSA Bull.*, vol. 120, n.º 9-10, pp. 1171-1197, 2008, doi: 10.1130/B26187.1.
- [15] L. B. Magoon y W. G. Dow, «The Petroleum System: Chapter 1: Part I. Introduction», en *M 60: The Petroleum System--From Source to Trap*, AAPG Special Volumes. AAPG Special Volumes, 1994, pp. 3-24. [En línea]. Disponible en: <http://archives.datapages.com/data/specpubs/methodo2/data/a077/a077/0001/0000/0003.htm>
- [16] C. Khatchikian, F. Sangermano, D. Kendell, y T. Livdahl, «Evaluation of species distribution model algorithms for fine-scale container-breeding mosquito risk prediction», *Med. Vet. Entomol.*, vol. 25, n.º 3, pp. 268-275, 2011, doi: 10.1111/j.1365-2915.2010.00935.x.
- [17] S. Bueno, «Determinación de propiedades petrofísicas y alterabilidad de diferentes rocas del Uruguay», Trabajo de grado, Universidad de la República (Uruguay), 2016. [En línea]. Disponible en: <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/bitstream/20.500.12008/10136/1/uy24-18422.pdf>
- [18] K. D. Stephen, C. Yang, J. N. Carter, J. A. Howell, T. Manzocchi, y A. Skorstad, «Upscaling uncertainty analysis in a shallow-marine environment», *Pet. Geosci.*, vol. 14, n.º 1, pp. 71-84, feb. 2008, doi: 10.1144/1354-079307-792.
- [19] P. S. Malnis, C. Colombi, N. R. Posatini, L. Rotheris, y C. Limarino, «Caracterización sedimentológica de un Sistema Fluvial Distributivo de clima árido: arroyo Papagayos, en el

- piedemonte oriental de las Sierras La Huerta-Imanas, San Juan, Argentina», *Andean Geol.*, vol. 45, n.º 2, pp. 186-228, 2018, doi: 10.5027/andgeoV45n2-3022.
- [20] C. M. S. Scherer, E. L. C. Lavina, D. C. Dias Filho, F. M. Oliveira, D. E. Bongioiolo, y E. S. Aguiar, «Stratigraphy and facies architecture of the fluvial–aeolian–lacustrine Sergi Formation (Upper Jurassic), Recôncavo Basin, Brazil», *Sediment. Geol.*, vol. 194, n.º 3, pp. 169-193, feb. 2007, doi: 10.1016/j.sedgeo.2006.06.002.
- [21] M. Moradi, B. Tokhmechi, M. Kordi, y P. Masoudi, «Gamma-clustering sequence stratigraphy, case study of the carbonate Sarvak Formation, Southwest Iran», *SN Appl. Sci.*, vol. 1, n.º 11, p. 1369, oct. 2019, doi: 10.1007/s42452-019-1407-2.
- [22] H. Madero, J. Ortiz, M. Kordi, y J. Colegial, «Análisis estratigráfico para las arenas de la Formacion Mugrosa en área piloto implicaciones paleogeográficas. », *Boletín de Geología*, vol 32, p. 36, jul. 2010. Disponible en. http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0120-02832010000100002&script=sci_arttext