

ACIPET

Buscando Reservas cerca a un Gigante, Campo Tenerife Valle Medio del Magdalena, una perspectiva a través de Interpretación Sísmica 3D.

N. Rojas Avella, Ecopetrol-Vicepresidencia de Desarrollo.

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.

Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

El Campo Tenerife (CT) se localiza en el centro de la cuenca del Valle Medio del Magdalena de Colombia, a 5 kilómetros al Oeste del Campo gigante La Cira-Infantas, compartiendo la misma historia geológica y sistema petrolífero.

El CT fue descubierto por Ecopetrol en 1968, a la fecha se han perforado 3 pozos, dos productores y uno fuera de la estructura, a profundidades alrededor de 7000 pies y ha producido 450 mil barriles de aceite de 20-22° API de la Zona C de la Formación Mugrosa.

En el Año 2010 se adquirió sísmica multicomponente 3D3C, recientemente se ha hecho una reinterpretación de la onda P de esta sísmica, lo que ha permitido visualizar y validar un gran potencial por desarrollar en las unidades ya probadas y otras suprayacentes.

La interpretación sísmica 3D ha permitido estructuralmente dividir el campo en varios bloques y usando atributos sísmicos modernos predecir la distribución espacial de cuerpos de arena en los intervalos de interés; así mismo se evidencia una analogía con el campo gigante cercano La Cira-Infantas lo que da confianza sobre la potencialidad visualizada, de estar en una excelente área ya probada.

Los dos pozos productores se ubican en bloques diferentes y no mostraron contactos de fluidos definidos de agua petróleo lo que adicional al potencial buzamiento arriba por la ubicación estructural de cada pozo en cada bloque, hay un gran potencial buzamiento abajo en la estructura, la cual inclusive podría extenderse fuera del área de la sísmica 3D.

Integrando la información sísmica e interpretación petrofísica se estiman volúmenes de aceite in place del orden de 32 millones de barriles en áreas probadas y posibles en la Zona C y de 15 Millones en la suprayacente Zona B, en posiciones estructurales más altas. Volúmenes atractivos considerando que se está muy cerca de un área con infraestructura petrolera.

Looking for Reserves close to a giant field, Tenerife Field, Middle Magdalena Valley, a review through 3D Seismic Interpretation

Abstract

The Tenerife Field (TF) is located at the center of the Middle Magdalena Valley of Colombia, around 5 kilometers to the west of the giant La Cira-Infantas Field, sharing the same geological history and petroleum system.

The TF was discovered by Ecopetrol in 1968, until today has been drilled three wells, two oil producers and the other was dry, out of the structure, at depths around 7000 feet and it has produced 450 thousand barrels of 20-22° API oil from the C Zone of the Mugrosa Formation.

In 2010 was acquired a multicomponent 3D3C seismic survey, recently has been done a reinterpretation of the P wave of this seismic, which has allowed to visualize and validate a great potential to develop in already proved units and in others overlaying them.

The seismic interpretation has allowed to divide the field in blocks and using modern seismic attributes to predict spatial distribution of sand bodies in the producers intervals; likewise is showed the analogy with the close giant field La Cira-Infantas, which gives confidence over the visualized potentiality, in that it is an excellent already proved area.

The two oil producer wells are located at different blocks and according to the lowest know oil (LKO) besides the potential in upside direction in each block of the wells, there is an additional potential downdip of them, that inclusive could be beyond of the area of the 3D seismic. Integrating the results of the seismic interpretation and petrophysical evaluation of the wells are estimated original oil in place volumes of 32 Millions of barrels in proved and probable areas for the Mugrosa C Zone and in possible areas in updip direction of the wells and 15 millions of barrels in the overlaid B Zone. These are attractive volumes considering that it is close to an area with oil facilities.

Introducción

El Presente trabajo corresponde a la visualización de potenciales reservas de aceite a través de la interpretación sísmica 3D del Campo Tenerife, el cual se localiza en la parte central del Valle Medio del Magdalena de Colombia, como referencia está a 5 kilómetros al Oeste del famoso campo gigante La Cira Infantas, tal como se muestra en la Figura 1.

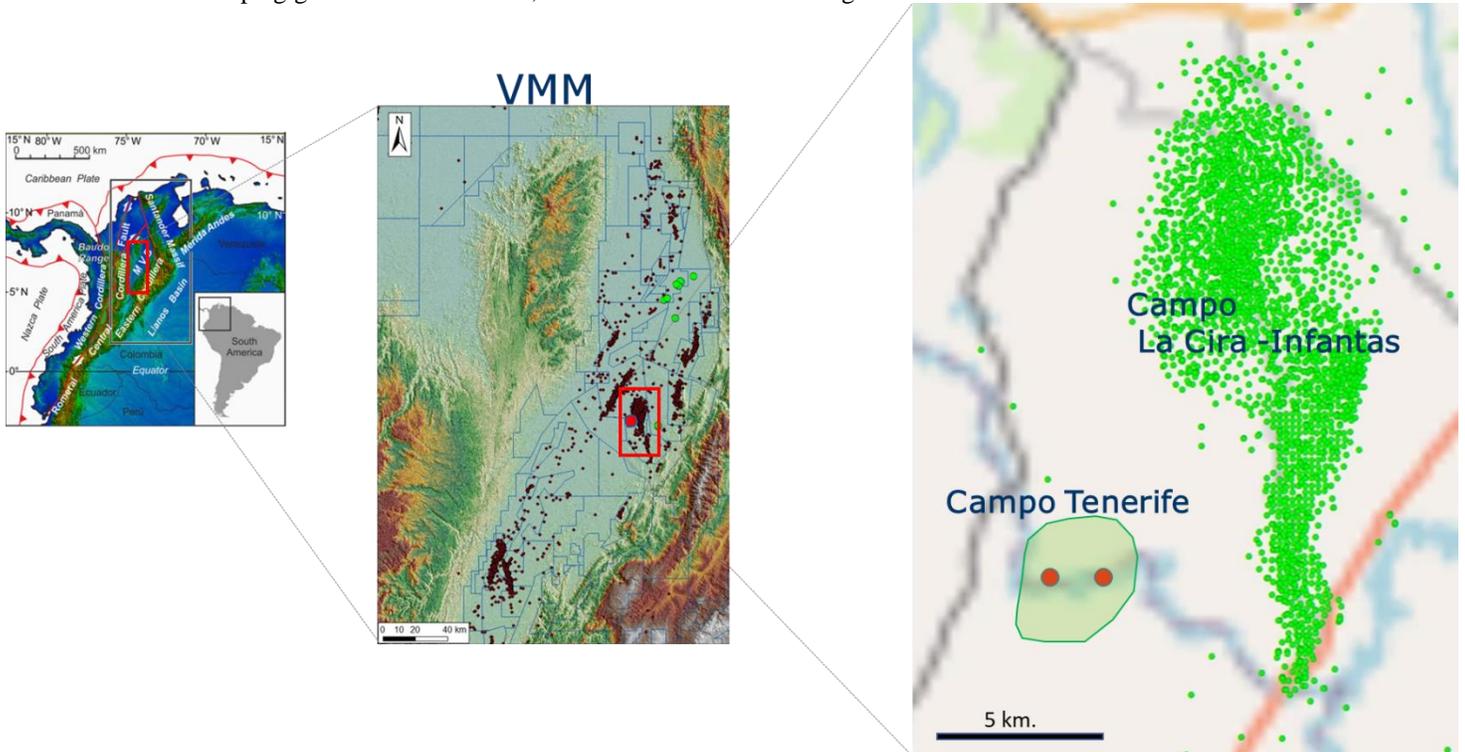


Figura 1. Localización del Campo Tenerife

El Campo Tenerife fue descubierto por Ecopetrol en el año 1968 basado en líneas sísmicas 2D, a la fecha se han perforado en el Campo 3 pozos a una profundidad promedio entre 6000-7000 pies tvdss, los pozos Tenerife 1 y 2 han sido productores, mientras que el Tenerife-3 está fuera de la estructura y fue declarado seco. Los pozos cuentan con un set básico de registros de la época, SP y resistivos, recientemente se adquirió registro “Gr” en hueco entubado en los pozos Tenerife 1 y 2. Las Unidades almacenadora principales corresponden a la Formación Mugrosa Zona C. La producción acumulada de petróleo de 20-22 °API a Diciembre del 2019 es de 450 mil barriles. Actualmente el campo se encuentra inactivo.

Escenario Geológico del Campo Tenerife

Este Campo se localiza en la parte central del Valle Medio del Magdalena, la cual es una de las cuencas petroleras más importantes de Colombia. Esta Cuenca se formó desde el Jurásico y ha pasado por varios tipos de cuenca y eventos orogénicos hasta la fecha, inicialmente a finales del Jurásico y Cretáceo temprano correspondió a una cuenca de Syn-Ryft, Ryft y Post Ryft posteriormente durante el Cretáceo medio a Campaniano correspondió a una Cuenca de Back Arc, luego durante el Mastrichtiano-Paleoceno sucede la acreción de la Cordillera Occidental lo cual genera en algunos sectores un paleo relieve, se continua durante el Eoceno medio y Mioceno temprano cuando emerge la Cordillera Central configurándose un gran cuenca de Foreland, posteriormente desde el Mioceno medio al presente ocurre la Orogenia Andina donde se forman la Cordillera Oriental y se da la configuración actual del Valle Medio del Magdalena que corresponde a una cuenca intra montana, en la Figura 2 se presenta esquemáticamente la evolución descrita anteriormente

de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se resalta que los yacimientos de Campo objeto del presente trabajo se depositaron a partir del Eoceno Medio.

En la Figura 3 se presenta una columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena en la que se aprecia que se tiene registro de rocas desde el Jurásico al presente, con varias discordancias a lo largo del tiempo geológico y de las cuales se destaca la Discordancia del Eoceno, por encima de la cual se depositó el yacimiento del campo mencionado en este trabajo y que corresponden a la Formación Mugrosa Zona C. En la Figura 4 se presenta una correlación estratigráfica con los campos vecinos productores de estas mismas unidades y en especial se nota la correlación con el Campo La Cira-Infantas.

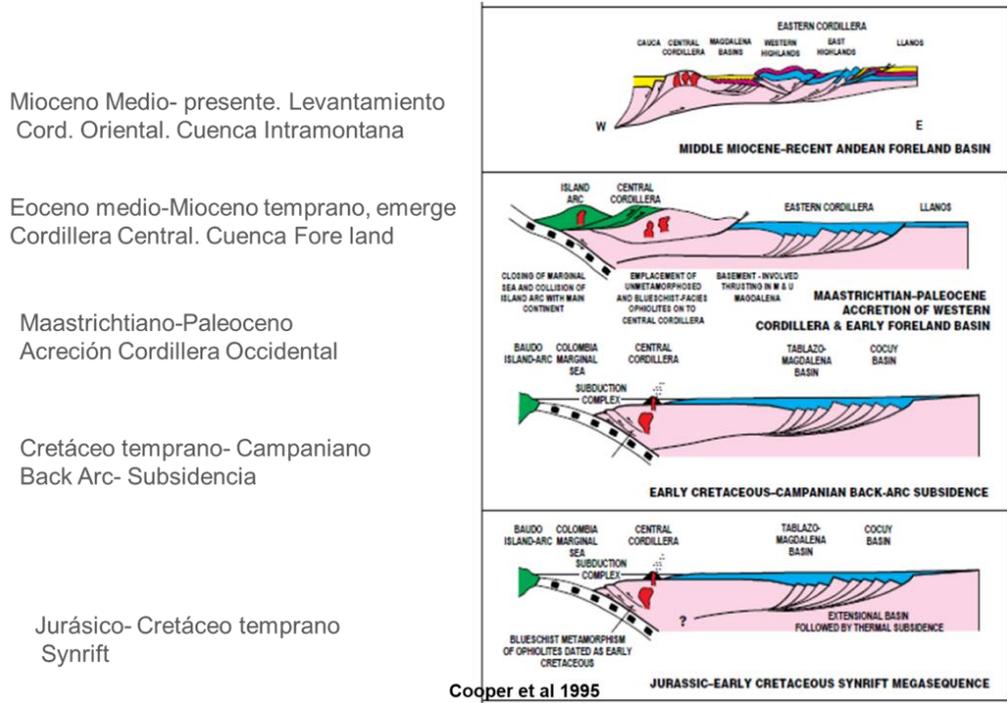


Figura 2. Evolución Geológica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

En la Figura 5 se presenta una transecta Geológica regional a través del Valle Medio del Magdalena pasando cerca al Campo Tenerife, donde se evidencia los estilos estructurales de los “plays” de los campos en este sector de la Cuenca.

El campo yace en superficie sobre depósitos cuaternarios, sin ninguna expresión geológica relevante tal como se muestra en la Figura 6 que corresponde al Mapa Geológico de superficie del área.

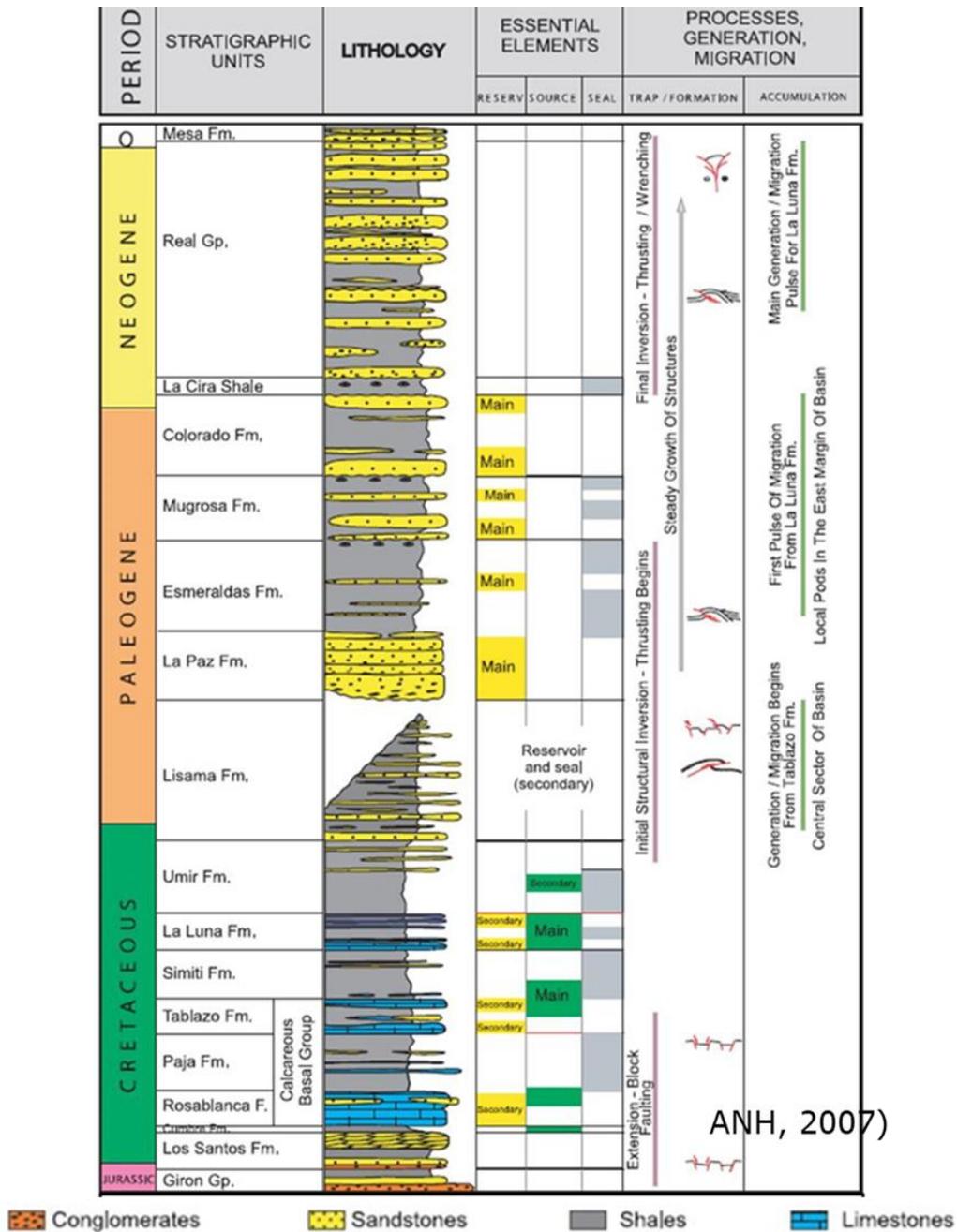


Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada del Valle Medio del Magdalena.

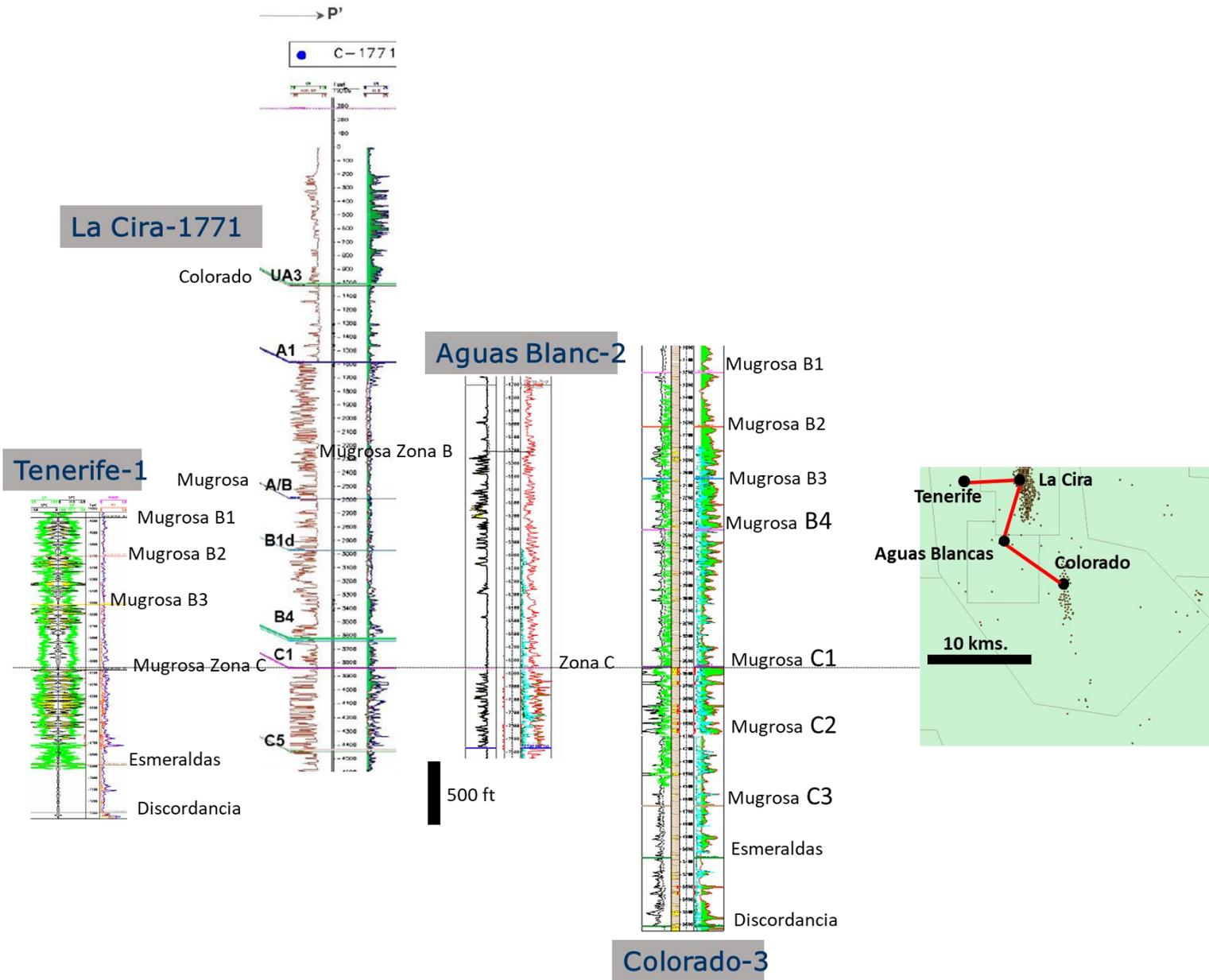


Figura 4. Sección Estratigráfica a través de los Campos vecinos al Campo Tenerife.

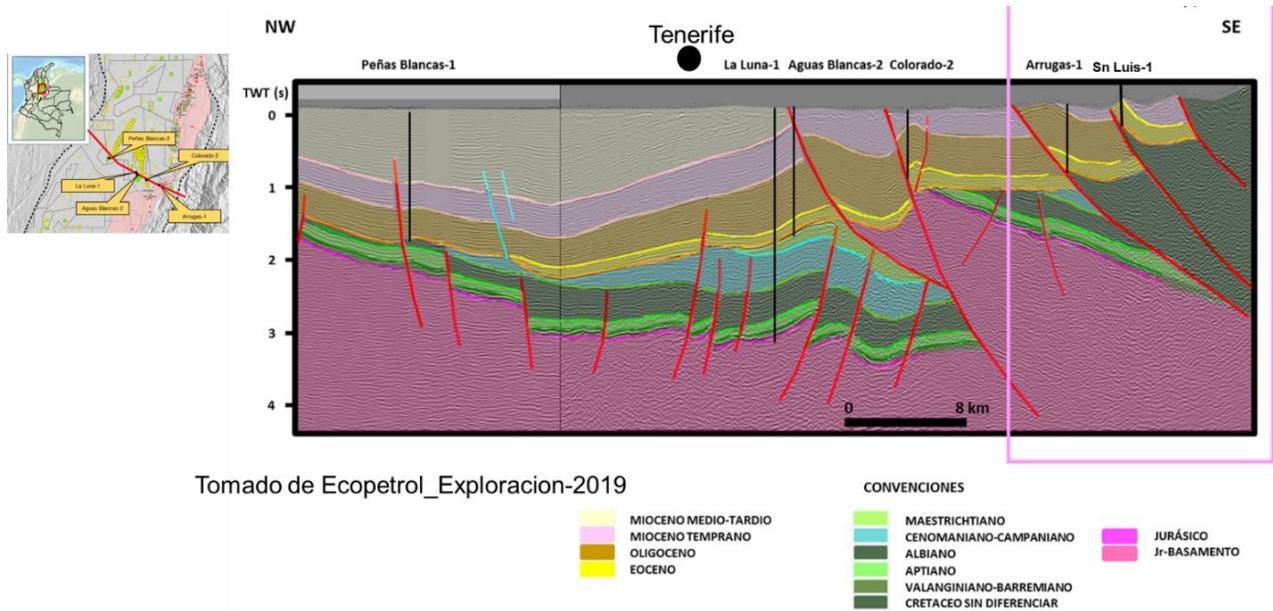


Figura 5. Transecta Geológica regional a través del Valle Medio del Magdalena y Campo Tenerife.



Figura 6. Mapa Geológico del área alrededor del Campo Tenerife.

Estratigrafía del Campo Tenerife

El intervalo de yacimiento del Campo Tenerife pertenece a la Formación Mugrosa la cual se subdivide en Mugrosa B1, B2, B3 y Zona C y corresponden a una secuencia siliciclastica de intercalaciones de capas delgadas de areniscas de grano fino a medio con intervalos espesos de shale. Toda la sección del yacimiento presenta un espesor total entre 2000 y 2100 pies, sin embargo, la unidad Zona C es la que ha producido aceite con espesor total sobre 800 pies, las unidades B1, B2 y B3 lucen como acuíferas en los 2 pozos productores, aunque, podrían tener algún potencial especialmente en el bloque del Tenerife-1 en posición estructural más alta, como se muestra más adelante. En la Figura 7 se presenta una correlación estructural a través de los tres pozos en el intervalo del yacimiento del Campo.

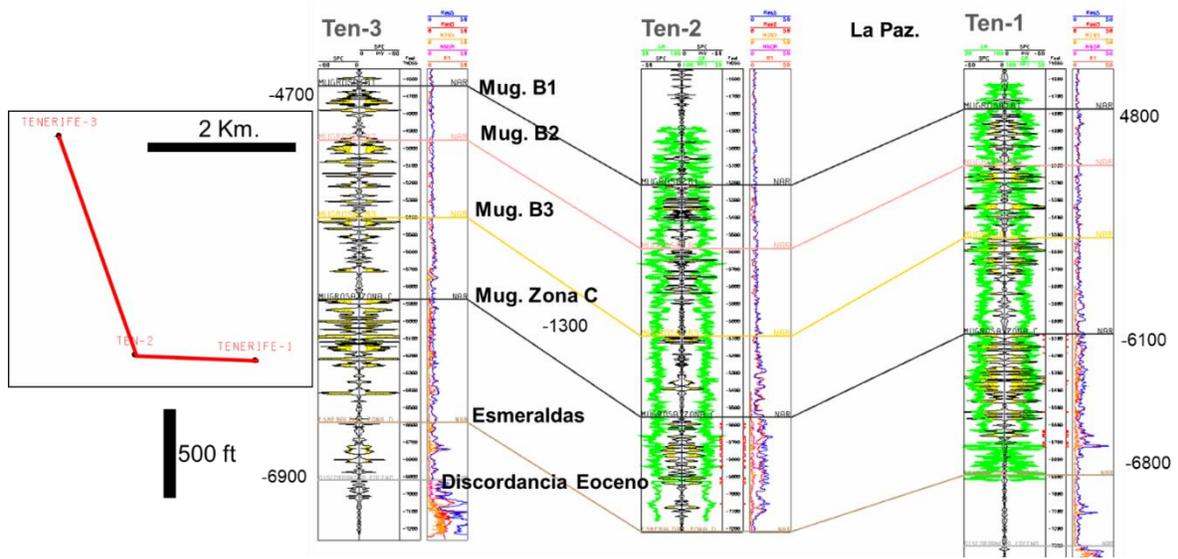


Figura 7. Correlación Estructural a nivel del Intervalo del Yacimiento del Campo Tenerife.

No hay pozos corazonados en el Campo para la interpretación de ambientes de depósito, sin embargo, por geología regional y campos vecinos como La Cira Infantas, Aguas Blancas y Casabe donde sí hay corazones, se infiere que las areniscas de los intervalos del yacimiento del Campo Tenerife se depositaron en un ambiente fluvial principalmente meándrico con facies asociadas de depósitos de canal, point bars, crevasse splay, levees y llanuras de inundación.

Interpretación Sísmica y Modelo Estructural

Se utilizó el volumen sísmico, adquirido en el año 2010, cuya extensión en superficie es de 20 km², tamaño del bin 10X10 metros, fold nominal de 48 y se utilizaron 1134 canales, en la Figura 8, se presenta el mapa del área de la sísmica en superficie.

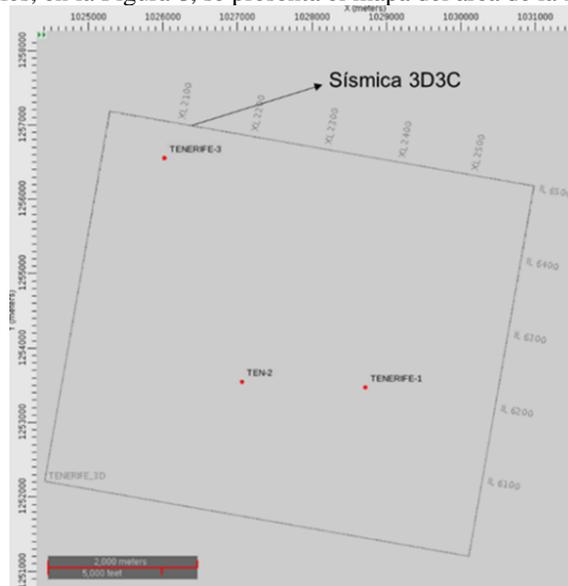


Figura 8. Mapa base de pozos y Sísmica 3D del Campo Tenerife.

se realizó un procesamiento para sísmica multi componente, cuyos resultados principales fueron, volúmenes de onda P, onda S y densidad, con los cuales adicionalmente se realizaron estudios de inversión de traza. La interpretación a que hace referencia este trabajo

utilizó solamente el volumen de onda P. El volumen sísmico procesado en términos generales es de buena calidad, sin embargo, se resalta que, por ser un volumen pequeño, hay efecto de borde, posiblemente por la falta de “offsets” lejanos más largos.

El flujo para la interpretación consistió en hacer el amarre pozos-sísmica, identificar los horizontes a interpretar; luego un seguimiento de estos horizontes e interpretación de fallas asociadas a estos en todo el volumen, posteriormente se cartografió en tiempo y extracción de atributos sísmicos. Por último, se realizó la conversión tiempo a profundidad, de donde se obtuvieron los mapas en profundidad al tope de los yacimientos.

En el Valle Medio del Magdalena hay un marcador sísmico muy característico que corresponde a la Discordancia del Eoceno, se usó este evento como punto de amarre, la tabla tiempo profundidad de un VSP que se adquirió con la sísmica en el pozo Tenerife 1 y los topes de los pozos, para a través de una sección arbitraria por los tres pozos existentes en el campo, seleccionar los horizontes a interpretar, tal como se muestra en la Figura 9.

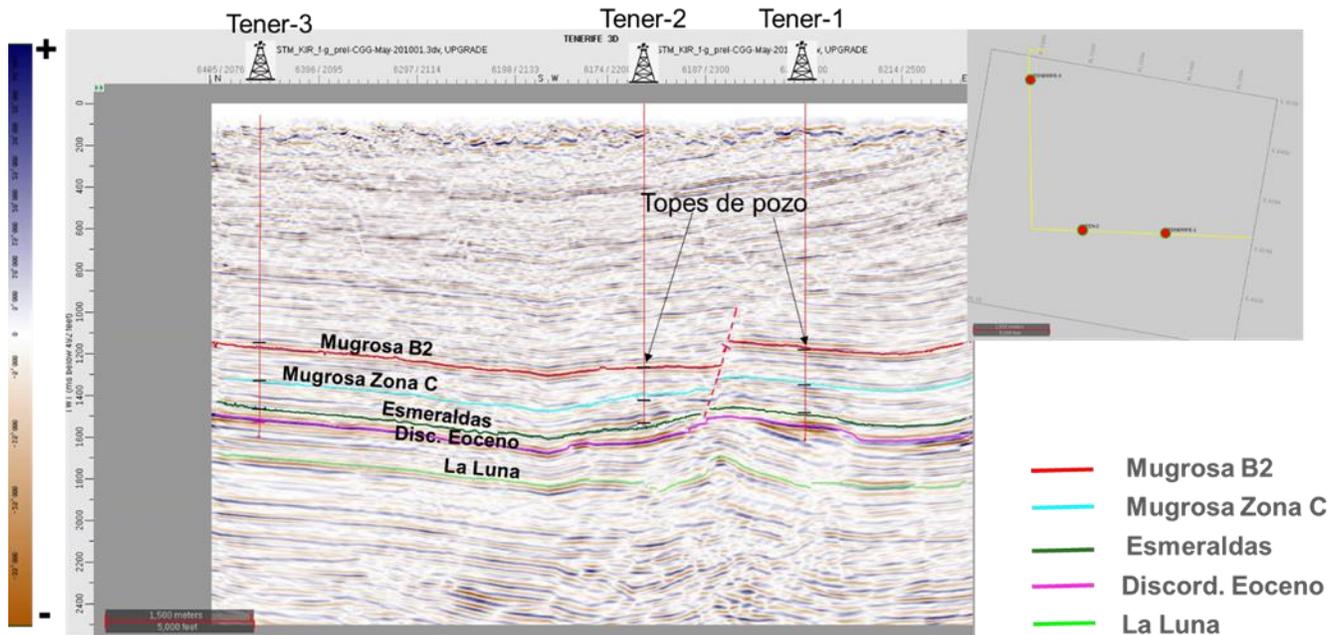


Figura 9. Línea sísmica a través de los pozos del Campo Tenerife, con topes de pozos y horizontes sísmicos interpretados.

La interpretación se focalizó de la Discordancia del Eoceno hacia arriba, por debajo de esta Discordancia no se hizo interpretación. Se emplearon técnicas de visualización 3D, escalas y colores apropiados, para obtener la interpretación en tiempo de los horizontes mencionados, junto con las fallas que los afectan. En las figuras 10 a 15 se muestran los principales rasgos interpretados de la configuración estructural del campo y que en general corresponde a un área distensiva afectada por sistemas de fallas normales donde se resalta principalmente un tren de fallas de dirección SSW-NNE a la cual le llegan otras fallas normales de forma sub perpendicular, algunas de las cuales probablemente hacen el cierre hacia el norte de la estructura.

La conversión tiempo a profundidad se hizo a través de un modelo de velocidad 3D construido con la tabla tiempo profundidad del VSP del pozo Tenerife-1, topes de pozos y horizontes interpretados, la Figura 16 muestra detalles de este modelo con el que se obtuvieron los mapas en profundidad al tope de las zonas de interés.

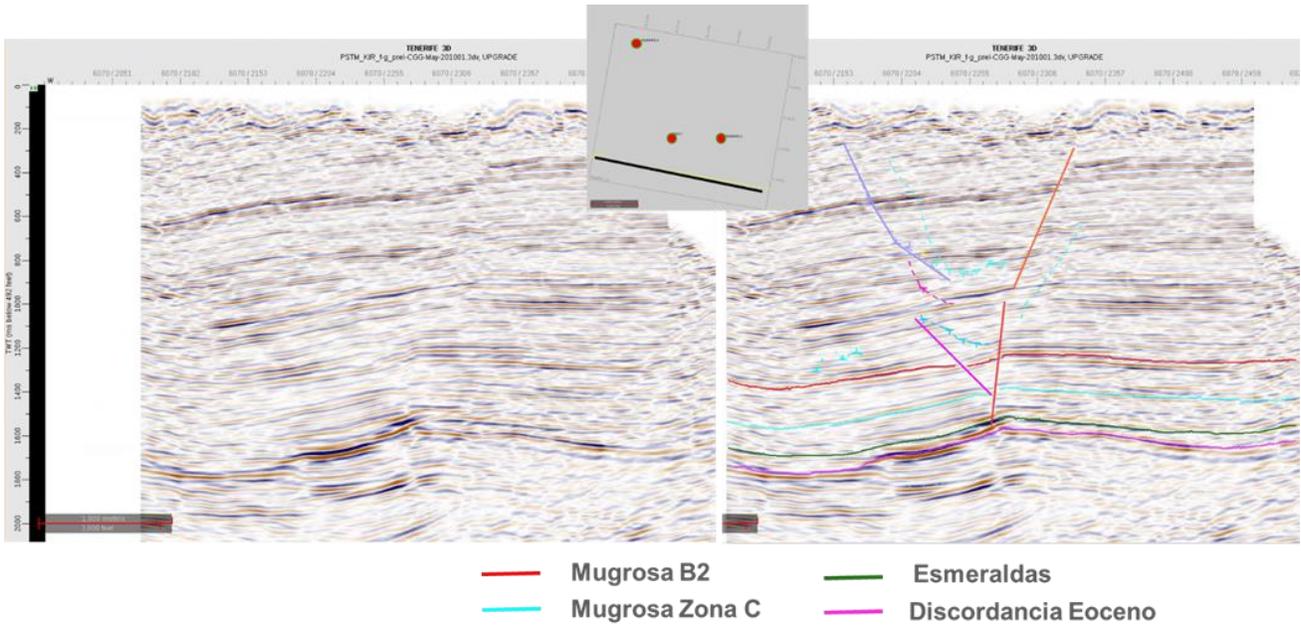


Figura 10. Línea Sísmica de buzamiento al sur del área, sin y con interpretación.

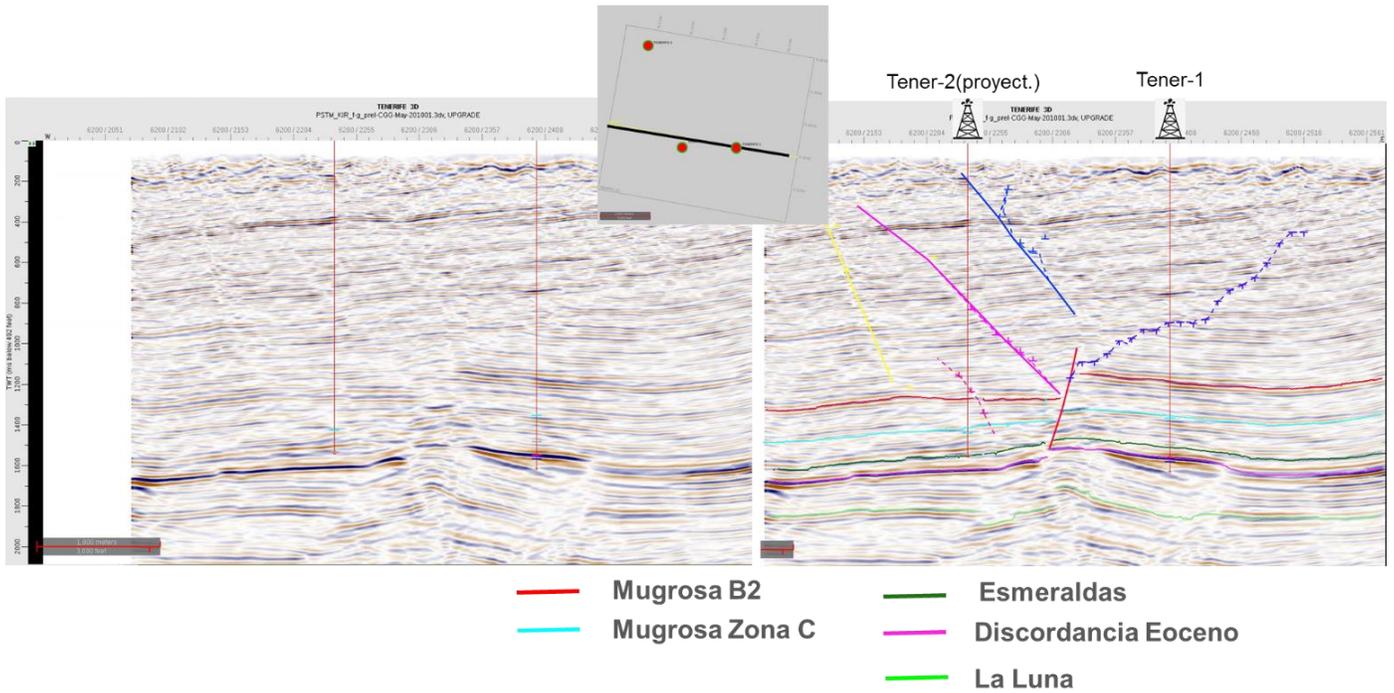


Figura 11. Línea Sísmica de buzamiento parte central del área a través del pozo Tenerife-1, sin y con interpretación. Nótese el mayor fallamiento normal por encima de Mugrosa B2.

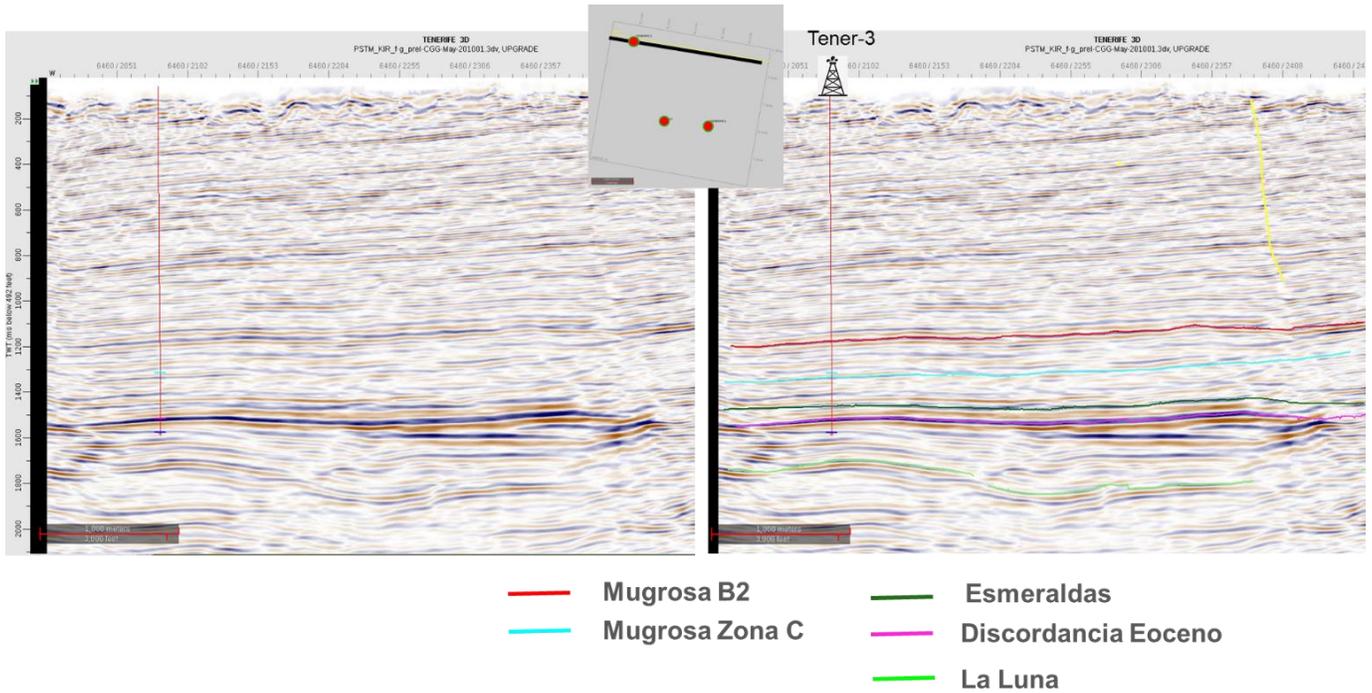


Figura 12. Línea Sísmica de buzamiento al norte del área a través del pozo Tenerife-3, sin y con interpretación. Nótese el suave buzamiento de la estructura en este sector.

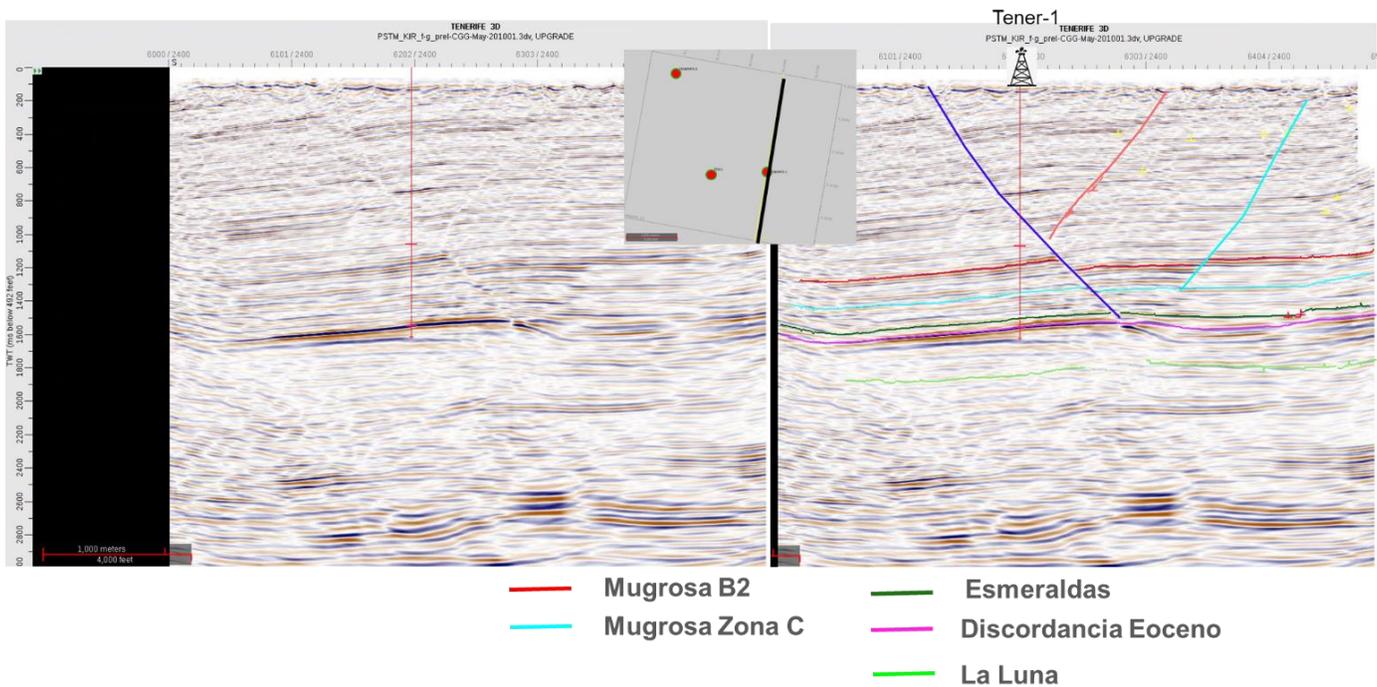


Figura 13. Línea Sísmica de rumbo a través del pozo Tenerife-1, sin y con interpretación. Nótese la tendencia regional del buzamiento hacia el Sur y el cierre de la estructura contra la falla azul.

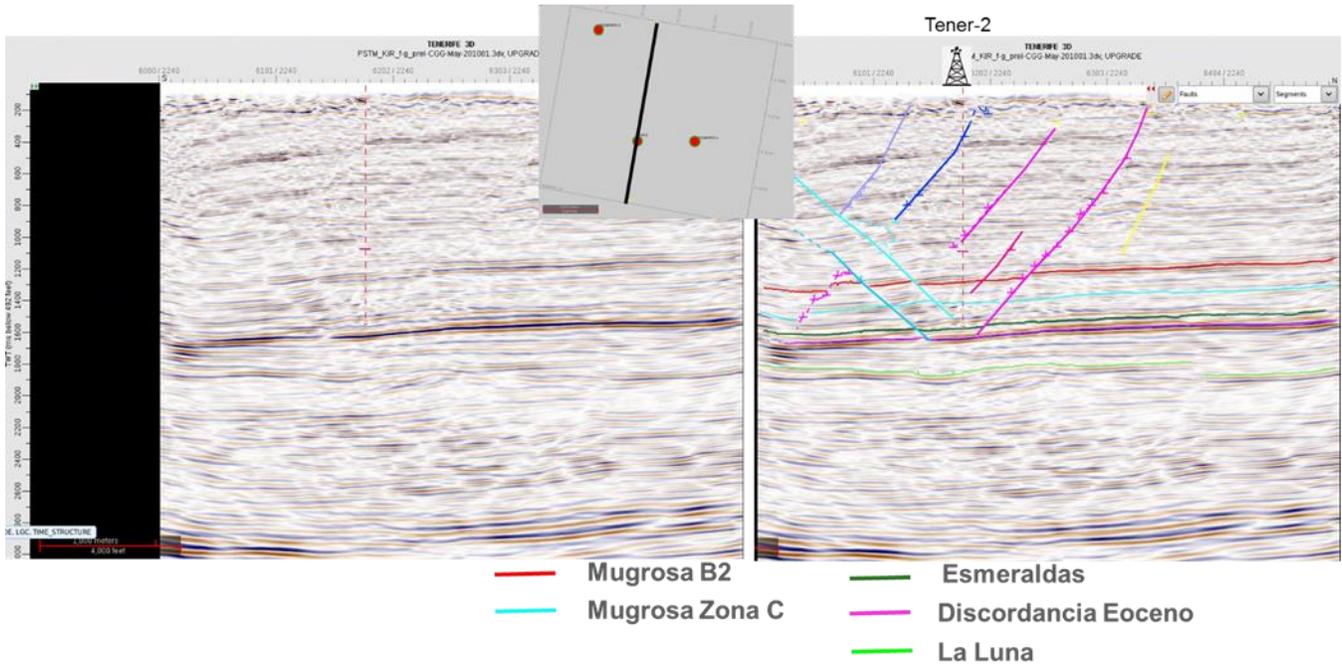


Figura 14. Línea Sísmica de rumbo a través del pozo Tenerife-2, sin y con interpretación. Nótese la tendencia regional del buzamiento hacia el Sur y el cierre de la estructura contra la falla magenta.

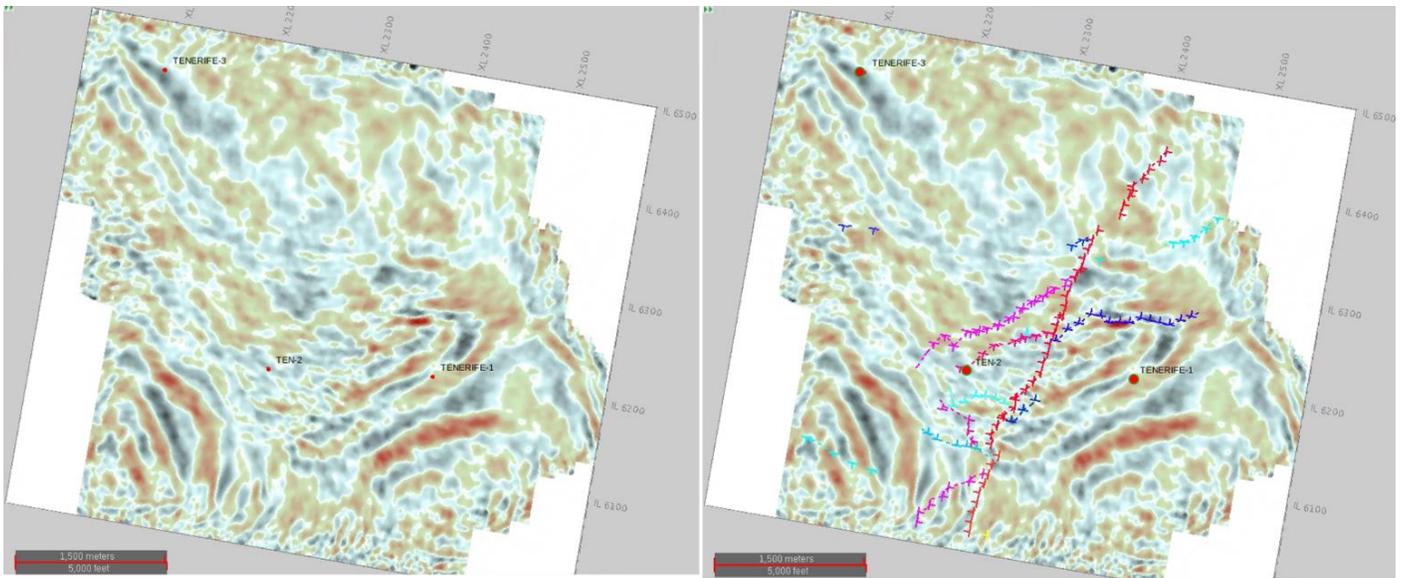


Figura 15. Time slice del cubo sísmico a 1340 milisegundos, sin y con interpretación. Nótese la extensión de las fallas interpretadas.

En las figuras 17 a 19 se presentan los mapas estructurales al tope de Mugrosa B2, Mugrosa Zona C y Esmeraldas, que son las zonas de interés en el Campo Tenerife.

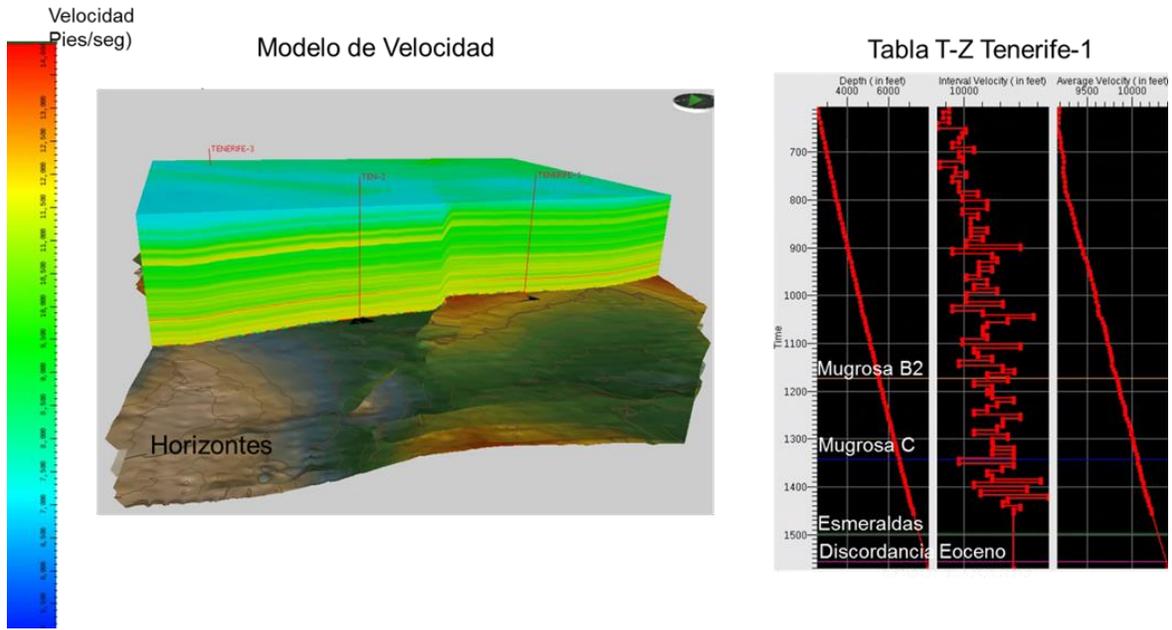


Figura 16. Modelo de velocidad usado para la conversión de tiempo a profundidad e información usada para su creación.

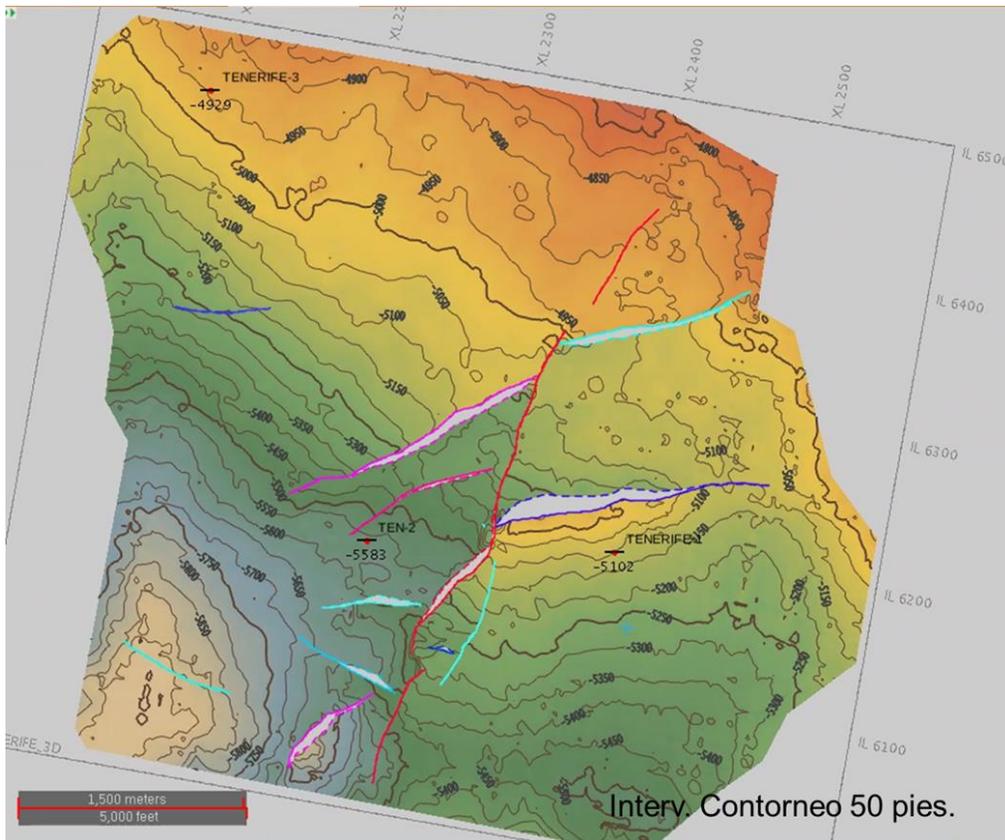


Figura 17. Mapa estructural en profundidad al tope de Mugrosa B2, Campo Tenerife.

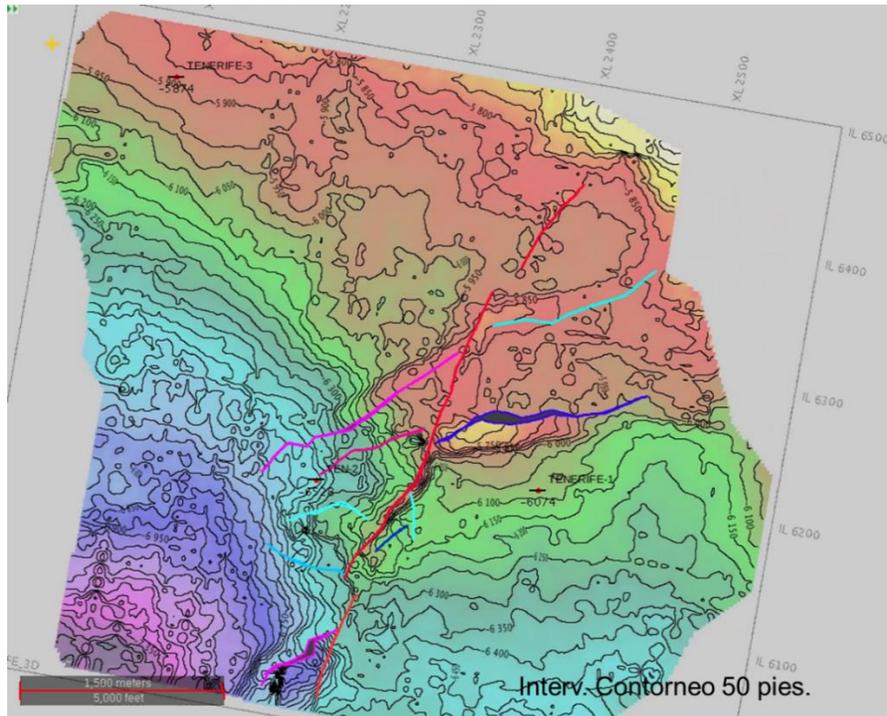


Figura 18. Mapa estructural en profundidad al tope de Mugrosa Zona C, Campo Tenerife.

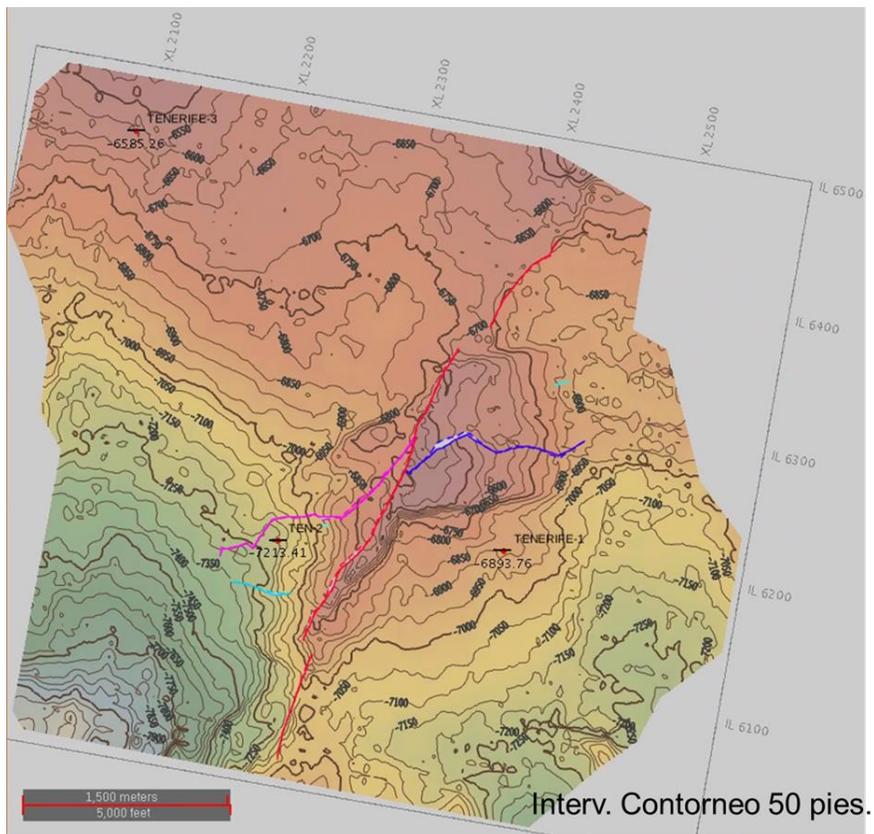


Figura 19. Mapa estructural en profundidad al tope de Mugrosa Esmeraldas, Campo Tenerife.

Se obtuvieron varios tipos de atributos sísmicos, de los cuales se seleccionaron los de amplitud RMS (root mean square), referidas a la unidad Mugrosa Zona C, estas amplitudes RMS generalmente se asocian a zonas con mayor probabilidad de presencia de arenas. Se obtuvieron tres mapas, uno referido a toda la unidad Mugrosa Zona C, ósea desde el horizonte Mugrosa Zona C al horizonte de Esmeraldas; otro mapa referido a la parte superior de Mugrosa Zona C (en una ventana de 80 milisegundos por debajo del horizonte Mugrosa Zona C) y el otro mapa referido a la parte Inferior de Mugrosa Zona C (en una ventana de 80 milisegundos por encima del horizonte Esmeraldas). En la Figura 20 se presentan los mapas mencionados, donde se aprecia la tendencia de los posibles cuerpos de arena en dirección SE-NW la cual es consistente con direcciones regionales de depósito para esta unidad, se resalta en sombreado las áreas con mayor probabilidad de contenido de arenas.

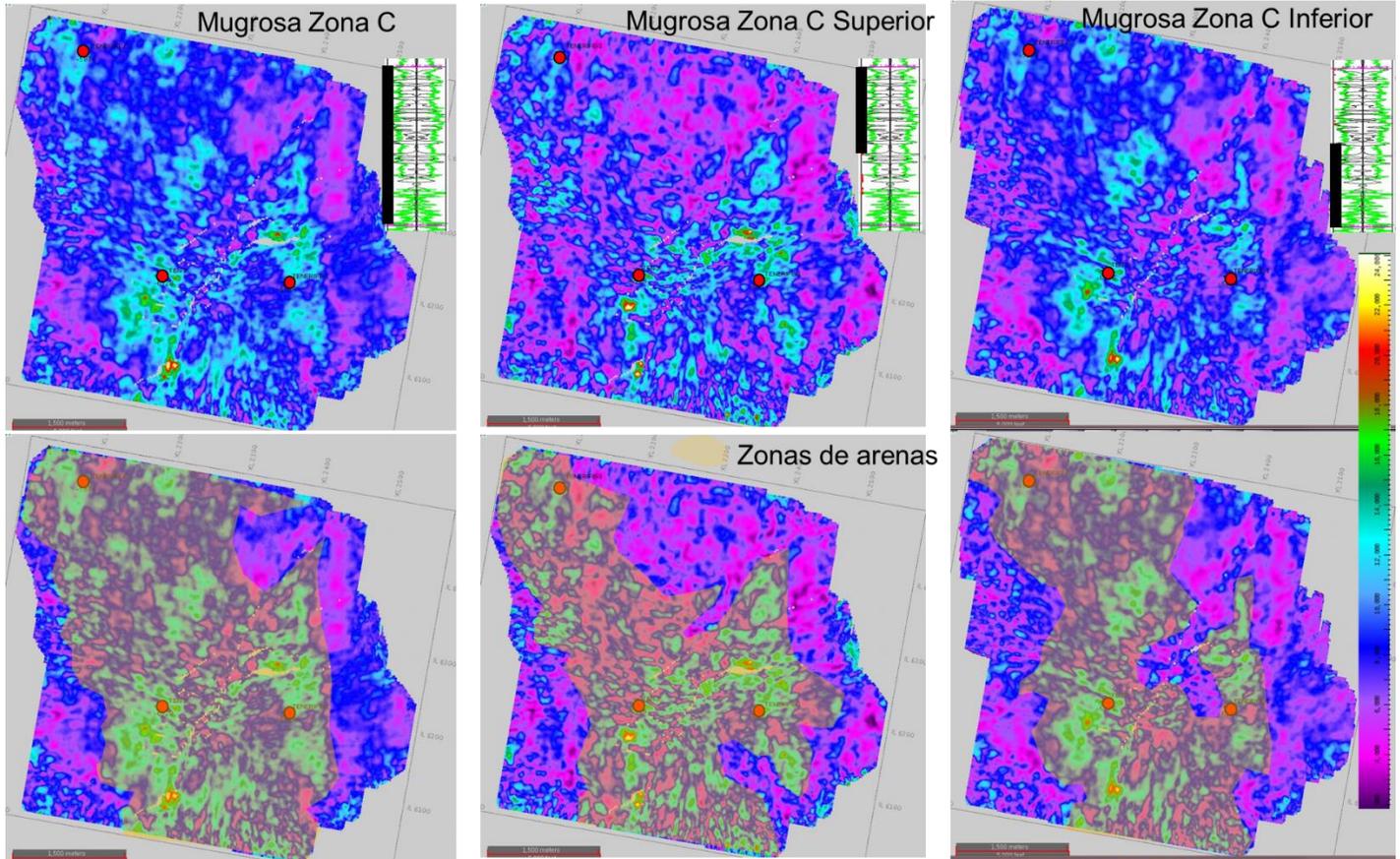


Figura 20. Mapa de amplitudes RMS en la unidad Mugrosa Zona C, Izquierda todo el intervalo, Centro parte superior y Derecha parte Inferior, arriba sin interpretación abajo áreas sombreadas con mayor probabilidad de presencia de arena.

Potencialidad del Área

Según la dirección de las fallas principales SSW-NNE, los pozos productores se sitúan en bloques diferentes y además hay fallas subperpendiculares a la principal en ambos bloques, las cuales posiblemente sean el sello y/o límite al norte de la estructura de cada pozo; además considerando los LKO (lowest know oil) de cada pozo, -6730 pies tvdss para el Tenerife-1 y -6940 pies tvdss, ambos en la unidad Mugrosa Zona C, se deduce que hay un gran potencial en cada bloque ya que estos pozos están bajos en la estructura, de hecho si se colocan los valores de los LKO en cada bloque, la estructura se sale del área de la sísmica, así que tentativamente se presentan unas áreas en cada bloque con potencial denominado Probado que es donde están los pozos que han producido y al norte del bloque del pozo Tenerife-1 se coloca otra área como probable, ya que aunque regionalmente la estructura sube hacia el NE, allí no hay pozos, pero si una falla que limita este bloque. En la Figura 21 se presentan las áreas con la potencialidad descrita para la unidad Mugrosa Zona C. Adicionalmente podría haber otro potencial en las unidades suprayacentes a Mugrosa Zona C como son las unidades B1, B2 y B3 las cuales en los pozos existente lucen acuíferas, pero que en posición “updip” a estos pozos podrían contener hidrocarburos (Figura 22) y las cuales han sido productoras en campos vecinos como la Cira Infantas. Finalmente, con perspectiva de largo plazo y de ser exitoso en el futuro el desarrollo de los Yacimientos no Convencionales en esta Cuenca, esta área tiene gran potencial ya que por debajo de la Discordancia del Eoceno se encuentra la Formación La Luna, como se mostró en algunas figuras de líneas sísmicas en este trabajo.

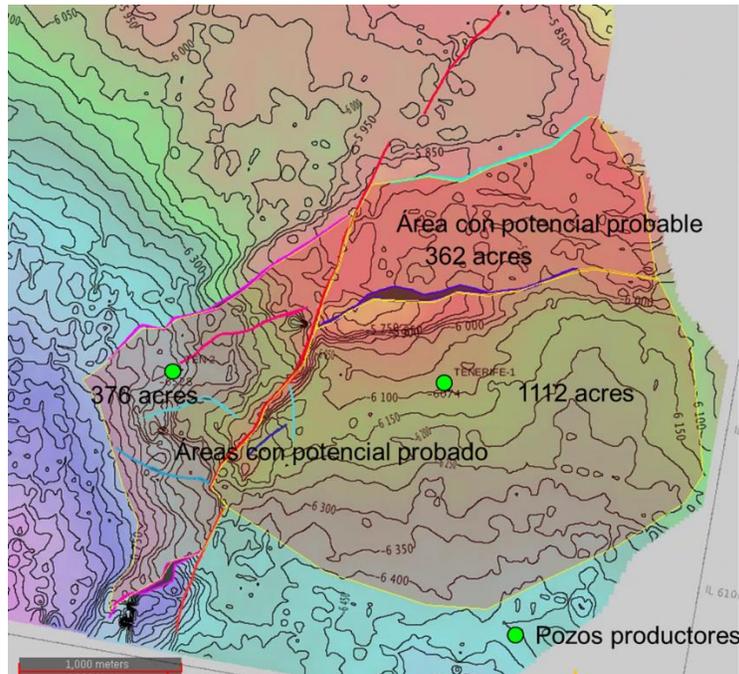


Figura 21. Mapa estructural al tope de Mugrosa Zona C, mostrando las áreas con potencial probado y posible.

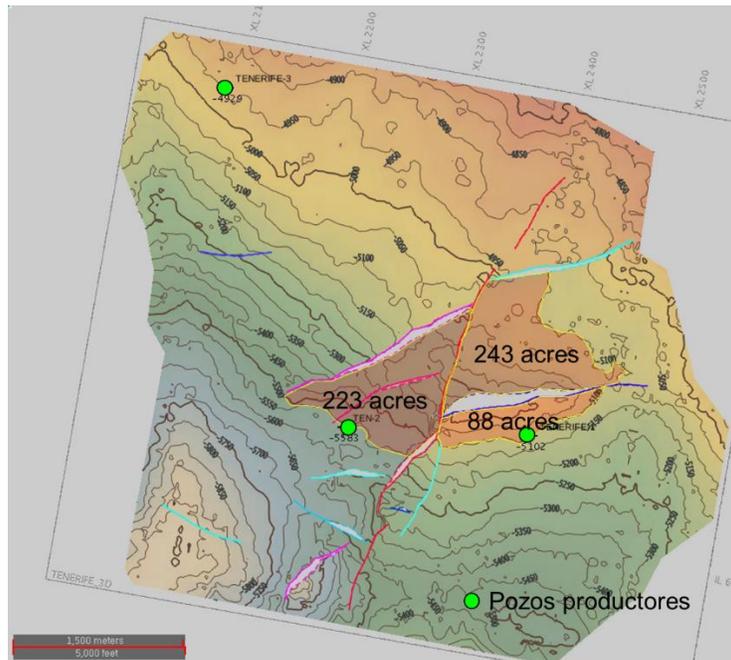


Figura 22. Mapa estructural al tope de Mugrosa Zona B, mostrando las áreas con potencial probable.

Finalmente se hace un cálculo preliminar determinístico del potencial de aceite original in place del área probada y del área posible, para las zonas C y B de la Formación Mugrosa, usando valores promedios obtenidos de la interpretación petrofísica de los pozos, estos valores se presentan en la Tabla 1, de donde se obtienen 31.7 y 15.4 millones de barriles de OIP para las unidades Mugrosa zona C y Zona B, respectivamente, Volúmenes importantes considerando que se está muy cerca a un área con infraestructura petrolera existente

y a profundidades razonables.

Aceite in Place (OIP) Mugrosa Zona C

	Area (acres)	Pay (pies)	Poros	Sw	Bo	OIP MM bls
Tenerife 1 (probado)	1112	18	0.19	0.44	1.06	15.58701
Tenerife (probable)	362	18	0.19	0.44	1.06	5.074189
Tenerife 2 (probado)	376	37	0.194	0.44	1.06	11.06173
						31.72293

Aceite in Place (OIP) Mugrosa Zona B

	Area/acres	Pay (pies)	Poros	Sw	Bo	OIP MM bls
Tenerife 1(Possible)	88	25	0.19	0.44	1.06	1.713201
Tenerife1(probable)	243	25	0.19	0.44	1.06	4.73077
Tenerife 2(Possible)	223	52	0.19	0.44	1.06	9.030125
						15.4741

Tabla 1. Aceite Origina in Place (OIP), calculado para Mugrosa Zona C y B, Campo Tenerife.

Conclusiones

El Campo Tenerife cuenta con sísmica 3D de buena calidad

De la interpretación sísmica se concluye que la estructura de este campo corresponde a un monoclinaf afectado por sistemas de fallas normales donde se resalta principalmente un tren de fallas de dirección SSW-NNE a la cual le llegan otras fallas normales de forma sub perpendicular, algunas de las cuales probablemente hacen el cierre hacia el norte de la estructura.

Los dos pozos productores se encuentran en bloques diferentes a lado y lado de una falla principal Normal de dirección SSW-NNE. La estructura de cada bloque posiblemente está limitada al Norte por una falla sub perpendicular a la principal.

De acuerdo al LKO de los dos pozos productores del campo y que están estructuralmente bajos, se visualiza un gran potencial a nivel de Mugrosa Zona C y de las unidades superiores de Mugrosa zona B en dirección “updip” de la estructura. A futuro la Formación la Luna también tiene potencial como yacimiento no Convencional en esta área.

De análisis de amplitudes RMS en Mugrosa Zona C se visualiza una dirección de depósito SE-NW y áreas con probabilidad de contenido de arenas en ambos bloques donde están los pozos perforados a la fecha.

Preliminarmente se estima deterministamente un OIP de 31.7 Millones de barriles para las arenas de Mugrosa Zona C y de 15.4 Millones de barriles para las arenas de Mugrosa Zona B, volúmenes atractivos dada la cercanía a infraestructura existente.

Con información de nuevos pozos se recomienda hacer análisis más detallado de atributos sísmico y/o inversión de traza con el objeto de mejorar la distribución de propiedades del yacimiento litológicas y/o petrofísicas.

Referencias

Brown A. R. 1991 *Interpretation of Three-dimensional Seismic Data*. 3d ed. AAPG Memoir 42. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.

Ecopetrol 2015, reporte Interno. *Activos aledaños, Campos Aguas Blancas, San Luis y Tenerife*. Plan de desarrollo Conceptual.

Instituto Colombiano del Petróleo, *Análisis posición de pozos nuevos ICP Campo Tenerife*. Reporte interno del ICP, Noviembre 2012.

Gómez E., Jordan T, et al. *Syntectonic Cenozoic Sedimentation in the Northern Middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of Northern Andes*. Geological Society of America Bulletin 117. 2005.

Gómez Ricardo, Vera Oscar y Agudelo William. *Discriminación Litológica a partir de análisis de Inversión usando sísmica Multicomponente - Campo Tenerife*. Presentación del Instituto Colombiano del Petróleo, Noviembre 2012.

M.A. Cooper, F.T. Addison, et al. *Basin Development and Tectonic History of the llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley Colombia*, AAPG Bulletin V.79 Octubre 1995.

Sarmiento Gustavo, Puentes Javier y Sierra Camilo. *Evolución Geológica y estratigráfica del sector Norte del Valle Medio del Magdalena*. Geología Norandina, Agosto 2015.

Agradecimientos

El autor agradece a Ecopetrol S.A. - Vicepresidencia de Desarrollo, por permitir la presentación de este trabajo.