

**Reinterpretación del modelo geológico, estructural y estratigráfico para definir áreas
potenciales no identificadas en un campo de los llanos orientales.**

Lenin Bueno Jimenez

**Tesis presentada para optar al título de: Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas Énfasis
en Yacimientos**

Director

Francisco Alberto Velandia Patiño

PhD. en Geociencias

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Bucaramanga

Mayo de 2021

Dedicatoria

*Un agradecimiento muy especial a mi esposa Erika Lucia y a mi hija Daniela,
por su motivación, dedicación y paciencia durante estos dos años, a mi madre Ana
Sofía por su apoyo!!!*

Agradecimientos

A mi empresa HOCOL S.A, en especial a mi jefe Elsa Jaimes por brindarme el apoyo económico, técnico y logístico para poder llevar a cabo la maestría.

A Francisco Velandia, geólogo y director del proyecto, por sus valiosos aportes y su dedicación en este trabajo.

A mi amigo, geólogo Wilson Gil por sus importantes contribuciones y consejos a lo largo de esta maestría.

Contenido

	Pág.
Introducción	14
1. Descripción del Problema	15
1.1 Planteamiento del Problema	15
1.2 Pregunta de Investigación	16
1.3 Hipótesis	16
1.4 Objetivo General	17
1.5 Objetivos Específicos.....	17
1.6 Justificación	17
2. Marco de Referencia	19
2.1 Antecedentes Investigativos.....	19
2.2 Marco Teórico – Conceptual	20
2.2.1 Modelamiento Estructural.....	20
2.2.2 Interpretación Sísmica	20
2.2.3 Modelamiento Geoestadístico.....	21
2.2.4 Análisis de Presiones	21
2.3 Marco Práctico	22
3 Reinterpretación del modelo geológico, estructural y estratigráfico del campo de estudio a partir de la sísmica 3D.	24
3.1 Reprocesamiento de la Información Sísmica 3D.....	24

3.2. Carga de la Información Sísmica y de Pozos en el Software Petrel	26
3.3 Amarre Sísmica-Pozo, Correlaciones Estratigráficas y Estructurales	27
3.4 Interpretación Sísmica	32
3.5 Mapeo en Tiempo y Profundidad	35
4. Definición de áreas potenciales no identificadas utilizando el nuevo modelo reinterpretado y las pruebas de presión.	38
4.1 Sistemas de Fallas y Altos Estructurales Identificados en el Campo de Estudio.	38
4.2 Análisis de las Pruebas de Presiones, Áreas de Drenaje y Curvas de Declinación	42
5. Modelo geoestadístico del campo de estudio.....	51
5.1 Definición Tipos de Roca y Propiedades Petrofísicas	51
5.2. Modelamiento Geoestadístico del Campo	53
6. Reevaluación del petróleo original <i>in situ</i> , factor de recobro y tiempo productivo del campo de estudio bajo producción primaria.	65
6.1 Cálculo del Petróleo Original <i>in situ</i> del Campo, Basado en el Modelo Geoestadístico.....	65
6.2 Tiempo Productivo del Campo Bajo Producción Primaria e Incremental Obtenido con Nuevos Pozos.....	69
7. Conclusiones	74
Referencias Bibliográficas	76

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Sección geológica regional mostrando la localización geológica del Campo, nótese en la parte inferior derecha la ubicación del campo dentro de la Cuenca Foreland de los Llanos....	24
Figura 2. Resultados del reproceso sísmico, aplicando migración anisotrópica de tipo VTI, nótese el mejoramiento de la imagen del centro con respecto a la de la izquierda.....	26
Figura 3. Cubo sísmico 3D reprocesado y pozos existentes en el Campo de Estudio, cargados en el Software Petrel.....	27
Figura 4. Amarre Sísmica-Pozo en el Campo, nótese la buena correspondencia entre la ondícula obtenida con el sismograma sintético y las reflexiones sísmicas.	29
Figura 5. Correlación de pozos mostrando la configuración areal del reservorio, nótese la Formación Carbonera C8, dentro de la cual se encuentran las areniscas productoras en el Campo.	30
Figura 6. Correlación de pozos a nivel de detalle en el Campo, mostrando las areniscas productoras en el campo depositadas al tope de la secuencia FS C8, nótese el contacto agua-petróleo identificado a 7756 ft en el pozo-1.	31
Figura 7. Interpretación en el Cubo Sísmico del Horizonte FS C8 correspondiente a la secuencia del intervalo productor del Campo de estudio.	33
Figura 8. Línea Sísmica de Buzamiento mostrando la configuración de la trampa estructural asociada al Campo de Estudio, nótese la verticalidad de la falla indicando posible componente de rumbo.	34

Figura 9. Línea Sísmica de Rumbo mostrando la configuración de la trampa estructural asociada al Campo de Estudio.	35
Figura 10. Mapa Estructural en Tiempo Doble (TWT), al tope de la unidad deposicional FS C8 (Areniscas Productoras), con Intervalo de Contorneo de 1ms, mostrando la configuración estructural del Campo de estudio.....	36
Figura 11. Mapa Estructural en profundidad, al tope de la unidad deposicional FS C8 (Areniscas Productoras), con Intervalo de Contorneo de 5 ft, mostrando la configuración estructural del Campo de estudio.....	37
<i>Figura 12.</i> Línea Sísmica de buzamiento, mostrando la configuración estructural con presencia de rumbo en el Campo de estudio, para todas las unidades geológicas presentes.....	39
Figura 13. Cubo de varianza mostrando las discontinuidades sísmicas, nótese las líneas rojas corresponden al sistema de fallas normales con componente de rumbo dextral, las líneas naranjas muestran el sistema de cizallas simples en sentido transversal.	40
Figura 14. Línea sísmica y mapa estructural en tiempo a lo largo del campo de estudio, nótese el alto estructural que se genera producto del sistema de fallas de cizalla.	41
Figura 15. Mapa estructural en profundidad al tope de la formación productora con intervalo de contorneo 5ft, nótese el contacto agua-petróleo del campo a 7756 ft proyectado sobre el mapa.	42
Figura 16. Gráfico Doble-Logarítmico de la presión y derivada para el pozo 3.	44
Figura 17. Áreas de drenaje obtenidas para cada pozo sobre el mapa de contornos estructurales del Campo, nótese al Noreste el alto estructural propuesto como área no drenada.....	47
Figura 18. Curva de Producción Histórica del Campo.	49
Figura 19. Comportamiento de la producción del Campo.	50

Figura 20. Producción Diaria Vs Producción acumulada para cada uno de los pozos del Campo.	
.....	50
Figura 21. Evaluación petrofísica del Pozo-1, abajo tabla resumen de promedios petrofísicos, nótese el Track de saturación de aceite, en el cual se identifica el Contacto Agua-Petróleo a 7756 ft.	52
Figura 22. Definición de zonas para la Formación Carbonera C8, basado en ciclos estratigráficos.	
.....	53
Figura 23. Escalamiento de las propiedades petrofísicas y tipos de roca para el Pozo-1, nótese en el Track 1 y 2 los registros Gr y Resistivos, en el 3 y 4 los tipos de roca y Vshale, en el 5 y 6 la Porosidad y Permeabilidad.	54
Figura 24. Escalamiento de las propiedades petrofísicas y tipos de roca para el Pozo-2, nótese en el Track 1 y 2 los registros Gr y Resistivos, en el 3 y 4 los tipos de roca y Vshale, en el 5 y 6 la Porosidad y Permeabilidad.	55
Figura 25. Escalamiento de las propiedades petrofísicas y tipos de roca para el Pozo-3, nótese en el Track 1 y 2 los registros Gr y Resistivos, en el 3 y 4 los tipos de roca y Vshale, en el 5 y 6 la Porosidad y Permeabilidad.	56
Figura 26. Modelo sólido y distribución de zonas para el Campo de Estudio.	57
Figura 27. Comparación de los histogramas de los tipos de roca identificados en los registros, escalado de los registros y del grid de modelamiento. Al hacer un modelamiento se espera que estas distribuciones sean similares, tal como está reflejado en estos histogramas.	58
Figura 28. Distribución de tipos de roca para cada zona en el volumen sólido, en la parte superior se observa el corte estructural a lo largo de los pozos mostrando los cambios laterales de facies del reservorio.	59

Figura 29. Modelamiento de la Porosidad en el volumen sólido, arriba corte estructural a lo largo de los pozos mostrando la variación lateral de la porosidad para la Formación productora en el Campo.	60
Figura 30. Comparación de los histogramas de porosidad de registros, escalado de los registros y del grid de modelamiento. Al hacer un modelamiento se espera que estas distribuciones sean similares, tal como está reflejado en estos histogramas.	61
Figura 31. Modelamiento de la Permeabilidad en el volumen sólido, nótese en la parte superior el corte estructural a lo largo de los pozos mostrando la variación lateral de la permeabilidad para la Formación productora en el Campo.	62
Figura 32. Comparación de los histogramas de permeabilidad de registros, escalado de los registros y del grid de modelamiento. Al hacer un modelamiento se espera que estas distribuciones sean similares, tal como está reflejado en estos histogramas.	63
Figura 33. Modelamiento de la Saturación de Petróleo en el volumen sólido, para la Formación productora en el Campo, nótese la disminución en la saturación por debajo del contacto agua petróleo en el pozo 1 y el aumento hacia los pozos 2 y 3 ubicados estructuralmente más altos. .	64
Figura 34. Modelo sólido y corte estructural mostrando el cálculo del Petroleo Original in situ en el Campo de Estudio, nótese el límite azul a 7756 ft, que corresponde al Contacto Agua Petroleo identificado en el Pozo-1.	66
Figura 35. Modelo sólido y corte estructural mostrando el cálculo del Petroleo Original in situ en el Campo de Estudio, nótese el límite azul que corresponde al Contacto Agua Petroleo a 7756 ft identificado en el Pozo-1 y el área no drenada.	68
Figura 36. Escenario de análisis de productividad y comportamiento de los fluidos P90, para un pozo perforado en el área no drenada propuesta en el Campo.	71

Figura 37. Escenario de análisis de productividad y comportamiento de los fluidos P50, para un pozo perforado en el área no drenada propuesta en el Campo.	71
Figura 38. Escenario de análisis de productividad y comportamiento de los fluidos P10, para un pozo perforado en el área no drenada propuesta en el Campo.	72
Figura 39. Curva de producción histórica del Campo y escenario promedio de producción incremental con la perforación de un nuevo pozo.	73

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Cálculo de las áreas y radios de drenaje para los pozos productores del Campo.	45
Tabla 2. Cálculo determinístico del Petróleo Origina In situ y recuperable, para los diferentes segmentos que componen el intervalo productor del Campo de Estudio.	67
Tabla 3. Cálculo determinístico del Petróleo Original In situ y recuperable, para los diferentes segmentos que componen el intervalo productor del Campo de Estudio, nótese el incremento de 11 a 13 MMbls del segmento superior con respecto al cálculo anterior.	69

Resumen

Título: Reinterpretación del modelo geológico, estructural y estratigráfico para definir áreas potenciales no identificadas en un campo de los Llanos Orientales.*

Autor: Lenin Bueno Jiménez**

Palabras Clave: Reproceso Sísmico, Interpretación Sísmica, Fallas de Cizalla Simple, Presiones, Areas de Drenaje, Curvas de Producción, Mapeo, Modelo Geoestadístico, Reservas.

Descripción:

El trabajo detallado a continuación, presenta un nuevo modelo geológico para un campo de petróleo ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en el cual se utiliza como base la nueva información obtenida a partir del reproceso sísmico 3D, el cual a su vez proporciona una mejor definición de los eventos geológicos estructurales tales como sistemas de fallas y cizallas.

Mediante una reinterpretación sísmica detallada utilizando herramientas geofísicas como extracción de amplitudes y cubos de varianza, se logra identificar un sistema de fallas de tipo cizalla simple en sentido transversal a las fallas normales con componente de rumbo dextral, el cual es responsable de generar altos estructurales y compartimentos por encima del contacto agua petróleo del campo (7756 ft), los cuales aún no han sido drenados y podrían aportar reservas adicionales.

A partir de los datos de presiones, áreas de drenaje de los pozos productores y análisis de curvas de producción se establece con mayor certeza la presencia de nuevas áreas potenciales de interés, lo anterior mediante la integración con la información estructural obtenida con el mapeo en tiempo y profundidad de los niveles productores en el campo.

Se construye un modelo geoestadístico utilizando la información de tipos de roca y propiedades petrofísicas presentes en el yacimiento, el cual se utiliza para calcular de forma determinística el petróleo original *in situ*, el factor de recobro y las reservas remanentes en el campo de estudio de una manera más confiable. Es así como se obtiene un estimado de 29 MMbbls de petróleo *in situ*, un factor de recobro cercano al 40 por ciento y unas reservas adicionales recuperables de 1 MMbbls. Los pronósticos de producción obtenidos muestran un incremento en la producción cercana a los 1400 bopd, lo cual permite estimar un tiempo productivo de cuatro años.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas con énfasis en yacimientos. Director: Francisco Alberto Velandia Patiño. PhD. en Geociencias.

Abstract

Title: Reinterpretation of the geological, structural, and stratigraphic model to define potential unidentified areas in a field of the Eastern Plains (Llanos Orientales).*

Author: Lenin Bueno Jiménez **

Keywords: Seismic Reprocessing, Seismic Interpretation, Simple Shear Faults, Pressures, Drainage Areas, Production Curves, Mapping, Geostatistical Model, Reserves.

Description:

The work detailed below presents a new geological model for an oil field located in the Llanos Orientales Basin of Colombia, in which the new information obtained from 3D seismic reprocessing is used as a basis, which in turn provides a better definition of structural geological events such as fault and shear systems.

Through a detailed seismic reinterpretation using geophysical tools such as extraction of amplitudes and cubes of variance, it is possible to identify a system of simple shear-type faults in a transverse direction to normal faults with a dextral bearing component, which is responsible for generating structural and compartments above the oil-water contact of the field (7,756 ft), which have not yet been drained and could provide additional reserves.

From the pressure data, drainage areas of the producing wells and the analysis of production curves, the presence of new potential areas of interest is established with greater certainty, the foregoing by integrating with the structural information obtained from the time and depth mapping of production levels in the field.

A geostatistical model is built using the information on rock types and petrophysical properties present in the reservoir, which is used to determine in a deterministic way the original oil in place, the recovery factor, and the remaining reserves in the field in a more reliable way. Thus, an estimate of 29 MMbbls of original oil in place, a recovery factor closes to 40 percent and additional recoverable reserves of 1 MMbbls are obtained. The production forecast obtained show an increase in production close to 1400 bopd, which allows estimating a productive time of four years.

* Graduate Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Master in Oil and Gas Engineering, Reservoir's emphasis. Director: Francisco Alberto Velandia Patiño. PhD. Geosciences.

Introducción

El presente trabajo muestra la reinterpretación del modelo geológico para un campo en la Cuenca Foreland de los Llanos Orientales de Colombia, en el cual se utilizó la información sísmica 3D obtenida a partir de un nuevo reproceso, que permite una mejor definición de los eventos geológicos.

Con base en la interpretación sísmica detallada se presenta un nuevo modelo estructural para el campo el cual incluye sistemas de fallas tipo cizalla simple que compartimentalizan el campo y dan lugar a la formación de altos estructurales los cuales no han sido drenados, aportando de esta forma unas reservas adicionales.

El análisis de los datos de presiones y el cálculo de las áreas de drenaje a partir de parámetros petrofísicos y datos de producción acumulada de los pozos se convierte en un tema importante en el desarrollo del presente estudio, como herramienta de integración con la interpretación estructural obtenida a partir del mapeo, lo cual permite establecer con mayor certeza la presencia de nuevas zonas potenciales adicionales.

A partir de la definición de tipos de roca y propiedades petrofísicas presentes en el yacimiento, en este trabajo se desarrolla un modelo geoestadístico con el cual se realiza un cálculo más ajustado del petróleo original *in situ*, el factor de recobro y las reservas remanentes en el campo de estudio.

Un aporte adicional que se incluye lo constituyen los nuevos pronósticos de producción obtenidos con la perforación de un nuevo pozo en una nueva zona del campo de estudio, lo

anterior incrementa la producción en un rango entre 1000 y 1400 bopd, permitiendo de esta manera un tiempo productivo adicional para el campo cercano a los cuatro años.

1. Descripción del Problema

1.1 Planteamiento del Problema

Como parte de las estrategias técnico-económicas de las empresas del sector de hidrocarburos, se encuentra la transferencia de campos maduros de un bajo margen de utilidad hacia sus filiales, dentro de los cuales está el campo de estudio. Este campo se ubica en la cuenca Llanos Orientales, en cercanías al municipio de Maní. El principal propósito consiste en maximizar el valor de estos activos mediante el incremento de las reservas y la identificación de nuevas oportunidades, para lo cual se requiere un pleno entendimiento de los factores geológicos y de ingeniería que afectan el campo.

Actualmente la compañía, ha rediseñado su enfoque con el fin de ajustarse a las estrategias del grupo, buscando ser una compañía líder en la operación y desarrollo de campos menores, en una forma eficiente e incrementando las reservas en estos campos, sin embargo, lo anterior no constituye una tarea fácil, ya que, en campos como el del caso de estudio, existe una incertidumbre en el cálculo del petróleo original *in situ* y en los factores de recobro, además la estrategia de desarrollo del campo se encuentra desactualizada. Lo anterior como consecuencia de la falta de una interpretación detallada de la sísmica 3D reprocesada, que pueda ser utilizada

como insumo en la elaboración de un modelo geoestadístico que integre la información técnica existente.

Con base en lo descrito anteriormente se debe llevar a cabo un plan de actividades enfocadas al entendimiento del campo, de lo contrario, se perderían oportunidades de optimización para el drenaje de reservas y la producción del campo continuaría su declinación hasta el punto de que no sea económico y tenga que ser cerrado.

1.2 Pregunta de Investigación

¿Qué aspectos técnicos se deben analizar, para identificar si un campo de petróleo maduro tiene áreas potenciales no visualizadas?

1.3 Hipótesis

Para saber si un campo de petróleo maduro tiene áreas potenciales no identificadas, es necesario realizar la reinterpretación sísmica 3D, elaboración de modelos geológicos, estructurales, estratigráficos y un análisis de presiones que permitan entender los sistemas de fallas y discontinuidades estratigráficas que afectan el campo, lo anterior llevado a un modelo geoestadístico que permita extrapolar la información en las zonas donde no se cuente con datos de pozos.

1.4 Objetivo General

Realizar la reinterpretación del modelo geológico, estructural y estratigráfico para definir áreas potenciales no identificadas en un campo de los Llanos Orientales.

1.5 Objetivos Específicos

- ✓ Reinterpretar el modelo geológico, estructural y estratigráfico del campo de estudio a partir de la sísmica 3D.

- ✓ Definir la presencia de áreas potenciales no identificadas usando el nuevo modelo reinterpretado y las pruebas de presión.

- ✓ Desarrollar el modelo geoestadístico para el campo de estudio utilizando la nueva reinterpretación del campo

- ✓ Reevaluar el petróleo original *in situ*, el factor de recobro y el tiempo productivo del campo de estudio bajo producción primaria.

1.6 Justificación

En los últimos años, la gran mayoría de las compañías productoras de petróleo a nivel mundial, han incorporado nuevas metodologías y herramientas que han permitido obtener un grado de conocimiento y entendimiento avanzado de los yacimientos, trayendo como resultado un incremento en los factores de recobro de sus campos y aumento de las reservas. Los modelos geoestadísticos constituyen una de estas herramientas, ya que, con la elaboración de este, es

posible caracterizar de manera tridimensional y con la ayuda de softwares especializados los factores y elementos que componen un yacimiento de petróleo.

Este trabajo es de vital importancia para poder entender los factores geológicos y de ingeniería que constituyen el campo de estudio. Con la elaboración de un modelo geoestadístico podremos ajustar el factor de recobro actual del campo, mediante el cálculo del petróleo original *in situ*, además podremos saber cuánto petróleo remanente aún queda y si se requieren pozos adicionales para drenar el mismo. De esta manera la compañía, se podrá beneficiar directamente incrementando sus reservas de hidrocarburo y aumentando la producción del campo.

La elaboración de un modelo geoestadístico que integre la caracterización estructural y estratigráfica detallada, partiendo de la información sísmica 3D reprocesada y ajustada al comportamiento de las presiones en los pozos, permite obtener un entendimiento más claro y preciso del campo, mediante la identificación y mapeo de condicionantes geológicos que controlan el yacimiento. Por lo anterior se hace necesario que las compañías de exploración y producción de hidrocarburos logren realizar e integrar todas estas actividades, partiendo desde la base de un involucramiento en el reproceso de la información sísmica, interpretación detallada de la misma, generación de modelos sólidos del yacimiento e integración con los datos de ingeniería.

2. Marco de Referencia

2.1 Antecedentes Investigativos

La literatura presenta diversos trabajos relacionados con el modelamiento geoestadístico, partiendo de una interpretación geológica existente y a su vez de una nueva interpretación, tanto para campos de petróleo en Colombia como a nivel mundial.

Carmona, T., & Fernández, S, en 2014, realizaron un trabajo de tipo cualitativo en el cual se muestra una metodología bastante concreta y con muy buenos ejemplos de la forma como se debe caracterizar un yacimiento, empezando por la interpretación sísmica, estructural, estratigráfica, análisis de presiones y construcción de un modelo geoestadístico.

Zardo, E. B., Borgnia, M., Ortiz, A., Patamla, M., & Bender, B. en 2008, a partir de la información de pozos y sísmica 3D, en la formación Mulichinco del yacimiento Rincón Del Mangrullo, Neuquen, Argentina, obtuvieron un modelo de facies y petrofísico que permitió mejorar el conocimiento del reservorio y obtener un modelo geoestadístico esencial para la planificación y desarrollo de nuevas perforaciones.

Por otro lado, Huabin Wei, et al. En 2016, definieron la distribución de petróleo remanente en el bloque Oeste del Campo North Saertu en China, partiendo de la reinterpretación del modelo geológico tridimensional del campo.

Herrera Otero, E. H. en 2016, desarrolló un modelo geoestadístico para la formación Mugrosa en el campo Colorado partiendo de una interpretación geológica preexistente, que permitió entender mejor la distribución areal del reservorio de tipo fluvial.

2.2 Marco Teórico – Conceptual

2.2.1 Modelamiento Estructural

Según McClay, K. R, (2001), basado en modelos experimentales utilizando cajas de arena y arcilla y su comparación con ejemplos naturales reales, resalta la importancia en exploración y desarrollo de las estructuras y pliegues en zonas de cizalla generados a partir de sistemas de fallas con componente de rumbo. El autor menciona una serie de campos de petróleo asociados a este ambiente estructural, sin embargo, clarifica que la información estructural proporcionada para estos campos es insuficiente para permitir comparaciones precisas con los modelos presentados en este artículo.

La identificación y descripción de estructuras geológicas, junto con el entendimiento de su desarrollo, sus patrones de movimiento (análisis cinemático), y una interpretación de los esfuerzos responsables de ellos (análisis dinámico), son extremadamente útiles para la interpretación de estructuras particulares y para el conocimiento de la geometría que se espera obtener al realizar un mapa de un campo en particular.

2.2.2 Interpretación Sísmica

En cuanto al tema de interpretación sísmica, Vail, et al., (1977) concluyeron que las reflexiones sísmicas primarias representaban líneas de tiempo, de esta forma, la disciplina de la estratigrafía sísmica se introdujo en la exploración petrolera y se convirtió en una herramienta valiosa tanto en áreas frontera, como a nivel de campos en producción, ayudando a la definición

de parámetros geológicos en zonas donde no se cuenta con información de pozos. Los límites de secuencias deposicionales son reconocidos en los datos sísmicos mediante reflexiones casadas por terminaciones laterales de estratos denominadas *Onlap*, *downlap*, *toplap* y truncaciones. Las secuencias consisten en estratos genéticamente relacionales que tienen importancia cronoestratigráfica (tiempo), lo cual resulta interesante para el análisis estratigráfico, lo anterior apoyado en datos de paleontología, núcleos y registros eléctricos.

2.2.3 Modelamiento Geoestadístico

En relación con este tema, Cerón, (2017) utiliza la geoestadística como una herramienta que permite obtener modelos de alta resolución que aumente los detalles litológicos del yacimiento, en su trabajo presentan una metodología sencilla para crear un modelo de facies condicionado con el modelo de porosidad, utilizando un software de geoestadística de código abierto para interpolar datos, el tipo de roca y los datos de porosidad, se obtuvieron de 26 registros de pozos de la Cuenca de Oriente. Se construyó una cuadrícula 3D de alta resolución vertical y regional y finalmente, se generaron 20 modelos equiprobables de facies y porosidad.

2.2.4 Análisis de Presiones

Con respecto al análisis de presiones, Escobar et al., (2018), consideran que las pruebas de presión constituyen la herramienta más económica y precisa disponible para encontrar la distancia desde un pozo a un límite o falla de presión constante lineal, adicionalmente pueden ser utilizadas para obtener la presión promedio del yacimiento del área de drenaje, permeabilidad de

la formación, determinar el grado de daño a la formación durante la perforación y completación del pozo, el grado de conectividad entre pozos y las estructuras geológicas. Además, cuando estos datos se combinan con los de producción de petróleo y agua y datos de laboratorio, de propiedades de las rocas y de los fluidos, constituyen un medio para estimar el petróleo original in situ y el petróleo que puede ser esperado del yacimiento.

2.3 Marco Práctico

El Campo de estudio se encuentra localizado en la porción central de los Llanos Orientales en el Departamento del Casanare. Geológicamente corresponde a la parte central de la Cuenca Foreland de los Llanos, en este sector la mayoría de los campos están asociados a trampas de tipo estructural, con cierres contra fallas normales como es el caso del Campo de estudio. Los reservorios principales productores son las Formaciones Ubaque (Une), Gacheta, Guadalupe, Mirador y Carbonera C8, siendo este último el principal productor en el Campo. Los sellos principales para dichas trampas lo constituyen los niveles arcillosos de las Formaciones Gacheta y Carbonera C8 (**Figura 1**).

El tope de las areniscas productoras se encuentra a una profundidad aproximada de 7800 ft TVDss, poseen una porosidad promedio de 25%, permeabilidades entre 1200-1900 mD y un espesor de 30 ft. El mecanismo de producción del campo es un acuífero activo, la presión inicial de yacimiento es 3571 psi y la presión actual es de 3400 psi, la saturación de agua inicial es de 18% y el tipo de hidrocarburo que produce es de 37 °API con una viscosidad de 0.55 Cp. @3571 psi/2019 °F.

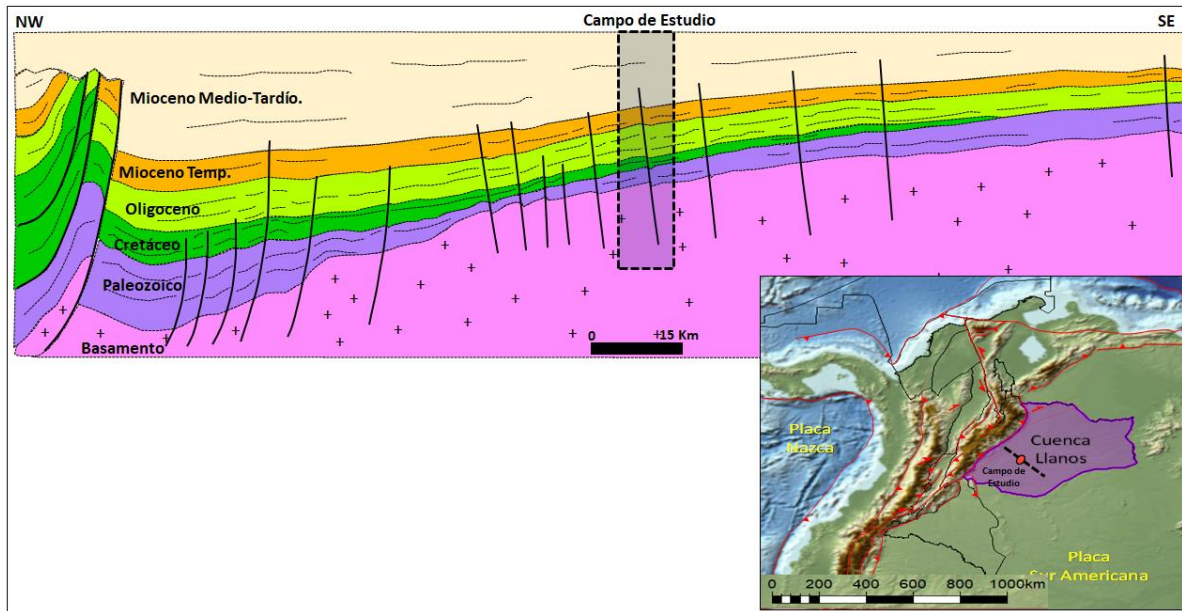
El Campo fué descubierto en 1986, pero fue en 2004 cuando el primer pozo descubridor fue reabierto con una producción inicial de 294 bopd y un corte de agua de 89%.

Posteriormente, en 2007 se adquirió un cubo sísmico 3D el cual permitió interpretar y mapear de mejor forma la estructura del campo, de esta manera se propuso la perforación de dos pozos adicionales en posiciones estructurales *Updip* del pozo descubridor, estos pozos tuvieron una producción inicial entre 2200 y 3200 bopd, con un BSW entre 0.86% y 4.2%.

En 2011 el campo llegó a un pico de producción de 7000 bopd con flujo natural, provenientes de los tres pozos existentes, en la actualidad el campo se considera maduro y marginal con una producción de 400 bopd, con corte de agua cercano al 95%, una producción de petróleo acumulada cercana a los 11 mmbbls y una producción de agua acumulada de 31 mmbw. Por lo anterior, se hace importante la realización de un estudio que permita calcular de manera más ajustada el petróleo original *in situ*, el factor de recobro actual del campo y a su vez establecer posibles zonas potenciales no identificadas, que puedan incrementar la producción nuevamente.

Figura 1.

Sección geológica regional mostrando la localización geológica del Campo, nótese en la parte inferior derecha la ubicación del campo dentro de la Cuenca Foreland de los Llanos.



3 Reinterpretación del modelo geológico, estructural y estratigráfico del campo de estudio a partir de la sísmica 3D.

3.1 Reprocesamiento de la Información Sísmica 3D

El reproceso realizado para el cubo sísmico existente en el campo permitió mejorar la relación señal-ruido, la secuencia de proceso aplicada incluyendo la atenuación del ruido, también ayudó a preservar muy buenas amplitudes relativas.

Se realizó una migración anisotrópica de tipo VTI, la cual a su vez mejoró la continuidad de algunos de los eventos debido a la buena corrección de los offsets lejanos, los cuales son desaprovechados en los procesamiento convencionales, de esta manera se logró una mejor definición de los sistemas de fallas.

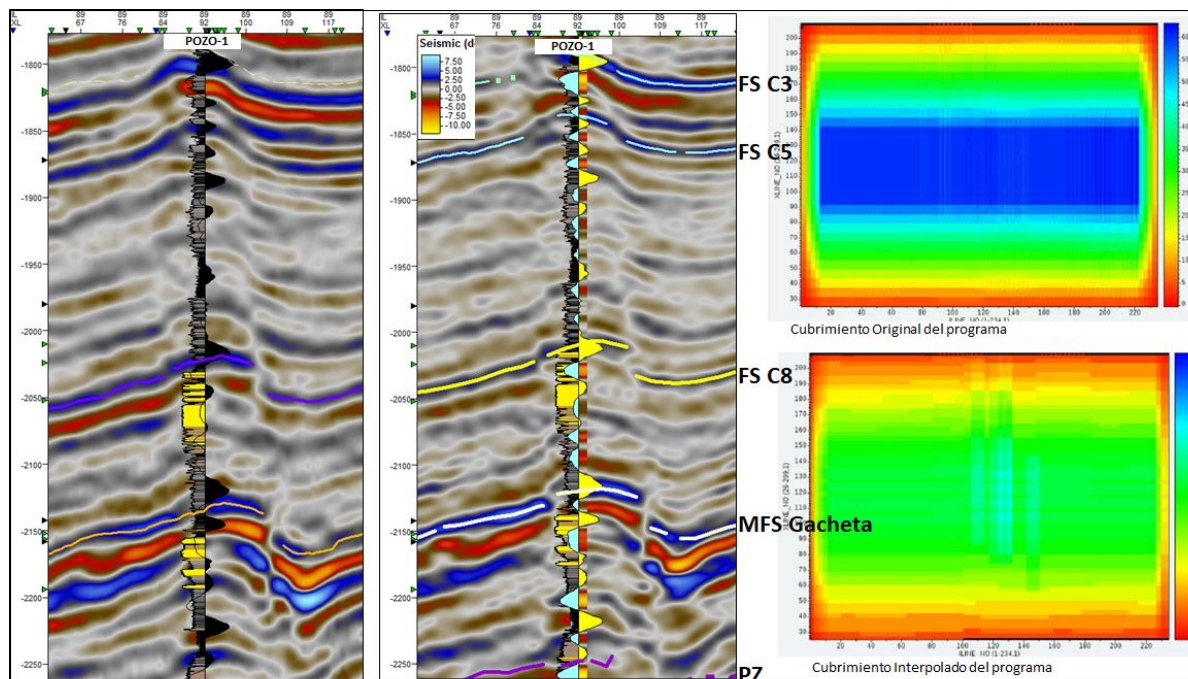
En la **Figura 2** se muestran los resultados del reproceso sísmico, la imagen de la izquierda corresponde a una línea de buzamiento del cubo sísmico sin reprocesar, mientras que la del centro corresponde a la misma línea sísmica pero reprocesada, en ella se puede notar una mejor definición de los horizontes sísmicos, un aumento de la frecuencia y una mejor definición de los trazos de fallas y otros elementos estructurales adicionales como posibles fracturas o cizallas.

La imagen superior derecha corresponde al cubrimiento previo a la migración y la inferior derecha representa el cubrimiento obtenido posterior al reproceso, en la cual se puede observar un incremento de casi seis veces el cubrimiento original.

Así mismo podemos obtener un amarre de la información sísmica al pozo más ajustada, mediante la extracción de un sismograma sintético que refleja el comportamiento de la ondícula de manera más exacta, tal como lo muestra la imagen de la parte central de la **Figura 2**.

Figura 2.

Resultados del reproceso sísmico, aplicando migración anisotrópica de tipo VTI, nótese el mejoramiento de la imagen del centro con respecto a la de la izquierda.

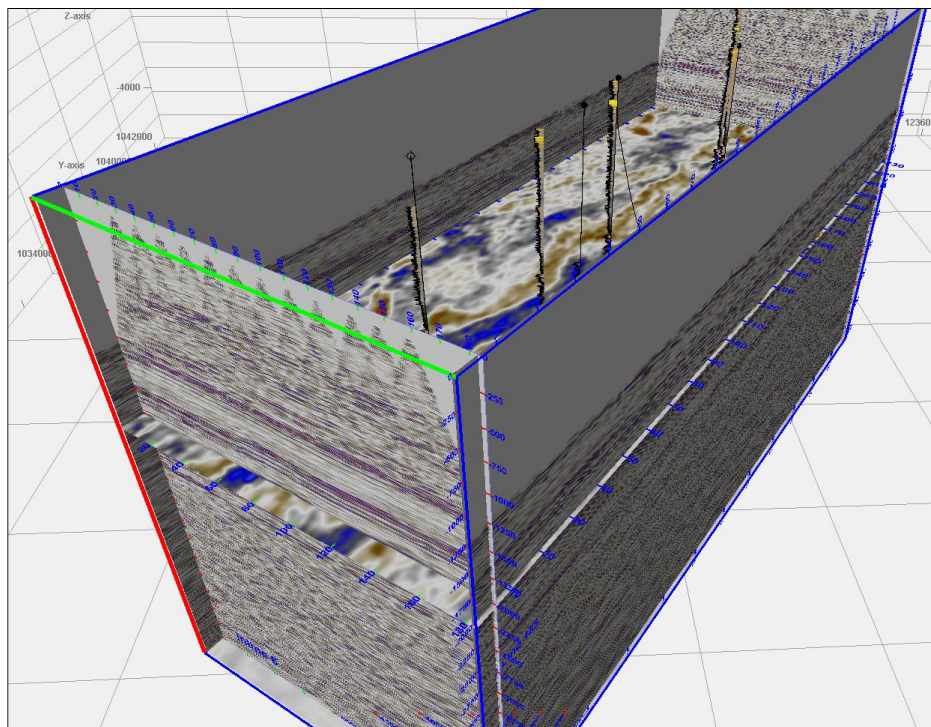


3.2. Carga de la Información Sísmica y de Pozos en el Software Petrel

Una vez se obtuvo la versión final del cubo sísmico reprocesado, se procedió a cargar esta información, junto con los datos de registros y surveys de los pozos presentes en el Campo de estudio, en el software Petrel, con el propósito de realizar la interpretación sísmica. (**Figura 3**).

Figura 3.

Cubo sísmico 3D reprocesado y pozos existentes en el Campo de Estudio, cargados en el Software Petrel.



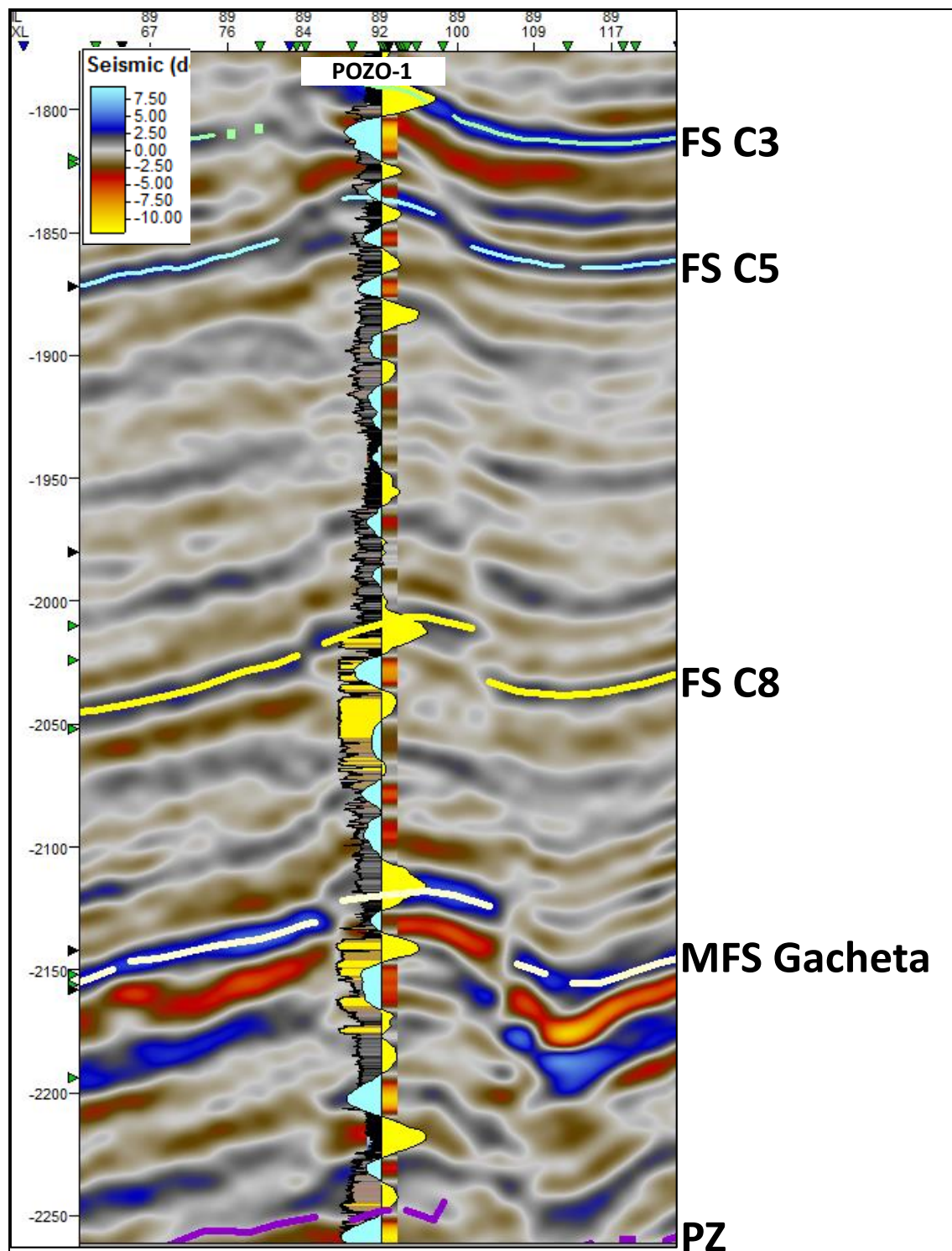
3.3 Amarre Sísmica-Pozo, Correlaciones Estratigráficas y Estructurales

Previo a la interpretación de los horizontes sísmicos, se realizó el amarre de los pozos a la sísmica, con el fin de determinar la relación existente entre los límites formacionales, secuenciales o litológicos observados en los registros de pozos y las reflexiones sísmicas. Para tal fin, se seleccionaron los pozos con la información de registros sísmico, densidad, VSP y Check Shots más completa existente en el Campo de estudio, posteriormente se procedió a la elaboración de sismogramas sintéticos, como resultado se logró ajustar de manera más confiable los horizontes a ser interpretados. Las reflexiones sísmicas interpretadas corresponden a los

límites secuenciales de las formaciones León, Carbonera C1 (FS C1), Carbonera C3 (FS C3), Carbonera C5 (FS C5), Carbonera C8 (FS C8), Gacheta (MFS Gacheta) y el Paleozoico (PZ), el horizonte correspondiente a FS C8 es el de mayor importancia ya que representa el tope de la unidad productora en el campo (**Figura 4**).

Figura 4.

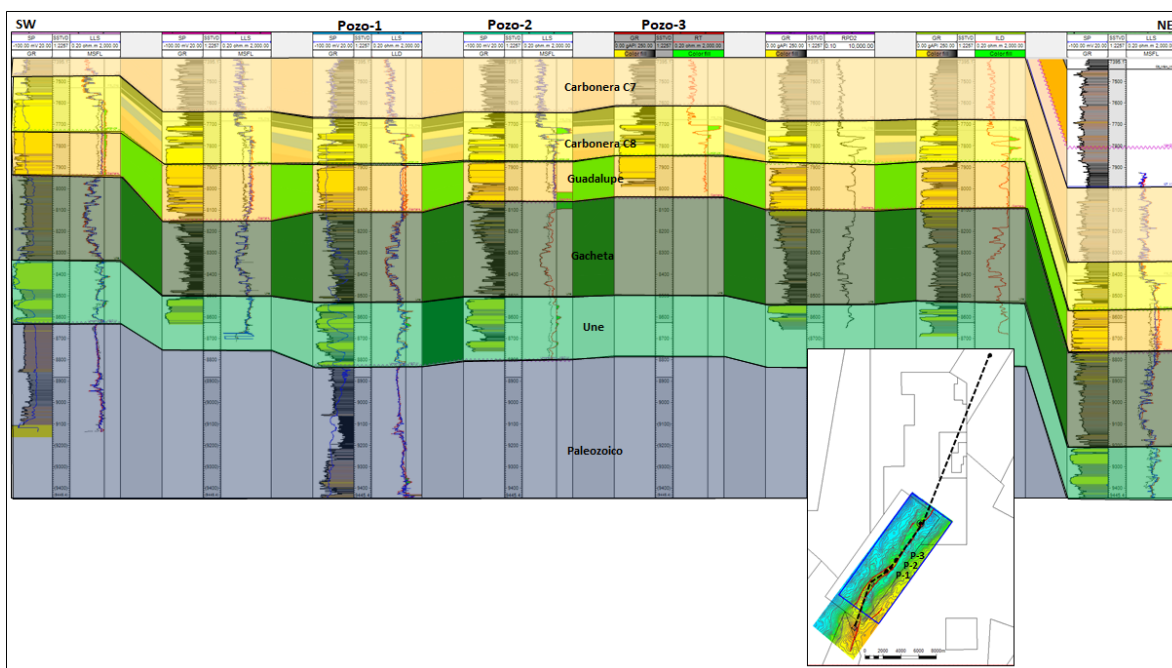
Amarre Sísmica-Pozo en el Campo, nótese la buena correspondencia entre la ondícula obtenida con el sismograma sintético y las reflexiones sísmicas.



Con el fin de tener un mejor entendimiento respecto a la distribución y propiedades del reservorio presente en el campo, se realizaron correlaciones, tanto para los pozos presentes en el Campo de estudio a nivel de detalle, como en los pozos cercanos al mismo, lo anterior con el propósito de analizar desde el punto de vista areal, los comportamientos en términos de espesor y variaciones estratigráficas para los geocuerpos correspondientes a la Unidad objetivo (**Figura 5**).

Figura 5.

Correlación de pozos mostrando la configuración areal del reservorio, nótese la Formación Carbonera C8, dentro de la cual se encuentran las areniscas productoras en el Campo.



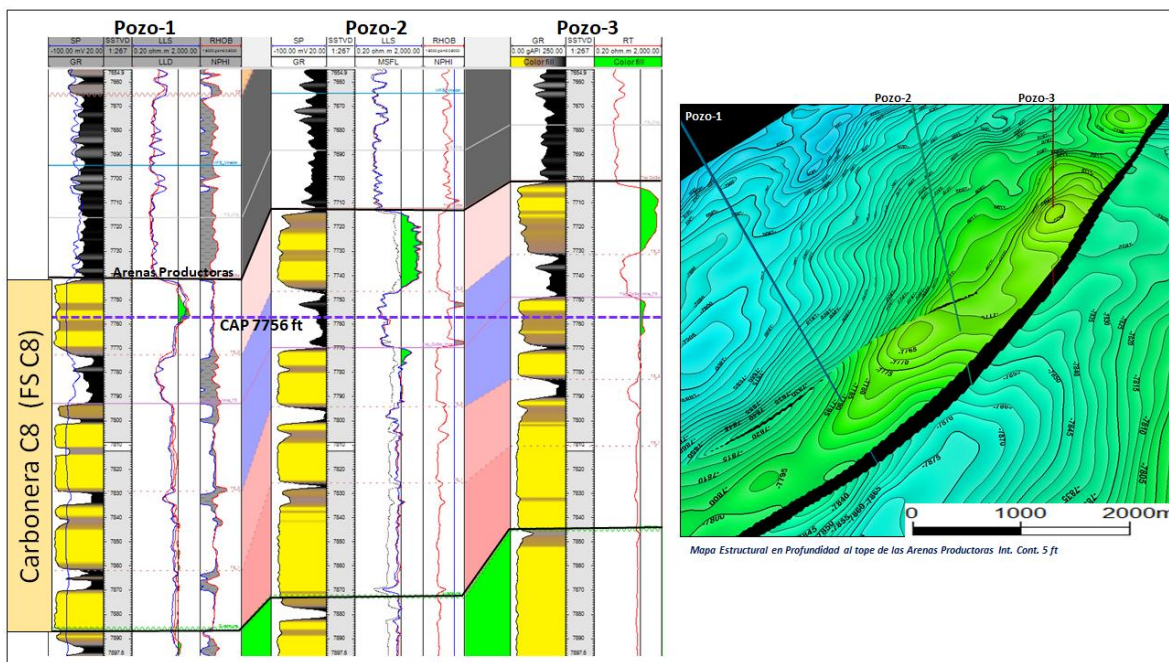
A partir de la correlación de detalle realizada con los tres pozos presentes en el campo de estudio, se puede observar que el reservorio principal se depositó dentro de la secuencia Carbonera C8 (FS C8), posee un espesor que varía entre 28 y 30 ft y está representado por un

evento transgresivo (Aumento en A/S); limitado hacia la base por una superficie de inconformidad y hacia el tope por a una superficie de inundación.

Paleoambientalmente esta sucesión podría correlacionarse con una transición de depósitos de canales fluviales (Apilamiento) a depósitos de relleno de estuarios o bahías con influencia mareal y finalmente lodolitas de estuarios, bahías o lagos (Parte distal) (**Figura 5 y 6**).

Figura 6.

Correlación de pozos a nivel de detalle en el Campo, mostrando las areniscas productoras en el campo depositadas al tope de la secuencia FS C8, nótese el contacto agua-petróleo identificado a 7756 ft en el pozo-1.



3.4 Interpretación Sísmica

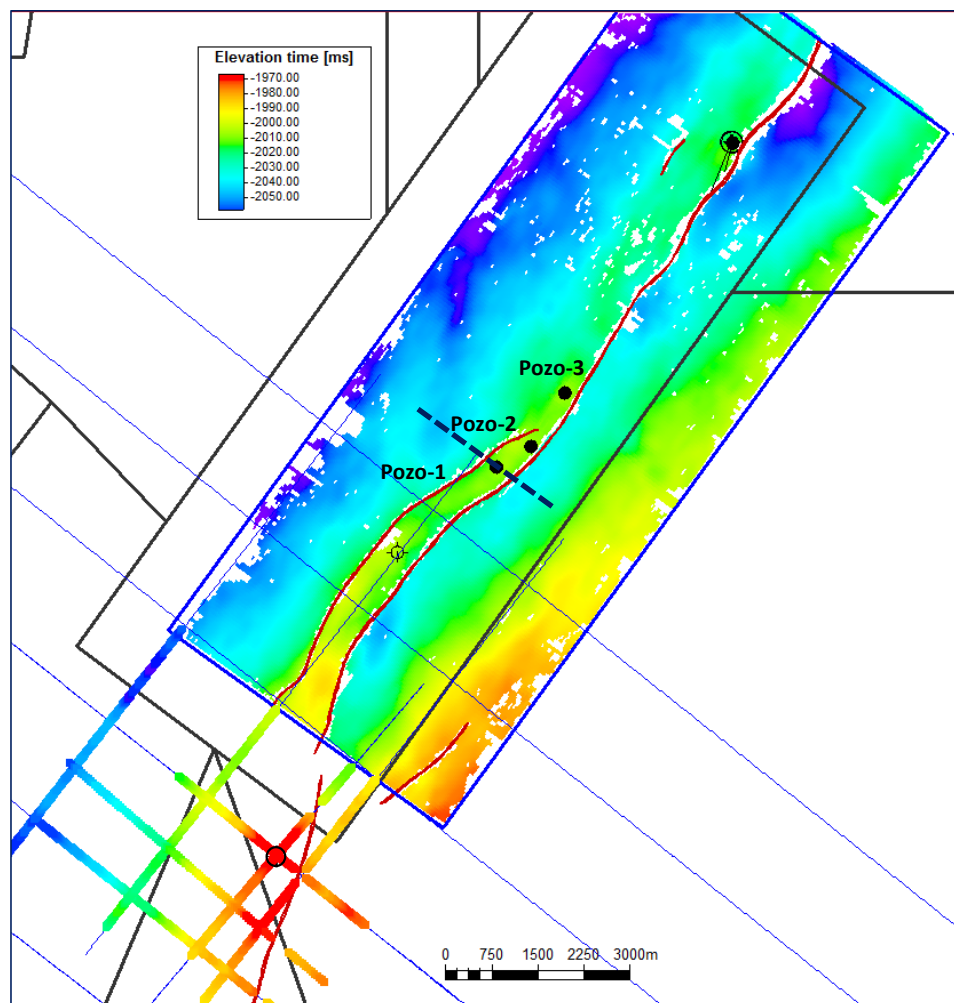
La información sísmica disponible para el Campo de estudio consta de un programa sísmico 3D adquirido en 2007. Para la sección Paleógena y Cretácea, el contenido de frecuencias es moderado a bueno (Aprox. 50 a 75 Hz), obteniendo una resolución vertical ($\lambda/4$) de aproximadamente 20 a 50 pies, resolviendo el espesor de las parasecuencias, las cuales oscilan en el mismo rango; lo anterior permitió caracterizar las terminaciones que constituyen las secuencias, siendo la continuidad de los reflectores buena.

Para el cubo sísmico se tiene una versión migrada PSTM e interpolación PSTM VTI, razón por la cual es posible tener una mejor definición del trazo de las fallas, mayor resolución de los eventos y un mejor posicionamiento de las estructuras en tiempo, mejorando ostensiblemente el amarre con el pozo.

Los horizontes sísmicos interpretados fueron definidos por su respuesta sísmica, bioestratigrafía, cicloestratigráfica, descripciones litológicas e información de registros, identificando los siguientes horizontes: Formación León, Carbonera C1 (FS C1), Carbonera C3 (FS C3), Carbonera C5 (FS C5), Carbonera C8 (FS C8), MFS Gacheta, Paleozoico y Basamento Precámbrico. Es de resaltar que la expresión sísmica asociada a algunos reflectores no es tan clara ni continúa como la asociada a otras unidades/superficies, como es el caso del Tope de la Formación León, Formación Carbonera (FS C1 y FS C3) y del Paleozoico, debido a que los horizontes más fuertes y continuos se asocian a contrastes litológicos y de impedancia acústica muy marcada, por el contrario la respuesta asociada al intervalo principal de la Formación Carbonera C8 es muy buena y fue posible interpretarlo con relativa facilidad a lo largo del cubo 3D (**Figura 7**).

Figura 7.

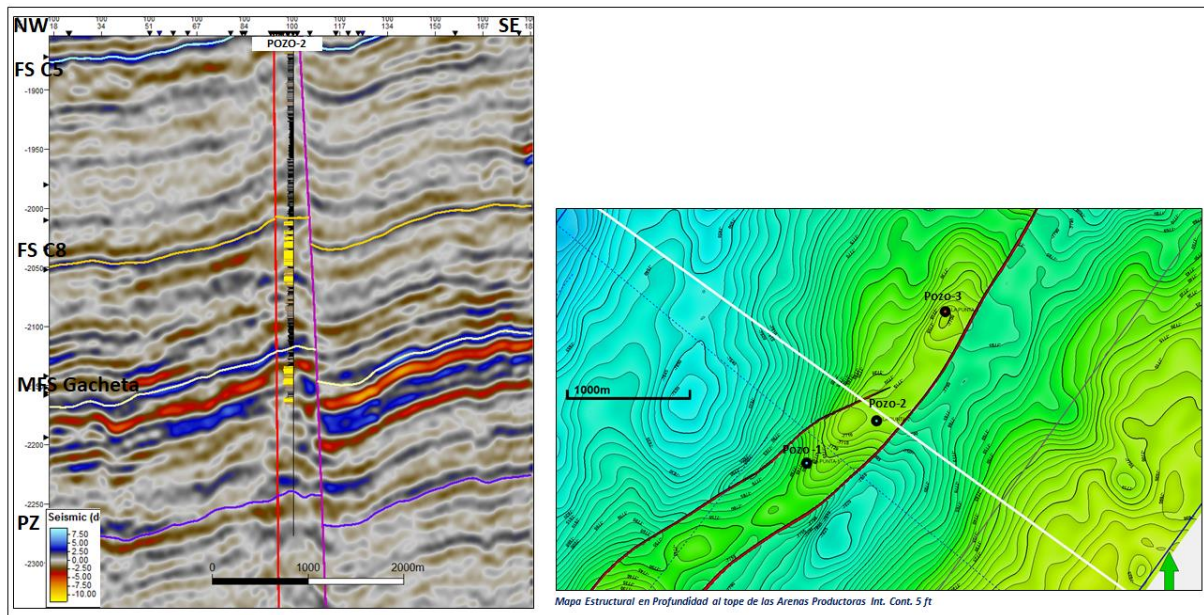
Interpretación en el Cubo Sísmico del Horizonte FS C8 correspondiente a la secuencia del intervalo productor del Campo de estudio.



En la **Figura 8** se muestra una línea sísmica de buzamiento del Campo de estudio, en ella se puede observar una estructura anticlinal fallada con cierre contra falla normal con un componente de rumbo de carácter dextral, que representa la trampa geológica responsable de la acumulación en el Campo. El horizonte FS C8 representa la reflexión sísmica de la secuencia Carbonera C8, dentro de la cual se depositaron las areniscas productoras en el Campo.

Figura 8.

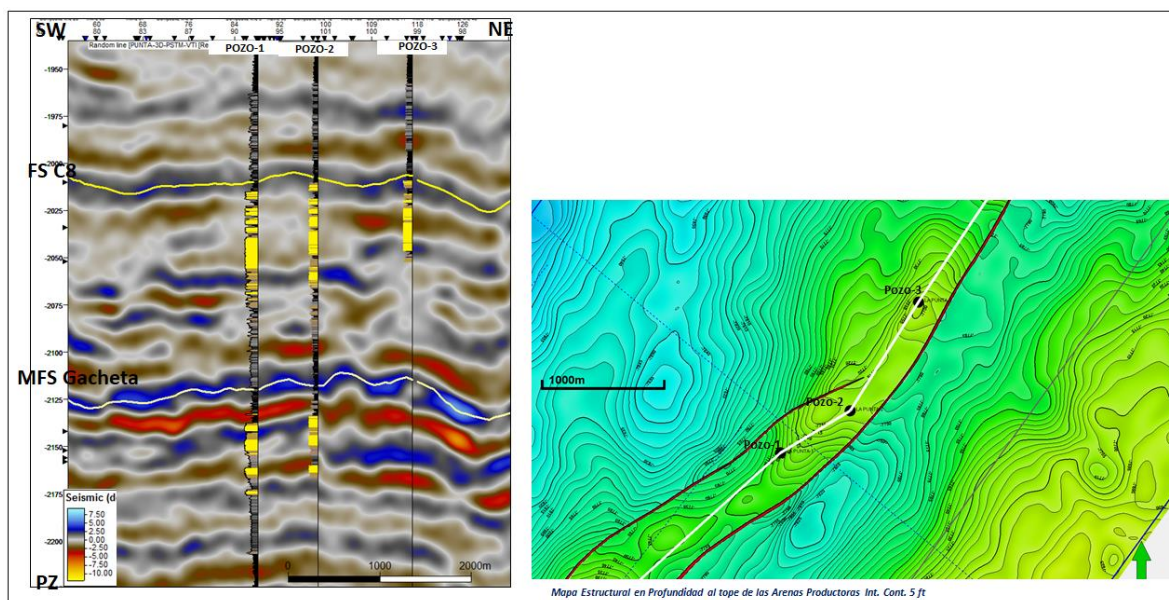
Línea Sísmica de Buzamiento mostrando la configuración de la trampa estructural asociada al Campo de Estudio, nótese la verticalidad de la falla indicando posible componente de rumbo.



La **Figura 9** corresponde a una línea sísmica, la cual representa la configuración de la trampa geológica del Campo en el sentido del rumbo, en ella podemos observar el cabeceo de la estructura tanto al Noreste como al Suroeste, el cual da lugar al cierre estructural responsable de la acumulación.

Figura 9.

Línea Sísmica de Rumbo mostrando la configuración de la trampa estructural asociada al Campo de Estudio.

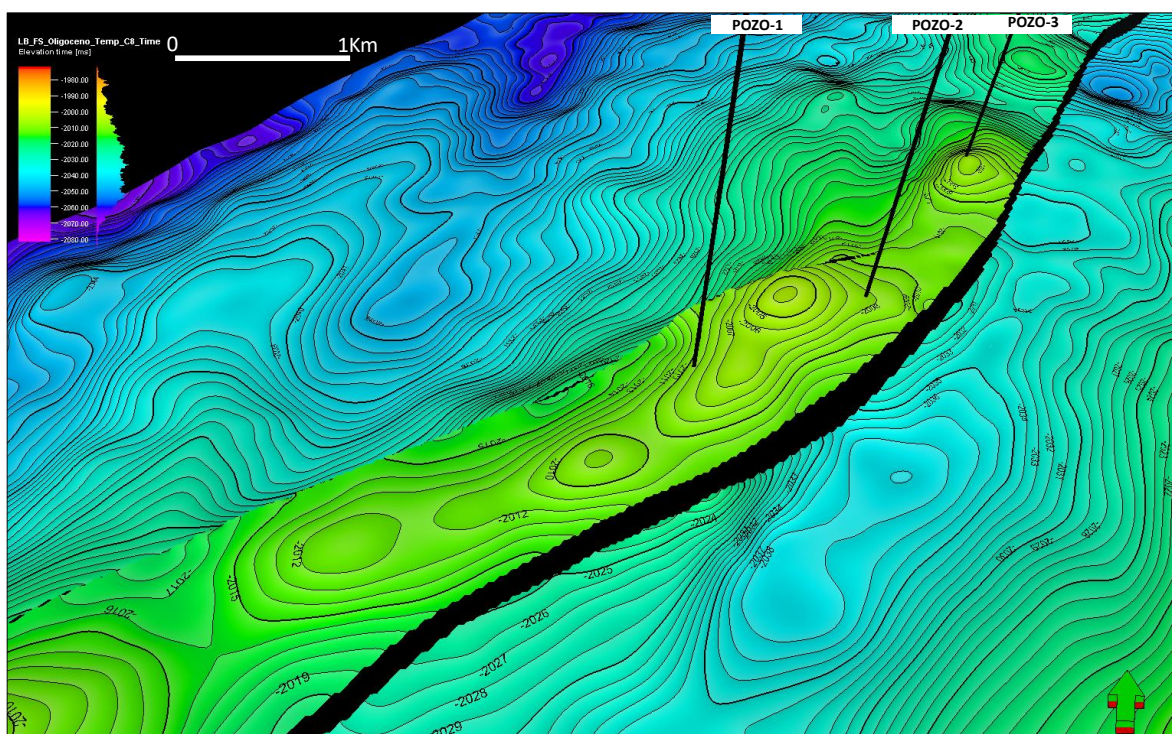


3.5 Mapeo en Tiempo y Profundidad

Una vez realizada la interpretación de los horizontes en la totalidad de las líneas sísmicas del cubo, se generaron mapas estructurales en tiempo doble al tope de cada una de las unidades presentes en el área. En la **figura 10** se muestra el mapa estructural TWT al tope de la unidad depositacional FS C8, en el cual se puede ilustrar la configuración estructural del Campo de estudio, correspondiente a un cierre anticlinal en tres direcciones en el *Footwall* de una falla normal, con un relieve aproximado de 12 milisegundos.

Figura 10.

Mapa Estructural en Tiempo Doble (TWT), al tope de la unidad deposicional FS C8 (Areniscas Productoras), con Intervalo de Contorneo de 1ms, mostrando la configuración estructural del Campo de estudio.

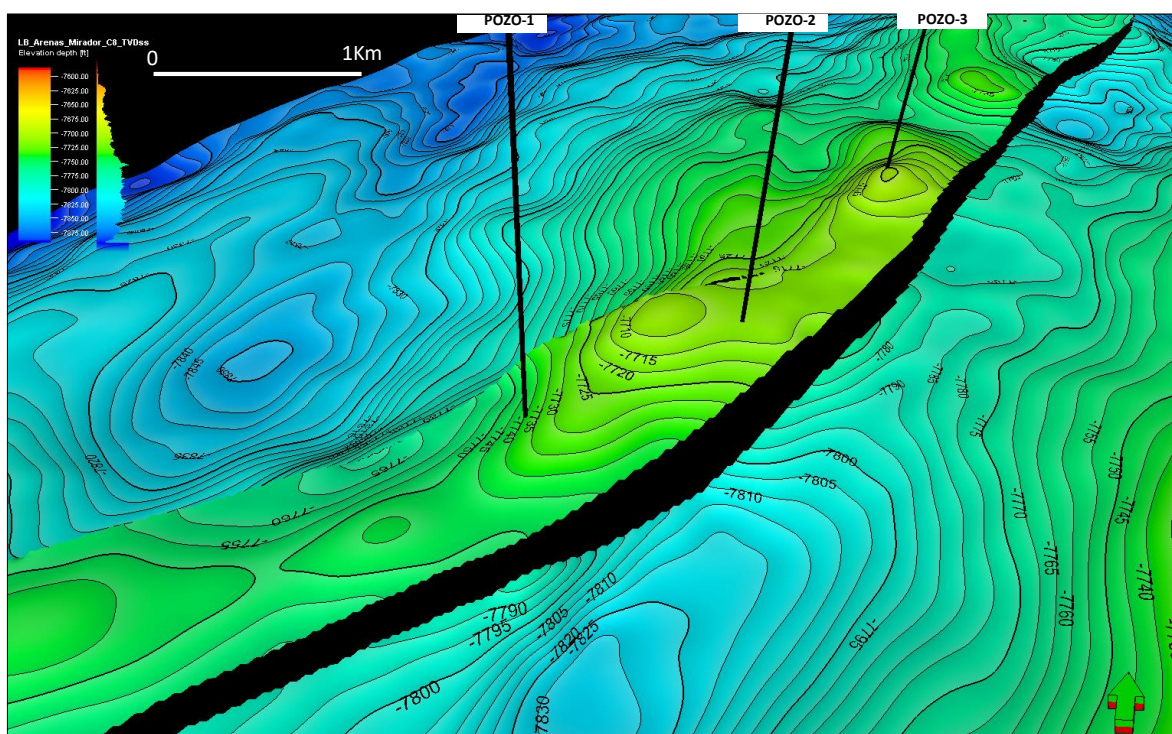


La conversión Tiempo (TWT) - Profundidad (TVDss), se realizó a través de una función de velocidad promedio para los horizontes de interés, estableciendo una relación entre la profundidad de los marcadores picados por registros para cada pozo llevada al SRD (656 ft snm) y su correspondiente tiempo (TWT) en la sísmica, llevando a cabo una regresión lineal. Posteriormente se construyó un mapa de isovelocidades con correlación del mapa en tiempo para cada horizonte, el cual introdujo en la fórmula de $TVDSRD = V_{prom} \cdot TWT$, para obtener un mapa en profundidad el cual se referenció a TVDss (TVDSRD-656) (**Figura 11**). La configuración estructural obtenida con el mapa de profundidad se mantiene con respecto a los mapas en tiempo,

de igual modo se muestra una estructura anticlinal con un relieve estructural de 50 ft y un salto de falla que varía entre 70 y 160 ft, lo cual es suficiente para hacer yuxtaposición de las arenas reservorio con los shales y arcillas de las unidades suprayacentes (**Figura 11**).

Figura 11.

Mapa Estructural en profundidad, al tope de la unidad deposicional FS C8 (Areniscas Productoras), con Intervalo de Contorneo de 5 ft, mostrando la configuración estructural del Campo de estudio.



4. Definición de áreas potenciales no identificadas utilizando el nuevo modelo reinterpretado y las pruebas de presión.

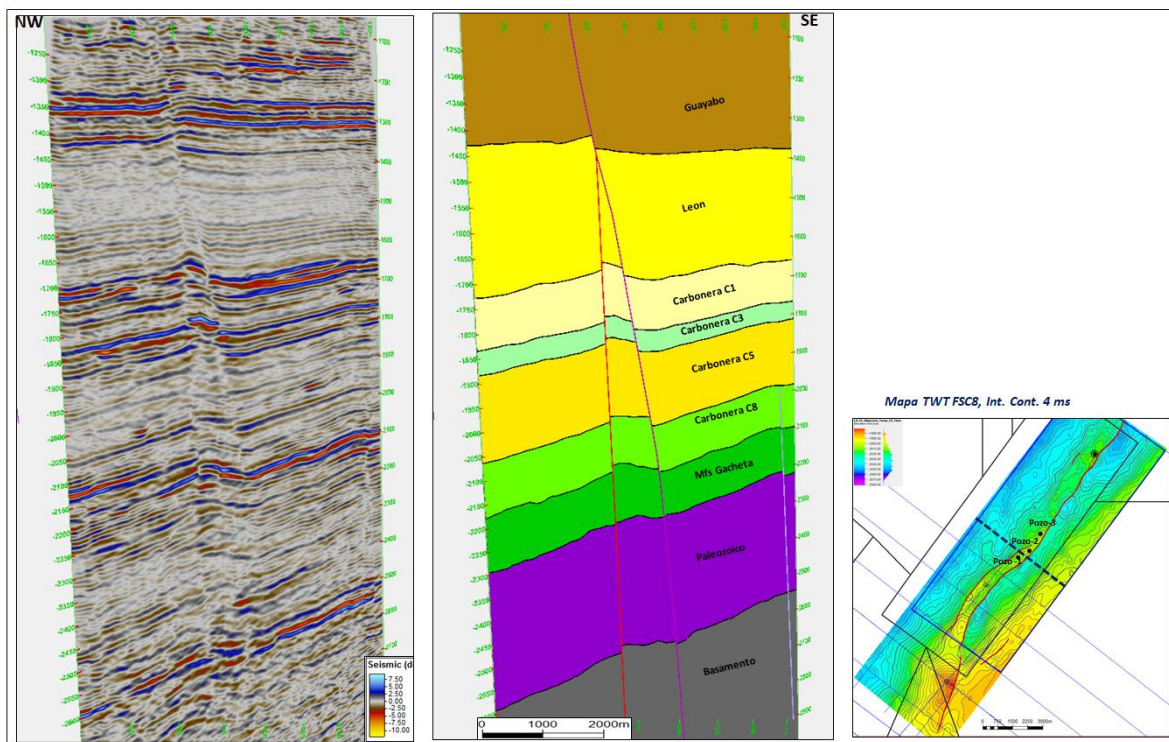
4.1 Sistemas de Fallas y Altos Estructurales Identificados en el Campo de Estudio.

La estructura correspondiente al Campo de estudio se encuentra enmarcada dentro de un ambiente estructural distensivo afectado por un movimiento de rumbo suave o neutral que da lugar a la reactivación de fallas preexistentes a nivel del basamento y el Paleozoico, las cuales son responsables de la formación de pliegues a nivel tanto del Cretáceo como del Terciario. En la imagen izquierda de la **Figura 12**, se puede observar una línea sísmica en el sentido del buzamiento sin interpretación, la imagen del centro corresponde a la interpretación geológica de la línea, donde se muestra la configuración estructural del Campo de estudio desde las unidades más antiguas, pasando por las unidades de interés productor hasta llegar a los depósitos más recientes como la Formación Guayabo.

Es de resaltar la expresión sísmica de las fallas presentes, las cuales se asocian a un componente de rumbo.

Figura 12.

Línea Sísmica de buzamiento, mostrando la configuración estructural con presencia de rumbo en el Campo de estudio, para todas las unidades geológicas presentes.

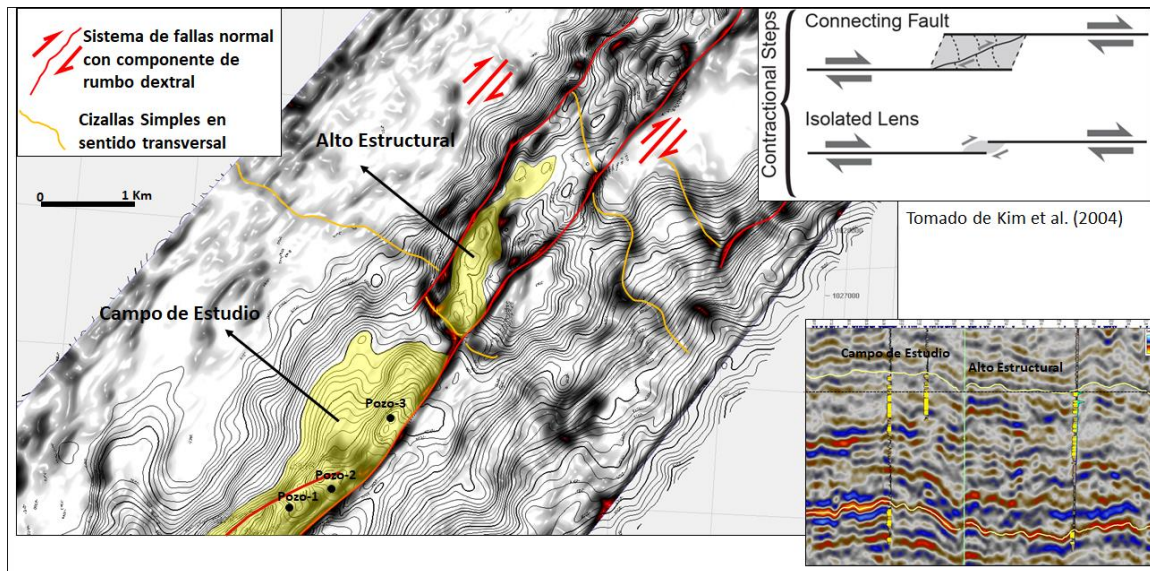


Actualmente la configuración de las fallas corresponde a un sistema normal con un componente de rumbo posiblemente de carácter dextral, el cual da lugar a la formación de cizallas simples en sentido transversal a las fallas normales principales. Los saltos de las fallas normales principales oscilan entre 80 y 160 ft, lo cual es suficiente para poner en contacto las areniscas de la formación productora del campo, con las arcillas y shales que la suprayacen. Mediante la extracción de un cubo de varianza, el cual refleja las discontinuidades asociadas a las reflexiones sísmicas, fué posible identificar no solo el sistema de fallas principal sino también los sistemas transversales expuestos anteriormente (**Figura 13**).

Conforme a lo anteriormente expuesto, podemos proponer que los sistemas de fallas transversales a las fallas principales normales funcionan como barreras o límites laterales de las estructuras, las cuales estarían compartimentalizando el campo de estudio y podrían servir como zonas para la generación de altos estructurales, los cuales aún no han sido perforados y drenados (Figuras 13 y 14).

Figura 13.

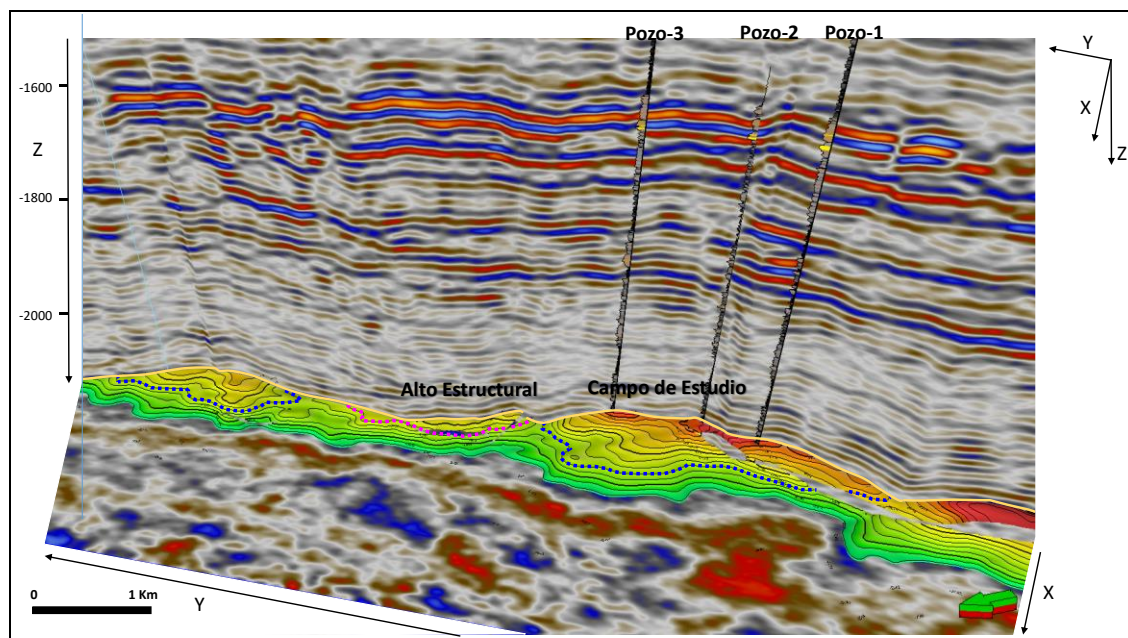
Cubo de varianza mostrando las discontinuidades sísmicas, nótese las líneas rojas corresponden al sistema de fallas normales con componente de rumbo dextral, las líneas naranjas muestran el sistema de cizallas simples en sentido transversal.



Esta interpretación será corroborada más adelante con el análisis de los datos de presiones de los pozos y las áreas de drenaje.

Figura 14.

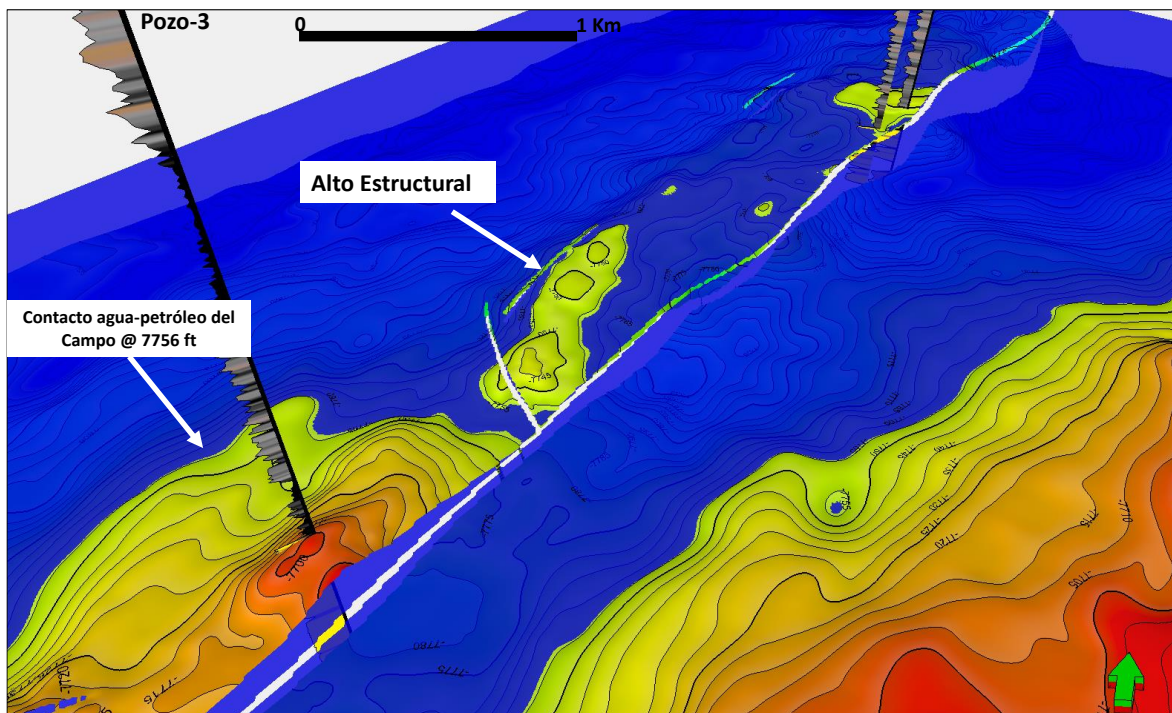
Línea sísmica y mapa estructural en tiempo a lo largo del campo de estudio, nótese el alto estructural que se genera producto del sistema de fallas de cizalla.



Al proyectar el contacto agua-petróleo del campo de estudio a 7756 ft, podemos observar que el alto estructural identificado se encuentra por encima del mismo, lo anterior refuerza la probabilidad de que este alto no haya sido drenado por los pozos del campo y pueda ser de interés para la perforación de un pozo que pueda aumentar las reservas del campo (**Figura 15**). El análisis de las áreas de drenaje y la producción acumulada de cada pozo nos ayudará a corroborar lo antes propuesto.

Figura 15.

Mapa estructural en profundidad al tope de la formación productora con intervalo de contorneo 5ft, nótese el contacto agua-petróleo del campo a 7756 ft proyectado sobre el mapa.



4.2 Análisis de las Pruebas de Presiones, Áreas de Drenaje y Curvas de Declinación

Respecto a la **figura 16**, se observar que a tiempos largos la derivada se separa de la pendiente ($m=0$), para levantar su tendencia, este efecto se puede asociar inicialmente con un primer límite impermeable de condición sellante. Posteriormente este incremento se mantiene, al punto de superar la relación DP/DQ en casi el doble a tiempos medios de aproximadamente 1.2 hora; al igual se puede apreciar que la tendencia sigue, indicando una probablemente la existencia de un límite adicional con similares características.

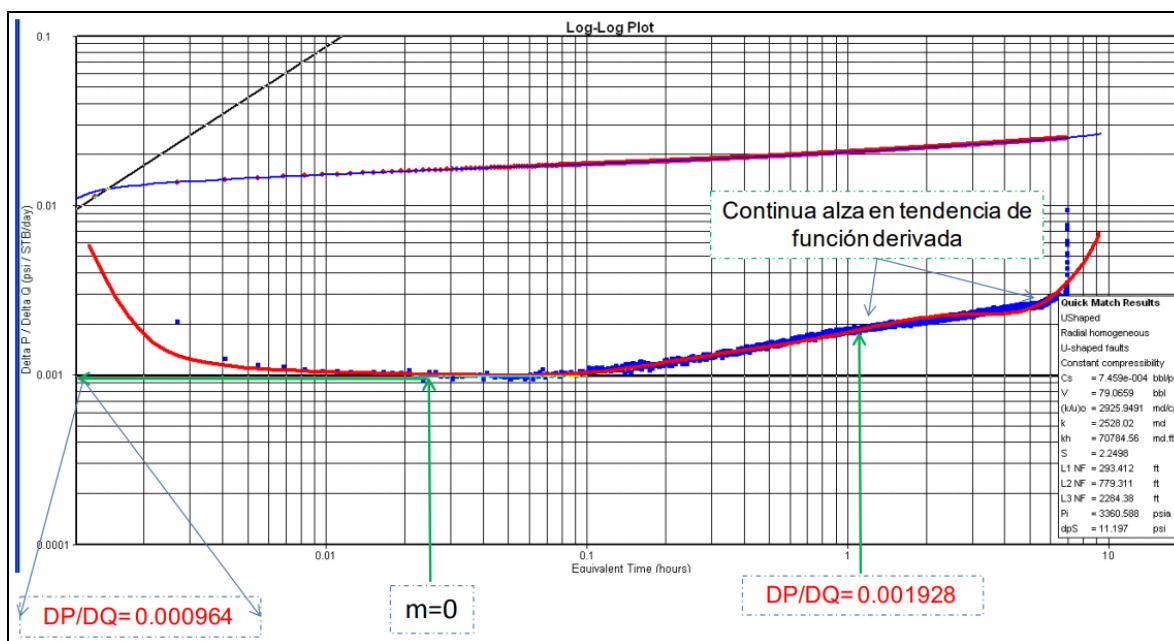
De acuerdo con el análisis realizado al comportamiento durante la prueba de presión registrada para el Pozo 3, se puede concluir inicialmente que la prueba es representativa y que corresponde a un modelo de pozo vertical con daño en yacimiento homogéneo cercano al menos a un límite impermeable localizado a 293 ft del pozo, este límite podría relacionarse con la falla normal principal que funciona como cierre estructural del campo y está localizada al este del pozo (**Figuras 13 y 15**).

Por otro lado, se estima que habría un segundo límite sellante más allá de los 780 ft, el cual probablemente este asociado con el sistema de fallas en sentido transversal de tipo cizalla simple, el cual se encuentra localizado al Noreste del Pozo 3. Lo anterior estaría corroborando la interpretación de que el campo se encuentra compartimentalizado, como se pudo observar en la sísmica, el cubo de varianza y los mapas estructurales (**Figuras 13 y 15**).

Un tercer límite identificado estaría a 2284 ft, el cual podría correlacionarse con la falla normal sintética localizada al suroeste del pozo.

Figura 16.

Gráfico Doble-Logarítmico de la presión y derivada para el pozo 3.



Por otro lado, también se realizó el análisis de las áreas y radios de drenajes para los tres pozos productores del Campo. Con base en los parámetros petrofísicos como espesor neto (h), porosidad (ϕ), saturación de agua (S_w), saturación de aceite residual (S_{or}), factor volumétrico (B_{oi}) y producción acumulada para cada pozo (N_p), se calcularon las áreas de drenaje para cada pozo, mediante la siguiente formula;

$$A = \frac{N_p * B_{oi}}{7758 \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w - S_{or})} [STB]$$

Así mismo se obtuvo el valor de los radios de drenaje para un pozo vertical, mediante la siguiente formula;

$$r_{dv} = \sqrt{\frac{43560 N_p \cdot B_{oi}}{7758 \cdot \pi \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w - S_{or})}} \quad [ft]$$

De esta manera los resultados para los tres pozos se muestran en la **tabla 1**. El Pozo-1 posee la menor área con 109 acres, un radio de 375 m y fué el pozo que encontró el contacto agua-petróleo del Campo. El Pozo- 2 tiene un área de 133 acres, un radio de 414 m y la producción acumulada más alta con 3.98 mmbls. El Pozo-3 fue perforado en la parte más norte, es el más alto en la estructura y tiene la mayor área de drenaje con 169 acres y un radio de 466 m.

Tabla 1.

Cálculo de las áreas y radios de drenaje para los pozos productores del Campo.

	Produccion	h	Φ	Sw	Sor	Boi	Area drenaje @ Np		Radio drenaje @ Np	
	mbls	pies	fraccion	fraccion	fraccion	V/V	acres	mt^2	pies	m
Pozo-1	3088470	24	0.28	0.2	0.15	1.2	109	442592	1231	375
Pozo-2	3982630	28	0.25	0.24	0.1	1.2	133	539599	1360	414
Pozo-3	3142086	20	0.2	0.18	0.1	1.2	169	682918	1530	466

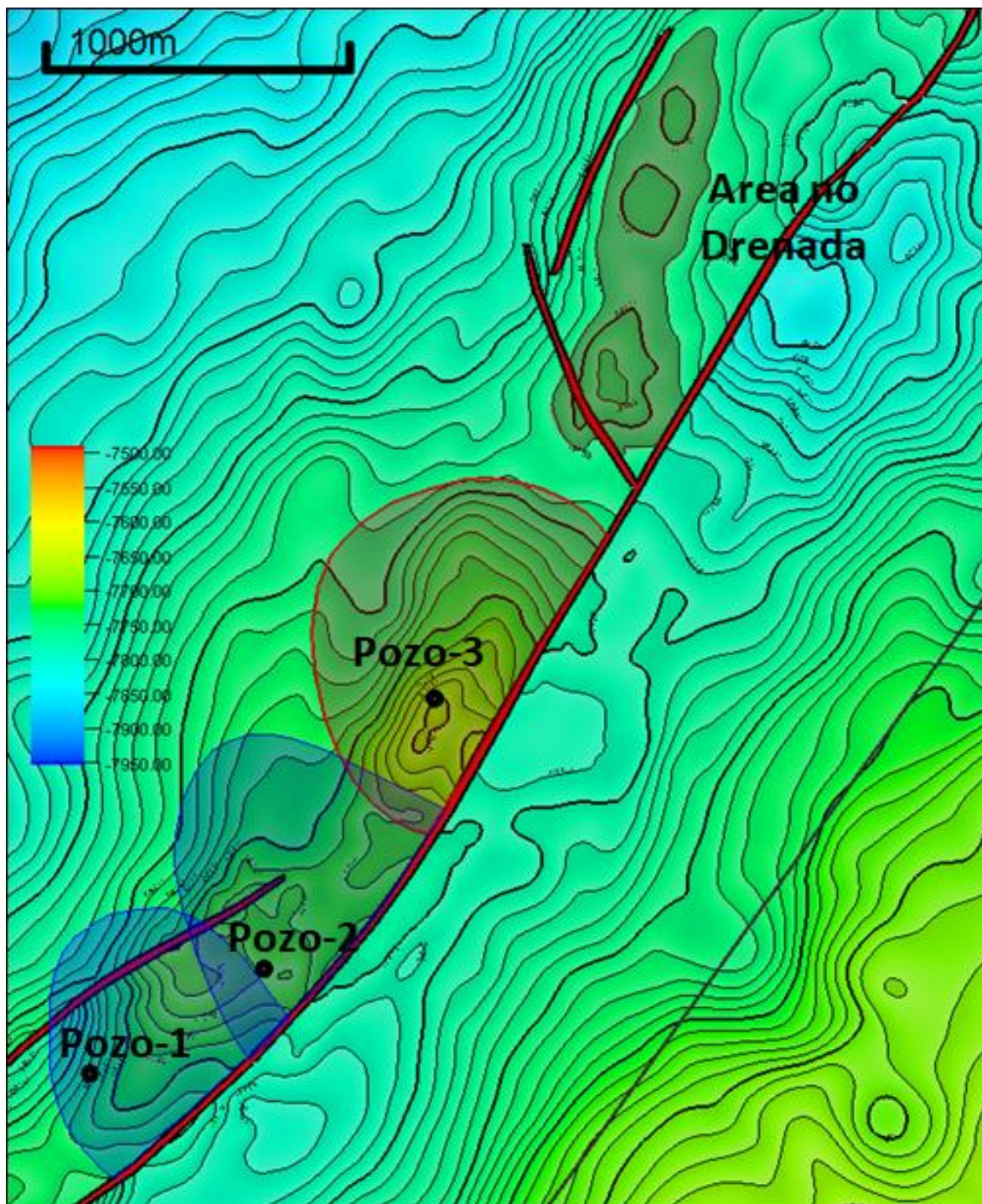
En la **Figura 17** se muestran las áreas de drenaje calculadas para cada pozo productor sobre el mapa de contornos estructurales, en esta se puede observar que hasta el momento se ha logrado drenar gran parte del petróleo acumulado en la estructura, quedando muy pocas zonas remanentes.

El análisis del Pozo-3 es de gran importancia, ya que se encuentra ubicado hacia el sector Noreste del campo y sería el más cercano al compartimento estructural propuesto como posible zona para perforar un nuevo pozo.

El área de drenaje de este pozo no alcanzaría a tener influencia sobre el alto, razón por la cual esta zona podría proponerse como un área no drenada dentro del campo que podría ser perforada con el propósito de incrementar reservas y producción.

Figura 17.

Áreas de drenaje obtenidas para cada pozo sobre el mapa de contornos estructurales del Campo, nótese al Noreste el alto estructural propuesto como área no drenada.



Cabe resaltar que los cálculos de las áreas y radios de drenaje mostrados anteriormente fueron realizados utilizando la producción acumulada hasta el momento en el Campo y no reflejan el último estimado del mismo.

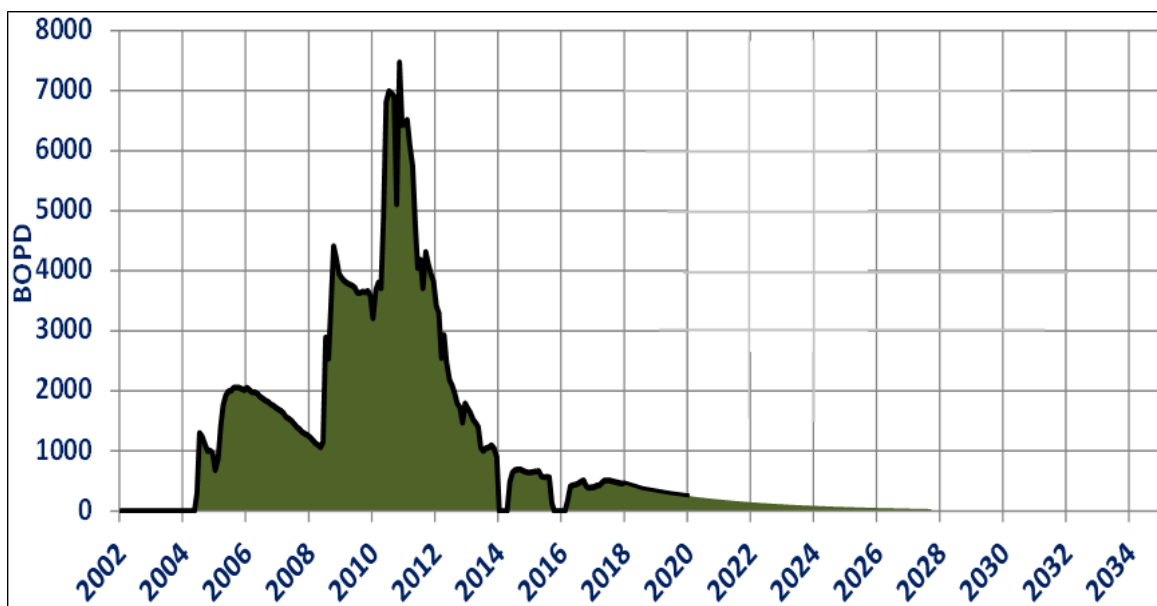
Debido a que se trata de un campo maduro con un alto corte de agua, la producción acumulada por pozo se encuentra cercana al EUR, por esta razón las áreas y radios de drenaje calculados con el último estimado de recobro aumentarían tan solo entre un 5 y un 10%. Por todo lo anteriormente expuesto se puede concluir que ninguno de los tres pozos afectaría el compartimento propuesto al Noreste del Campo.

Otro factor de gran importancia en el análisis del Campo lo constituye el comportamiento de la producción, en la **Figura 18** se muestra como ha sido la evolución en el tiempo de esta, comenzando en el año 2004 con la reapertura del Pozo-1 alcanzando una producción cercana a los 2000 bopd en el año 2006. Posteriormente en el 2008 se perforó el Pozo-2 y se logró alcanzar una producción de 4000 bopd.

Finalmente, en el 2010 con la perforación del Pozo-3 se obtuvo el pico de producción del Campo con cerca de 7000 bopd en el año 2012. A partir de este período, la curva de producción muestra una declinación del Campo hasta el año en curso, en el cual se registra una producción de 400 bopd.

Figura 18.

Curva de Producción Histórica del Campo.

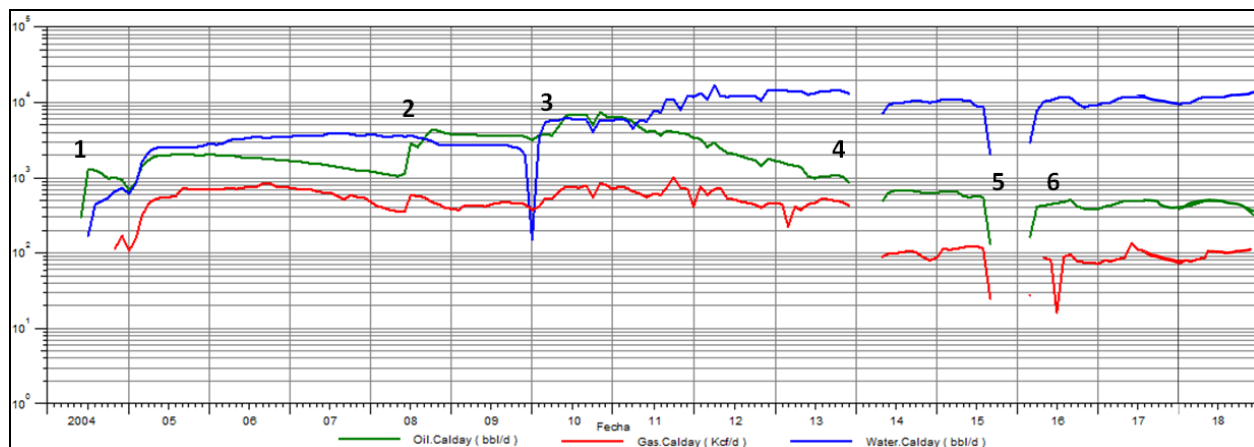


En la **Figura 19**, se muestra de forma detallada como ha sido la evolución en el tiempo de la producción de petróleo, agua y gas, junto con los eventos más relevantes. El número 1 corresponde a la entrada en producción del Pozo-1, el 2 a la entrada en producción del Pozo-2 y el 3 a la entrada del Pozo-3. El número 4 registra el cambio de operador del Campo, mientras el 5 corresponde a un cierre temporal por facilidades. Finalmente, el número 6 muestra la reactivación de los Pozos 2 y 3 del Campo en el año 2016.

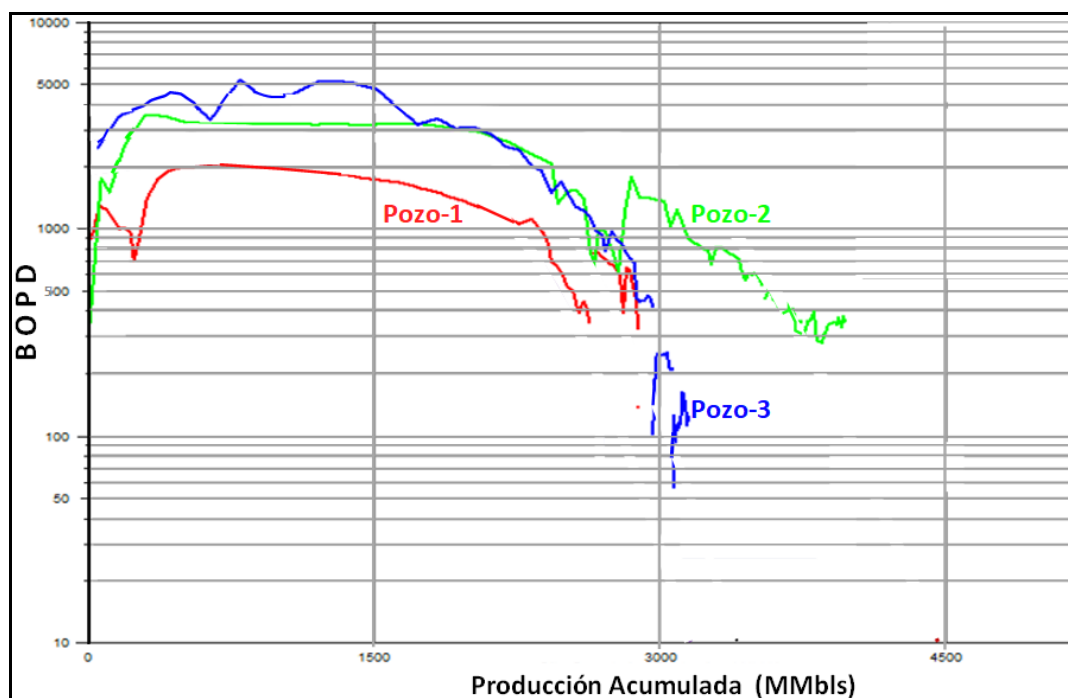
De esta gráfica también podemos decir que la producción actual de petróleo está cercana a los 400 bopd, mientras que la de gas es de aproximadamente 100 kpcd y la de agua es de 12000 bwpd. El BSW del campo es de 95% con un WOR de 24 bl/bl.

Figura 19.

Comportamiento de la producción del Campo.

**Figura 20.**

Producción Diaria Vs Producción acumulada para cada uno de los pozos del Campo.



Así mismo, hay que mencionar además, el comportamiento individual de los pozos, en la **Figura 20** se muestra la producción diaria versus la acumulada para cada pozo, en ella se puede observar que el Pozo-2 posee la mayor producción acumulada del Campo con cerca de 4 MMbbls y una producción actual de 350 bopd, seguido del Pozo-3 con un acumulado de 3.2 MMbbls y una producción cercana a los 100 bopd, por último el Pozo-1 con un acumulado de 3.0 MMbbls, este pozo se encuentra actualmente cerrado debido a los altos cortes de agua.

5. Modelo geoestadístico del campo de estudio

5.1 Definición Tipos de Roca y Propiedades Petrofísicas

Con base en la información de registros de los tres pozos existentes en el Campo, se definieron los tipos de roca presentes en el yacimiento, los cuales corresponden a facies de areniscas limpias consideradas como tipo de roca 1, cuyas propiedades petrofísicas permiten caracterizarlas como un buen reservorio.

El tipo de roca 0 corresponde a areniscas lodosas, las cuales son catalogadas como pobre a regular reservorio. Cabe resaltar que dentro del intervalo productor cerca del 70% de las areniscas son de muy buena calidad (**Figuras 21, 23, 24 y 25**).

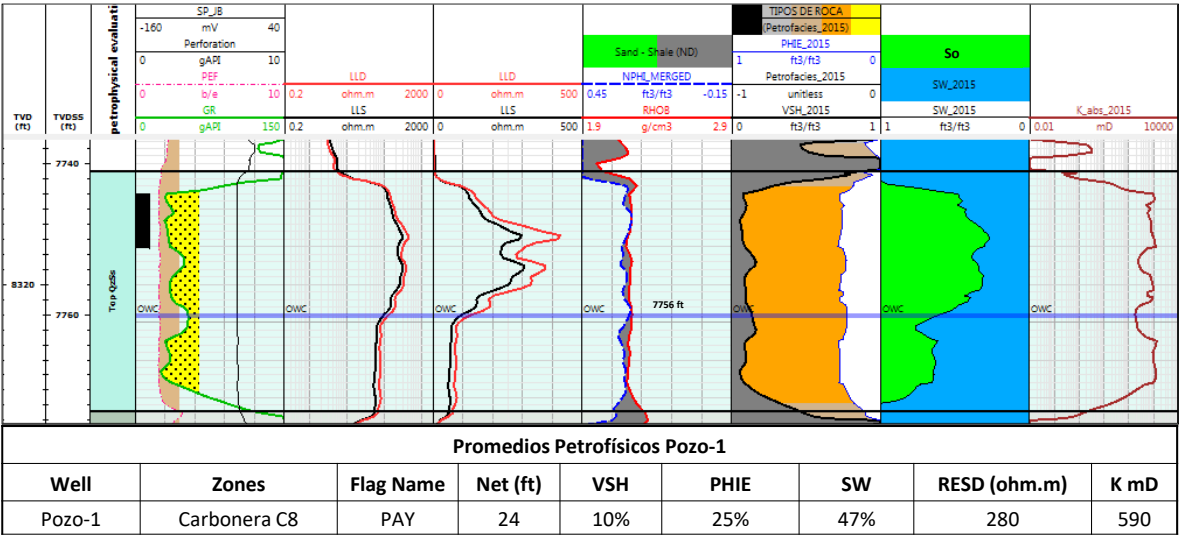
Para el cálculo del Vshale se utilizó la curva de rayos gamma (Valores mínimo y máximo usados fueron de 10 y 180 unidades API), a partir de la siguiente ecuación; $Vsh = (GR - Grmin) / (GRmax - Grmin)$

La porosidad total se calculó a partir del registro de densidad utilizando la formula $PHIT = (RHO_{Bm} - RHO_B) / (RHO_{Bm} - RHO_{Bf})$ donde: $RHO_{Bm} = 2.65 \text{ gr/cc}$, $RHO_{Bf} = 1 \text{ gr/cc}$. La Porosidad efectiva se estimó con la Total y el Vshale así: $(PHIE = PHIT * (1 - V_{shale}))$.

Antes de realizar la estimación de la saturación de agua, se calculó la salinidad del agua de formación a partir de las propiedades del lodo de la sección que corta al reservorio y el SP, obteniéndose un valor de 1100 ppm de CL-. Para S_w se utilizó el modelo de Archie debido a la naturaleza cuarzosa de las arenas (>90%) y con valores de $m=n=2$. los cuales se asocian a valores de resistividades que oscilan entre 8 a 137 Ohm.m (**Figura 21**).

Figura 21.

Evaluación petrofísica del Pozo-1, abajo tabla resumen de promedios petrofísicos, nótese el Track de saturación de aceite, en el cual se identifica el Contacto Agua-Petróleo a 7756 ft.

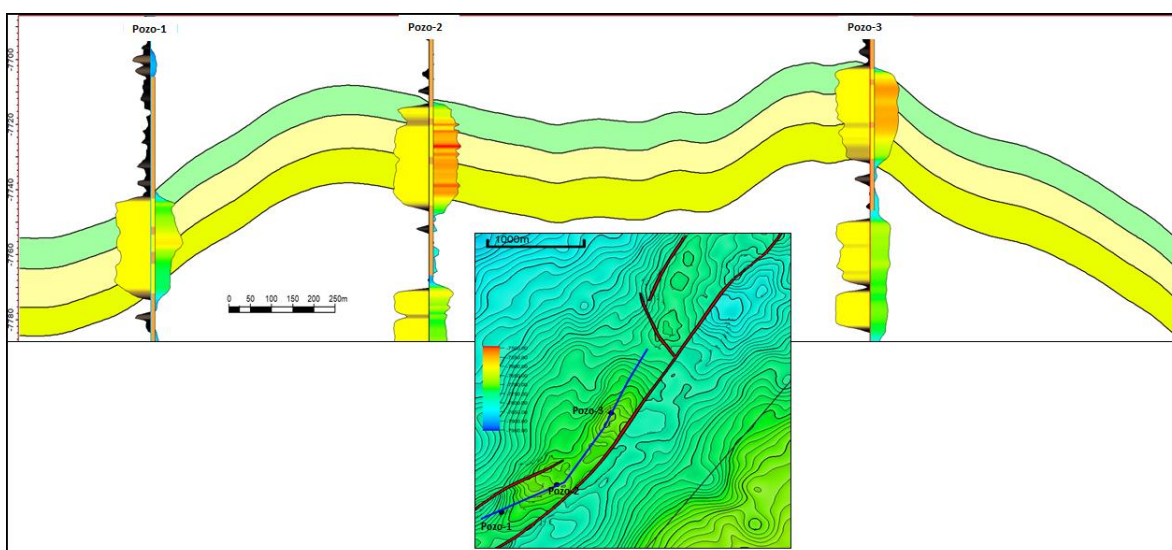


5.2. Modelamiento Geoestadístico del Campo

El primer paso para la elaboración del modelo Geoestadístico, fué la definición de zonas basados en los ciclos estratigráficos obtenidos a partir de las correlaciones estratigráficas de los pozos. De esta manera, se definieron tres zonas para la Formación Carbonera C8 tal como se muestra en la **Figura 22**.

Figura 22.

Definición de zonas para la Formación Carbonera C8, basado en ciclos estratigráficos.



Posteriormente, se realizó el escalamiento a los registros eléctricos, de los tipos de roca y propiedades petrofísicas tales como porosidad, permeabilidad y Vshale, en los tres pozos del Campo (**Figura 23, 24 y 25**).

Figura 23.

Escalamiento de las propiedades petrofísicas y tipos de roca para el Pozo-1, nótese en el Track 1 y 2 los registros Gr y Resistivos, en el 3 y 4 los tipos de roca y Vshale, en el 5 y 6 la Porosidad y Permeabilidad.

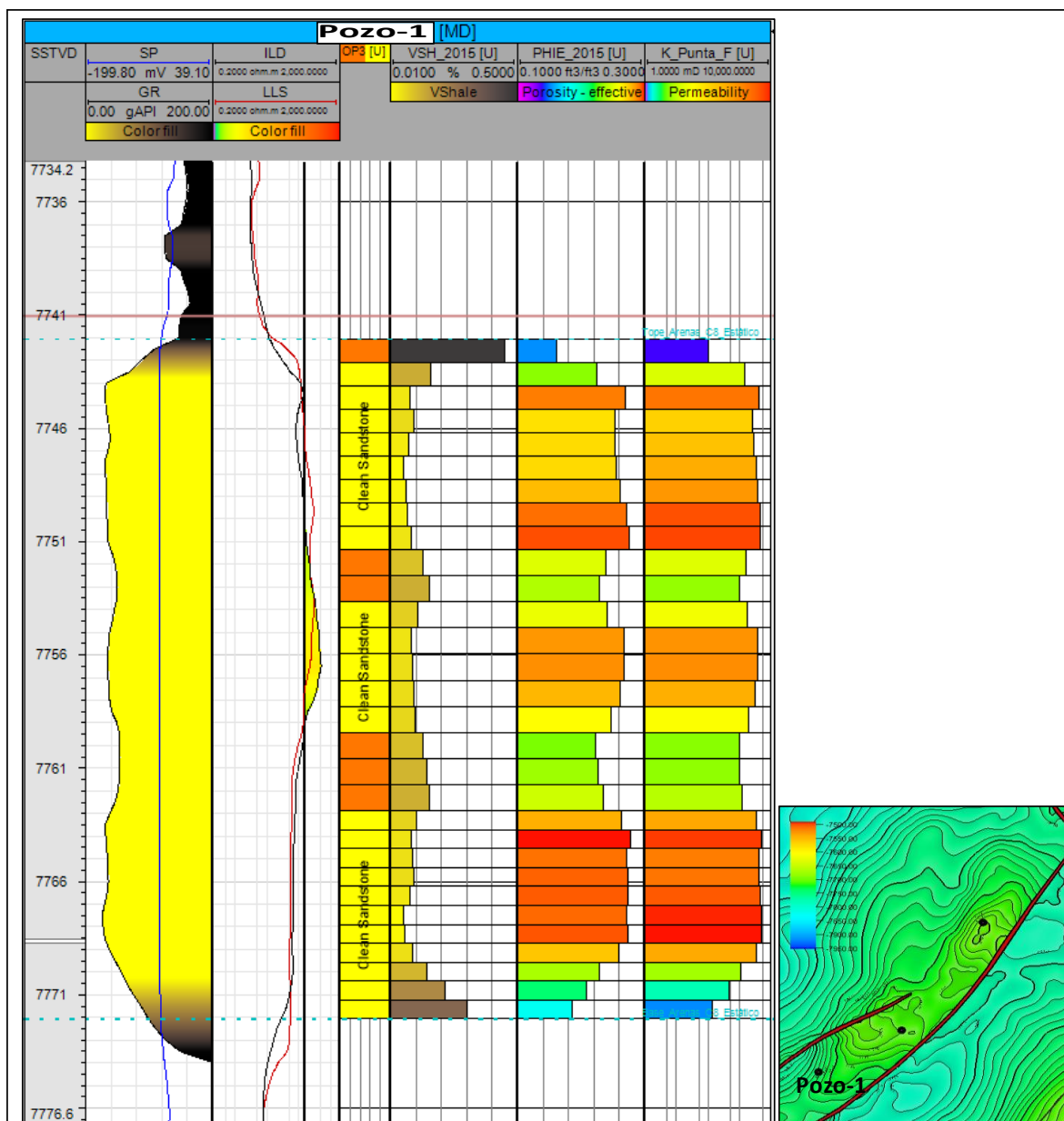


Figura 24.

Escalamiento de las propiedades petrofísicas y tipos de roca para el Pozo-2, nótese en el Track 1 y 2 los registros Gr y Resistivos, en el 3 y 4 los tipos de roca y Vshale, en el 5 y 6 la Porosidad y Permeabilidad.

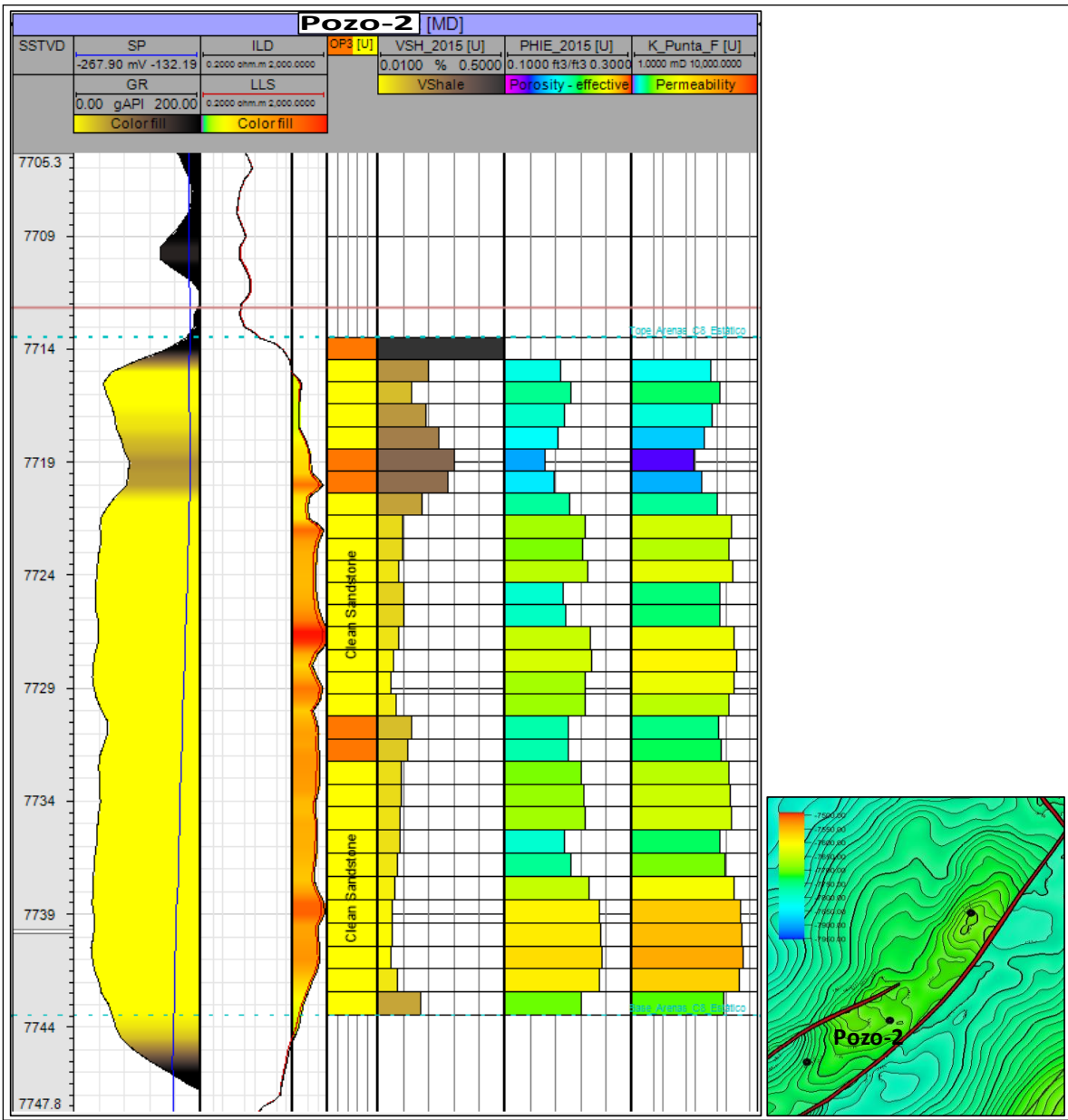
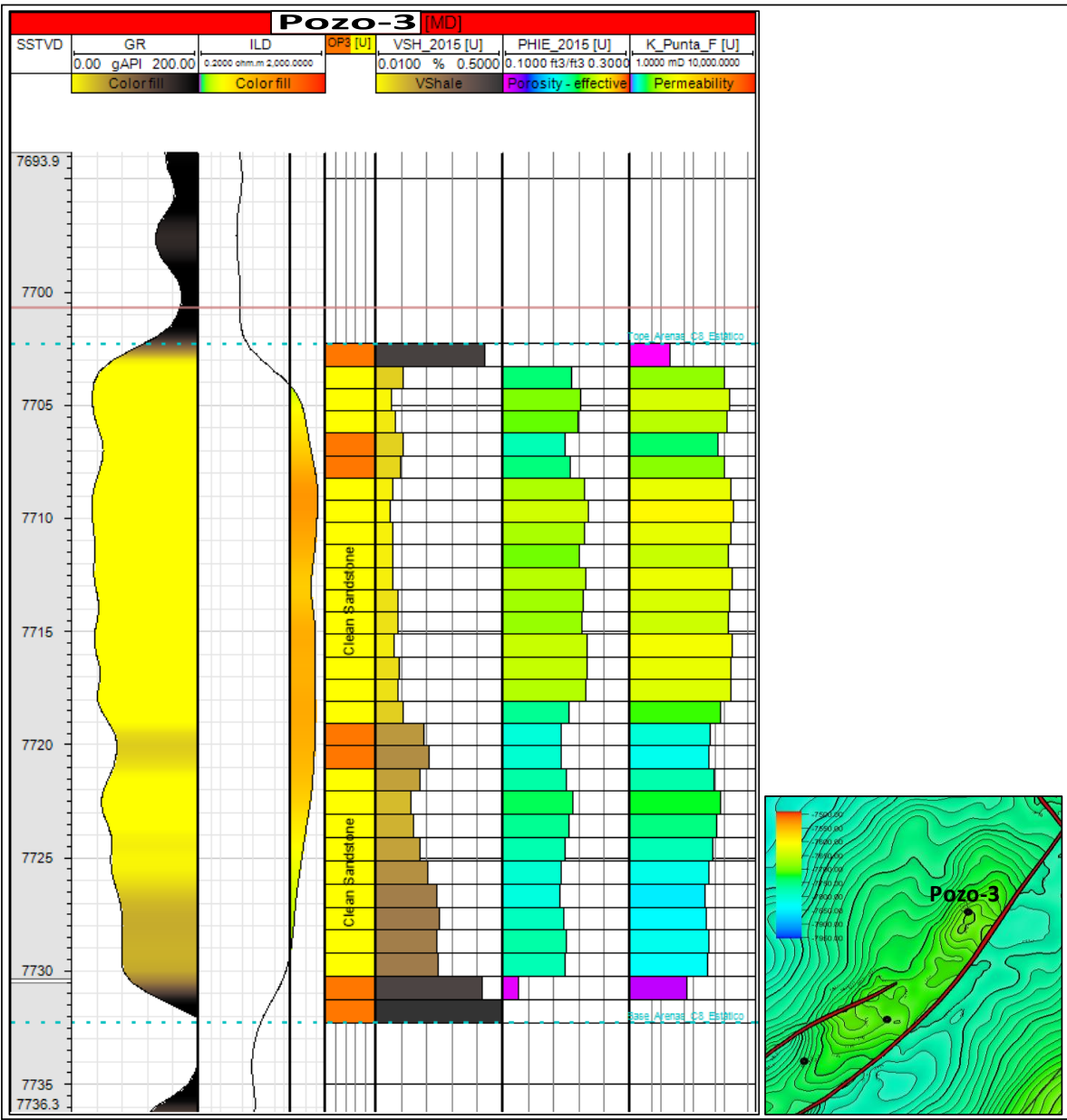


Figura 25.

Escalamiento de las propiedades petrofísicas y tipos de roca para el Pozo-3, nótese en el Track 1 y 2 los registros Gr y Resistivos, en el 3 y 4 los tipos de roca y Vshale, en el 5 y 6 la Porosidad y Permeabilidad.

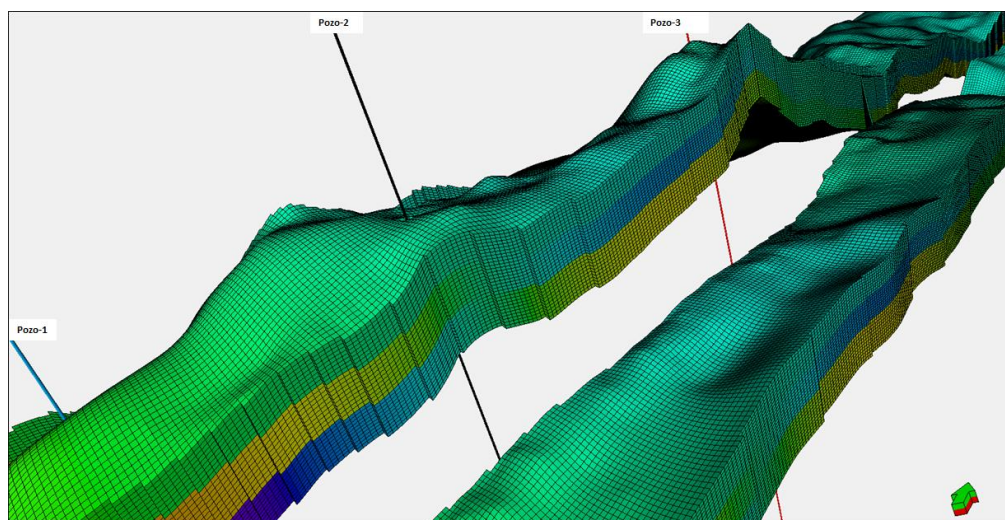


Con la información anteriormente descrita, se procedió a generar un modelo sólido tomando el tope y la base de la arena productora, dividido en tres zonas.

Es así como, se obtuvo un grid de 165x545x30 para un total de 2.697.750 celdas (**Figura 26**).

Figura 26.

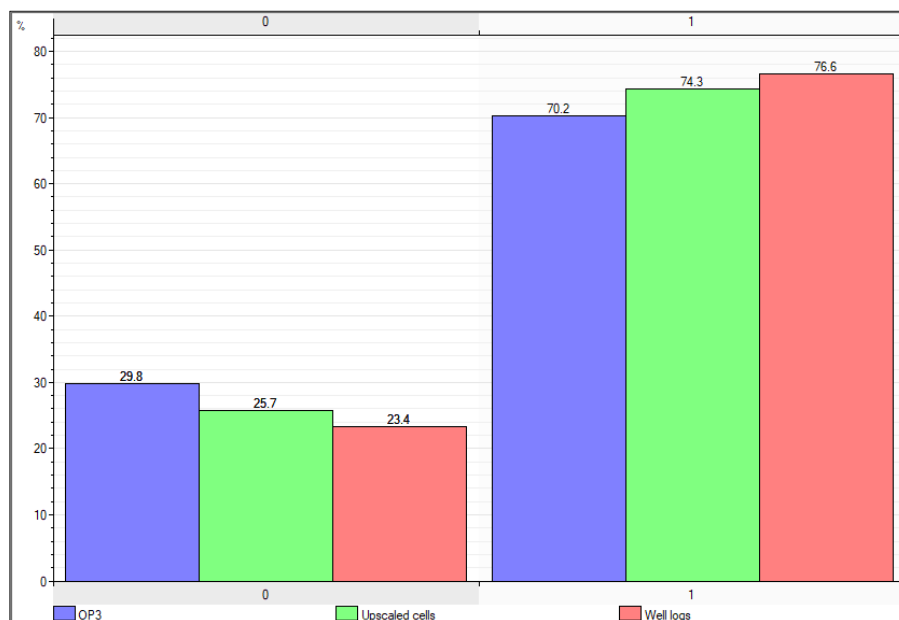
Modelo sólido y distribución de zonas para el Campo de Estudio.



La primera propiedad en ser modelada corresponde a los tipos de roca definidos en el modelo petrofísico, para lo cual fueron cargados en cada pozo y posteriormente escaladas a las celdas atravesadas por cada pozo, utilizando el método de escalamiento *Most of* debido a que es una propiedad discreta. Las estadísticas de las proporciones de los tipos de roca del registro de pozo original y el registro de pozo escalado deben ser muy similares, como se muestra en la **Figura 27**.

Figura 27.

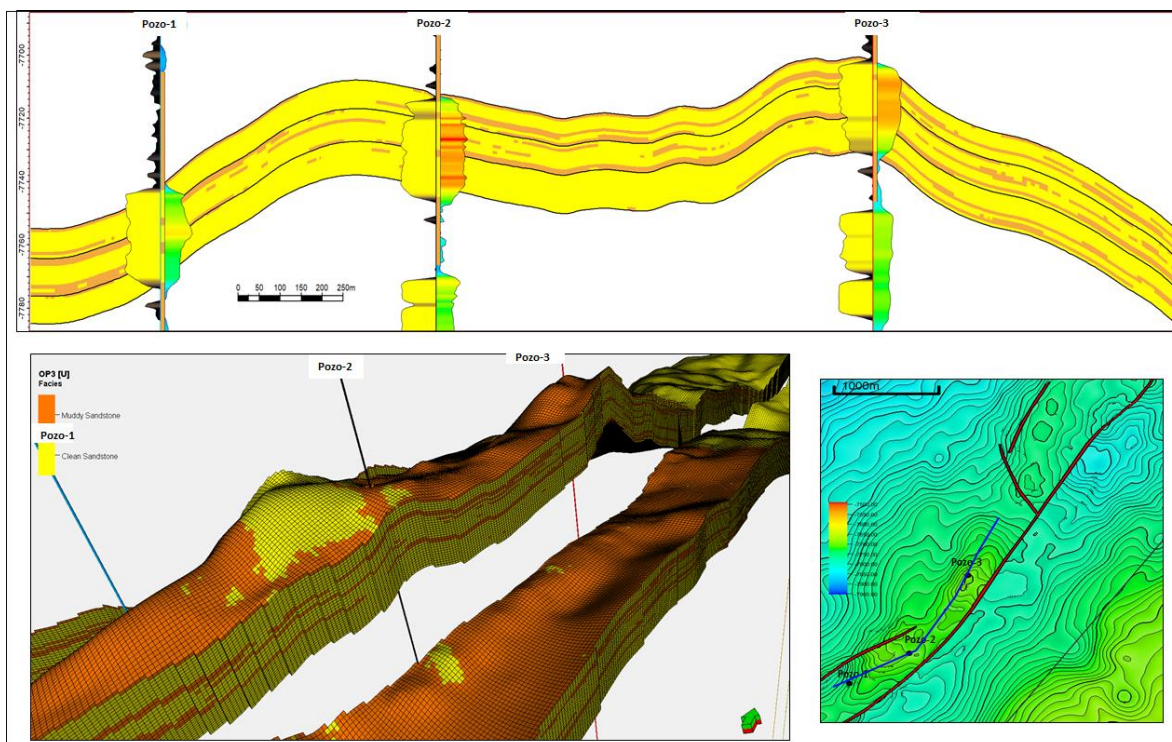
Comparación de los histogramas de los tipos de roca identificados en los registros, escalado de los registros y del grid de modelamiento. Al hacer un modelamiento se espera que estas distribuciones sean similares, tal como está reflejado en estos histogramas.



Una vez escalados los registros de pozo y con algoritmos de modelamiento estocástico de objetos se modelaron las distribuciones de los diferentes tipos de roca, para lo cual se estableció una geometría de los cuerpos basado en los ambientes de depositación, sedimentación, rumbo y buzamiento (**Figura 28**).

Figura 28.

Distribución de tipos de roca para cada zona en el volumen sólido, en la parte superior se observa el corte estructural a lo largo de los pozos mostrando los cambios laterales de facies del reservorio.



La siguiente propiedad en ser modelada corresponde a la porosidad, condicionada a los tipos de roca. Los datos de entrada son porosidades definidas a partir del registro de densidad.

Para el modelamiento de esta propiedad se definieron variogramas para cada zona y se modeló empleando el algoritmo de *sequential gaussian simulation* (Figura 29).

La **Figura 30** muestra histogramas de distribución de los valores de porosidad de registros, las celdas escaladas y el grid; se destaca que las distribuciones son bastante similares.

Figura 29.

Modelamiento de la Porosidad en el volumen sólido, arriba corte estructural a lo largo de los pozos mostrando la variación lateral de la porosidad para la Formación productora en el Campo.

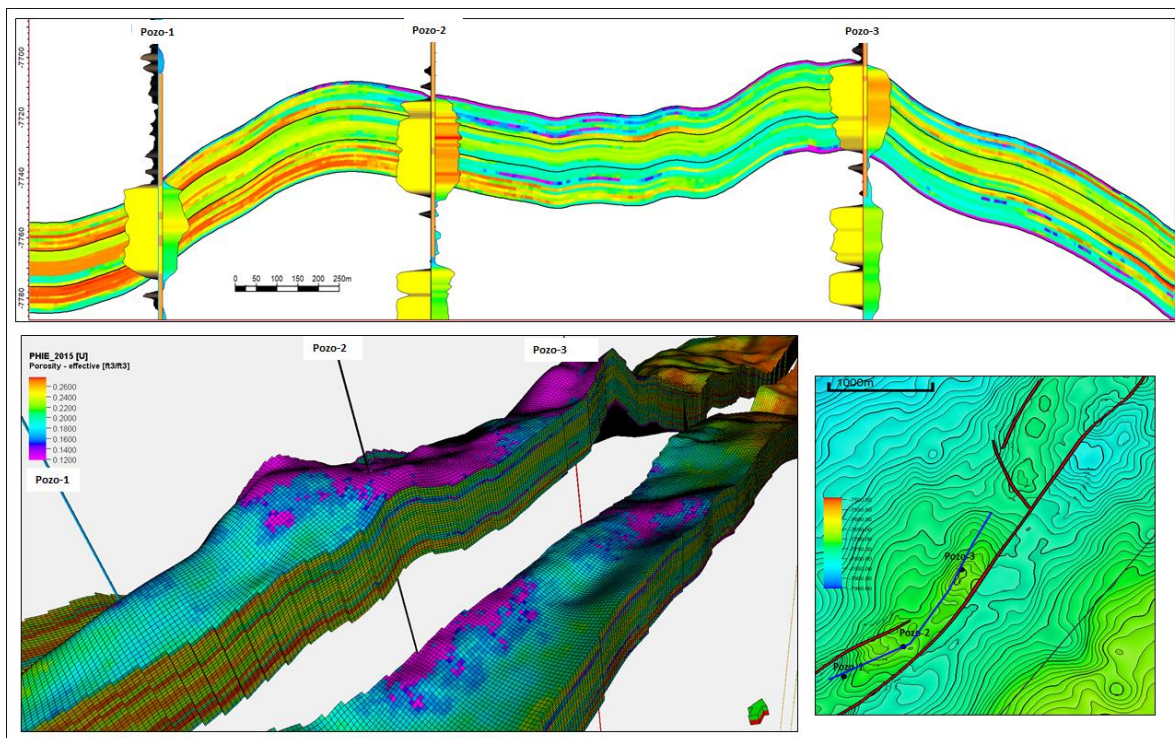
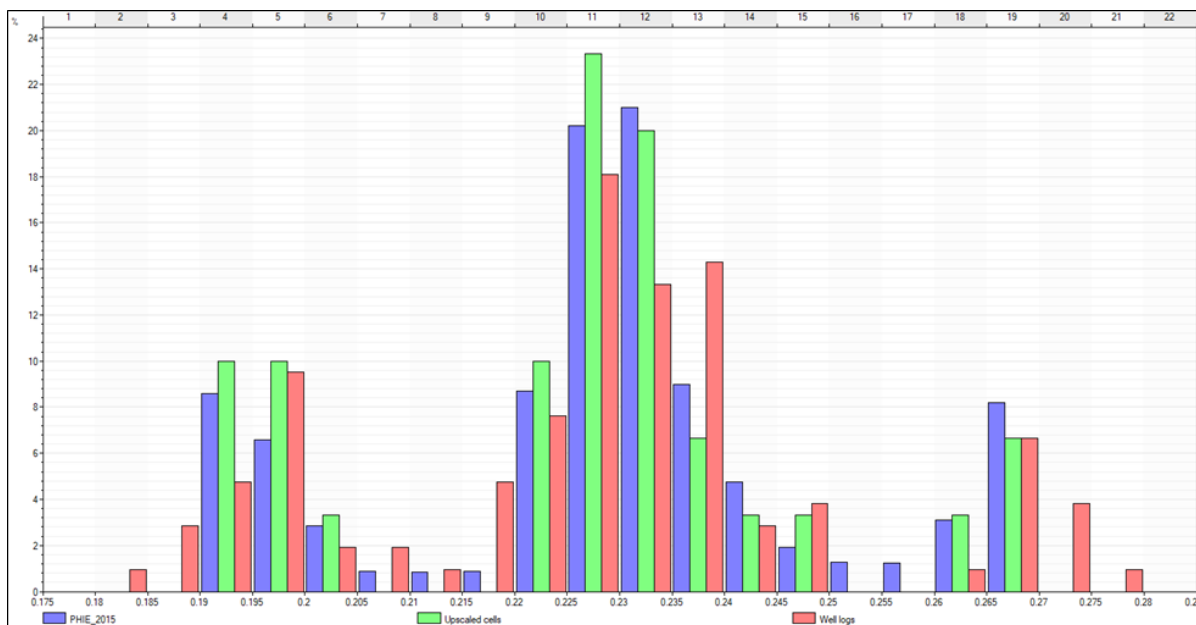


Figura 30.

Comparación de los histogramas de porosidad de registros, escalado de los registros y del grid de modelamiento. Al hacer un modelamiento se espera que estas distribuciones sean similares, tal como está reflejado en estos histogramas.



Con respecto al modelamiento de la permeabilidad, se obtuvieron inicialmente las curvas para cada uno de los pozos del Campo, mediante correlaciones con el registro de porosidad, posteriormente se escalaron estas curvas y se obtuvo un modelo utilizando el algoritmo de *sequential gaussian simulation* (**Figura 31**),

La **Figura 32** muestra histogramas de distribución de los valores de permeabilidad de registros, de las celdas escaladas y del grid; se destaca que las distribuciones son bastante similares.

Figura 31.

Modelamiento de la Permeabilidad en el volumen sólido, nótese en la parte superior el corte estructural a lo largo de los pozos mostrando la variación lateral de la permeabilidad para la Formación productora en el Campo.

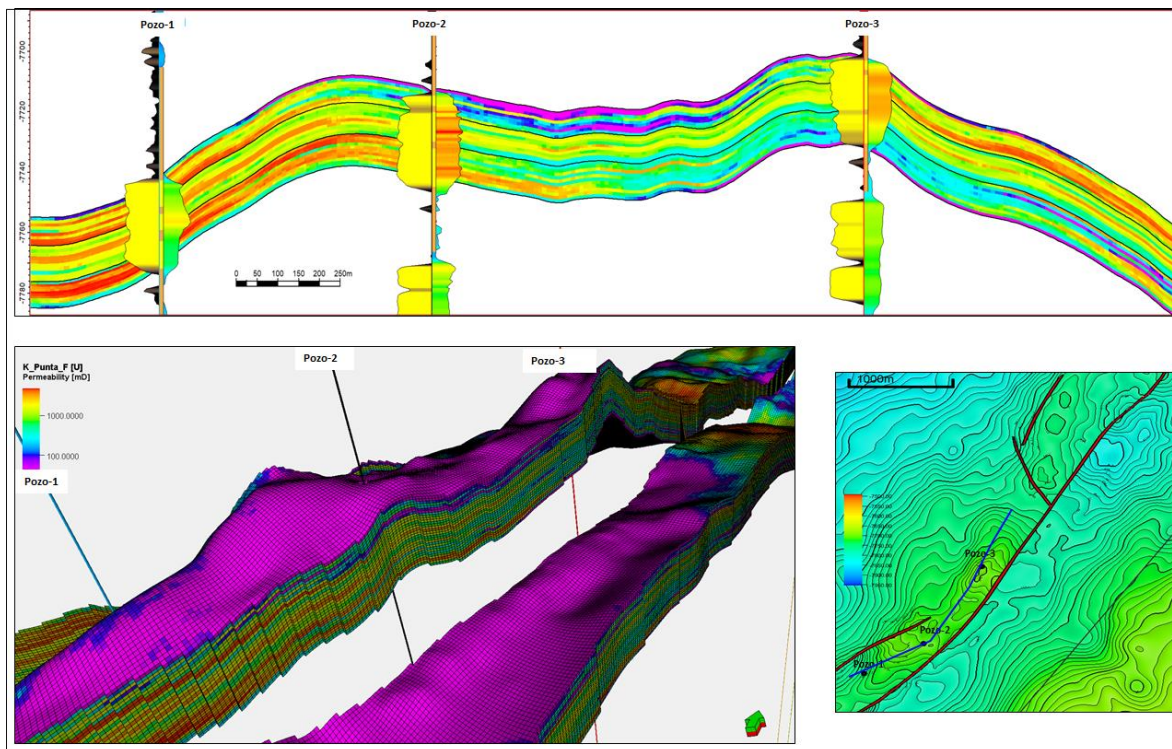
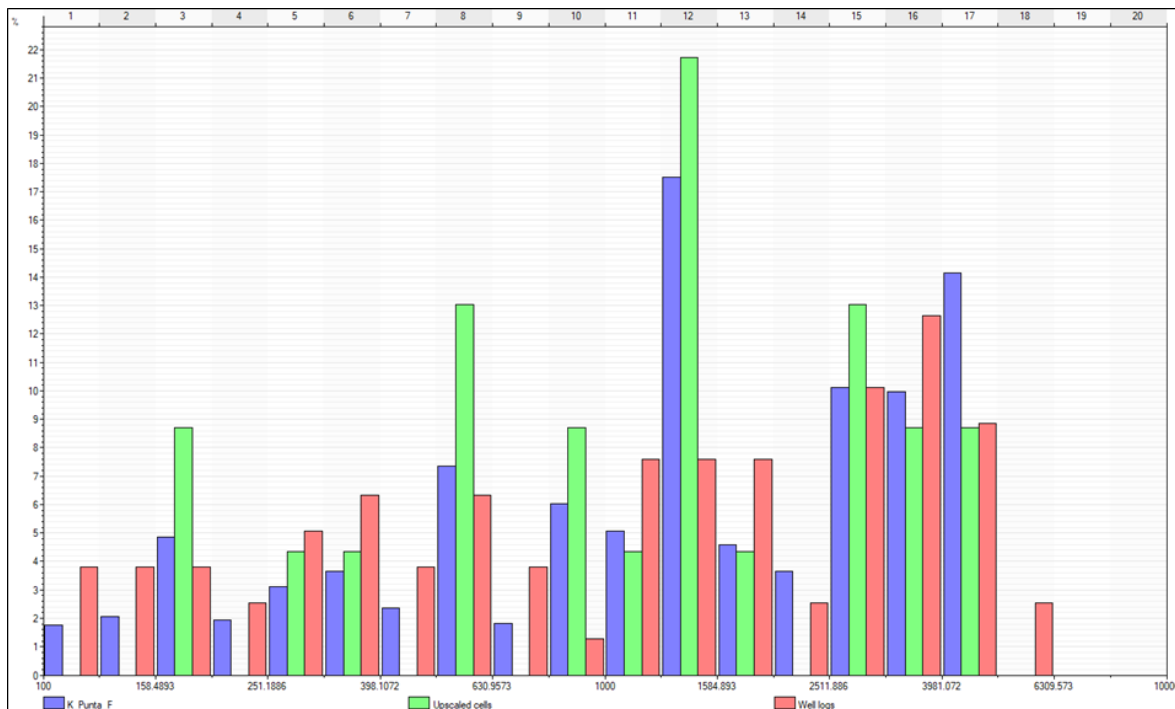


Figura 32.

Comparación de los histogramas de permeabilidad de registros, escalado de los registros y del grid de modelamiento. Al hacer un modelamiento se espera que estas distribuciones sean similares, tal como está reflejado en estos histogramas.

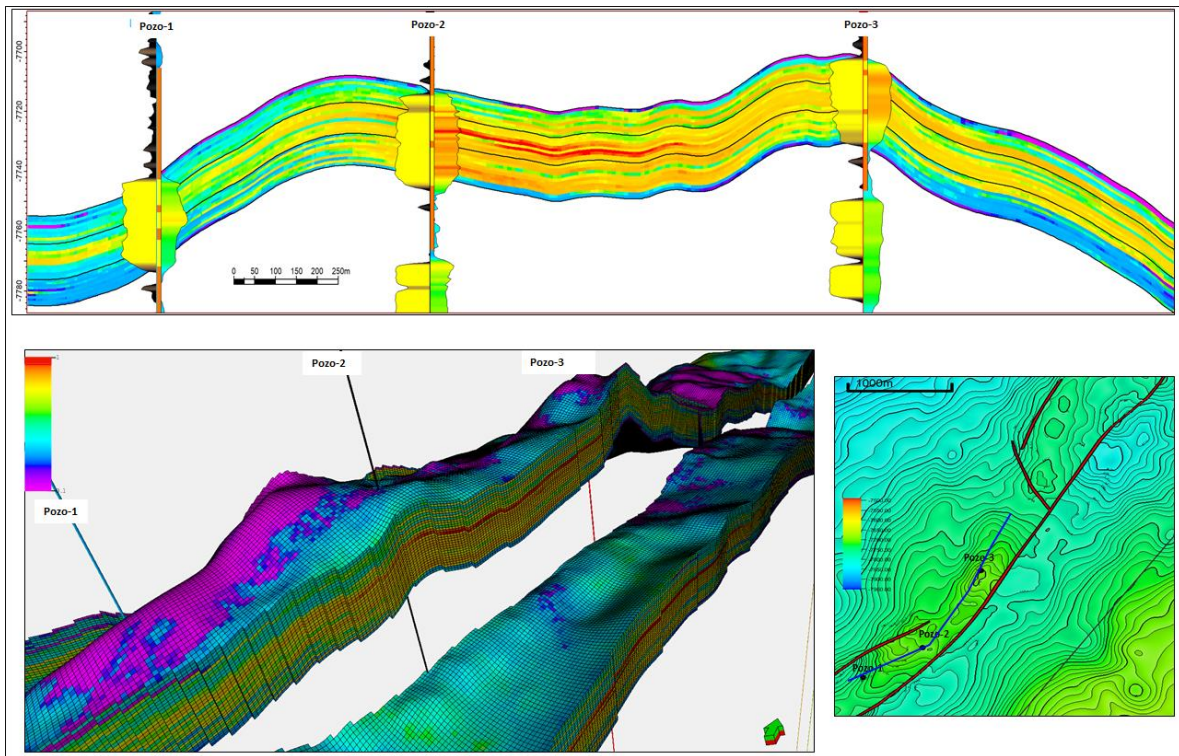


Por otra parte, para el cálculo de la saturación de agua (S_w), debido a que nos encontramos con un yacimiento constituido principalmente por arenas limpias, se utilizó en método de Archie a partir de los registros de resistividad.

De la misma manera, se obtuvo una curva de saturación la cual igualmente fue escalada y modelada mediante el algoritmo *sequential gaussian simulation*, para efectos prácticos se decidió modelar la saturación de petróleo (**Figura 33**).

Figura 33.

Modelamiento de la Saturación de Petróleo en el volumen sólido, para la Formación productora en el Campo, nótese la disminución en la saturación por debajo del contacto agua petróleo en el pozo 1 y el aumento hacia los pozos 2 y 3 ubicados estructuralmente más altos.



6. Reevaluación del petróleo original *in situ*, factor de recobro y tiempo productivo del campo de estudio bajo producción primaria.

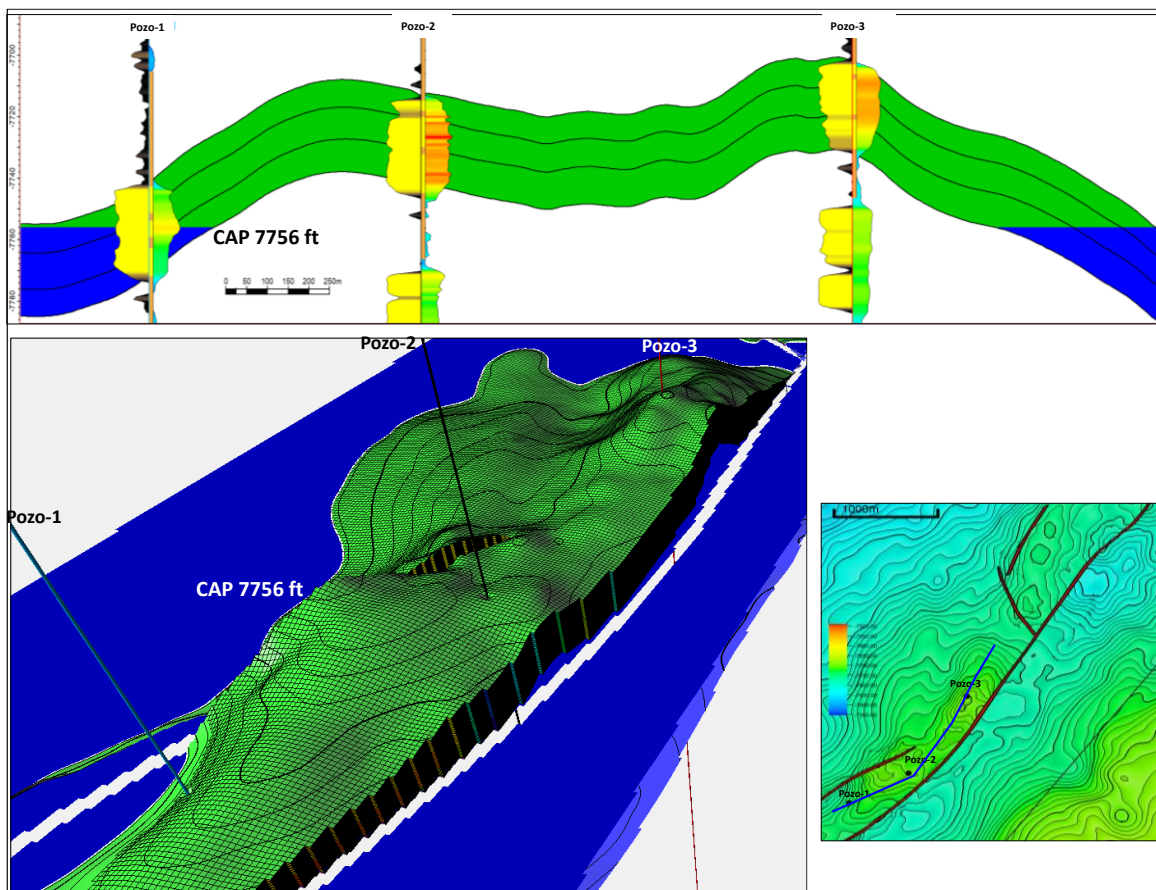
6.1 Cálculo del Petróleo Original *in situ* del Campo, Basado en el Modelo Geoestadístico.

Con respecto al cálculo del Petróleo Original *in situ*, para su realización se tomó como *input* el modelo geoestadístico presentado anteriormente, lo anterior teniendo en cuenta las propiedades calculadas a partir de la evaluación petrofísica realizada en los pozos del Campo, para el intervalo productor y el volumen de roca obtenido a partir del modelo sólido.

Así mismo, el límite del cálculo volumétrico se estableció mediante el Contacto Agua Petróleo identificado en el Pozo-1 del Campo a 7756 ft (**Figura 34**).

Figura 34.

Modelo sólido y corte estructural mostrando el cálculo del Petróleo Original in situ en el Campo de Estudio, nótese el límite azul a 7756 ft, que corresponde al Contacto Agua Petróleo identificado en el Pozo-1.



Como resultado de lo anterior, en la **Tabla 2** se presenta el cálculo determinístico del Petróleo Original *in situ* para el Campo, en el cual se incluyen las tres zonas que comprenden el intervalo productor, de donde resultan valores de 11 MMbbls, 10 MMbbls y 8 MMbbls para cada zona respectivamente, sumando un total de 29 MMbbls.

Hay que mencionar, además, que actualmente el Campo de estudio tiene una producción acumulada cercana a los 11 MMbbls de petróleo, teniendo en cuenta el cálculo de Petróleo

Original *in situ* obtenido con base en el modelo geoestadístico propuesto en este trabajo de 29 MMbbls, el factor de recobro actual estaría cercano al 40%. De acuerdo con la **Tabla 2**, el modelo propone que los segmentos 1 y 2 han aportado cerca de 4 MMbbls cada uno y el segmento 3 de la base ha aportado 3 MMbbls.

Tabla 2.

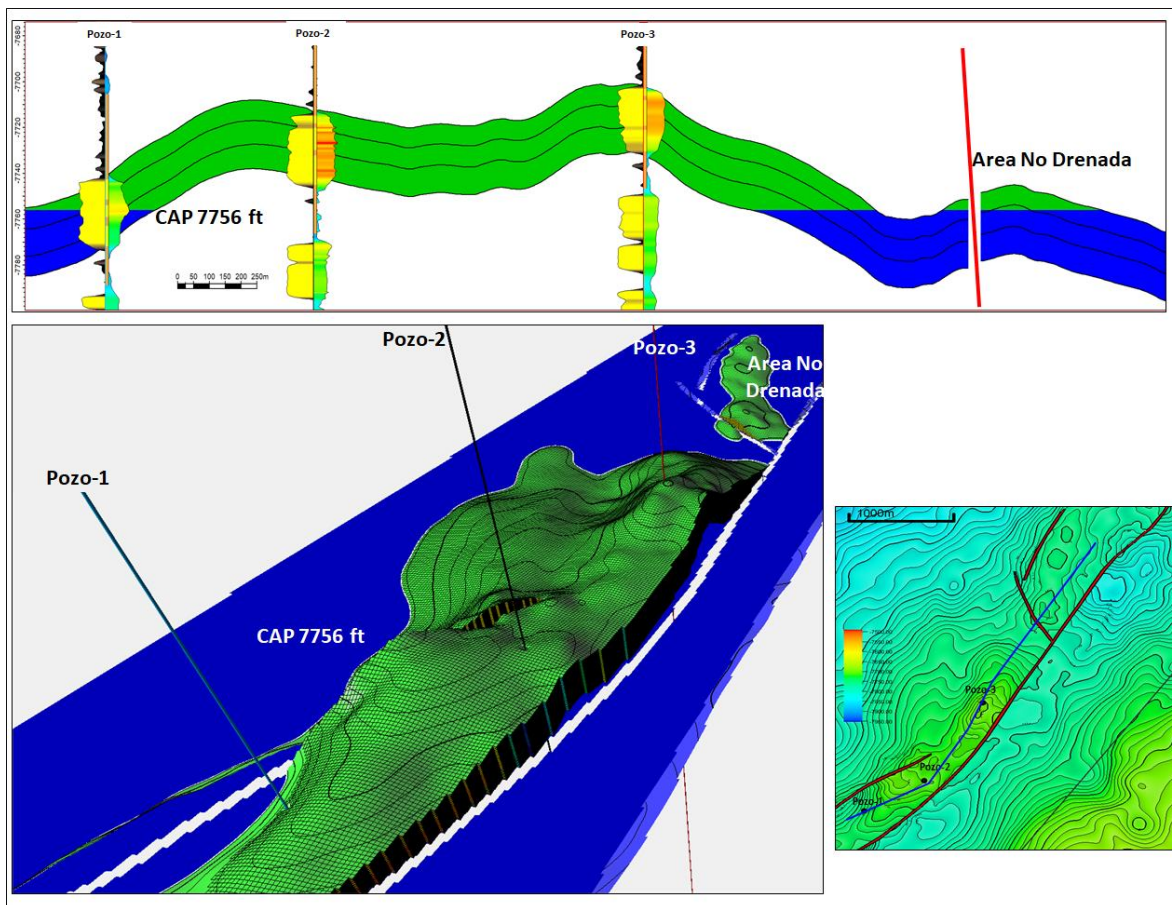
Cálculo determinístico del Petróleo Origina In situ y recuperable, para los diferentes segmentos que componen el intervalo productor del Campo de Estudio.

Zones	Segments/Regions	Pore volume[*10 ⁶ RB]	HCPV oil[*10 ⁶ RB]	STOIIP (in oil)[*10 ⁶ STB]	Recoverable oil[*10 ⁶ STB]
Zone	Segment 1	27	13	11	4
Zone	Segment 1	23	12	10	4
Zone	Segment 1	19	9	8	3

Además del cálculo mostrado anteriormente, también se obtuvo un valor de Petróleo *In situ*, en el cual se incluyó el área no drenada propuesta anteriormente (**Figura 17**), para la cual, hasta el momento no se han perforado pozos; al igual que el cálculo anterior, el límite volumétrico se estableció por el Contacto Agua Petróleo de 7756 ft identificado en el Pozo-1, asumiendo que esta zona se encuentra conectada con el Campo y corresponde a un compartimento con el mismo CAP (**Figura 35**).

Figura 35.

Modelo sólido y corte estructural mostrando el cálculo del Petróleo Original in situ en el Campo de Estudio, nótese el límite azul que corresponde al Contacto Agua Petróleo a 7756 ft identificado en el Pozo-1 y el área no drenada.



Así mismo, En la **Tabla 3** se muestra el cálculo determinístico del Petróleo Original *in situ* para el Campo incluyendo el área no drenada, en el cual se incluyen las tres zonas que comprenden el intervalo productor, observándose valores de 13 MMbbls, 10 MMbbls y 8 MMbbls para cada zona respectivamente, sumando un total de 31 MMbbls.

En consecuencia, de acuerdo con este cálculo, el área adicional propuesta estaría aportando 5 MMbbls principalmente del segmento superior, lo cual comparado con el volumétrico

anterior equivale a 1 MMbbls adicionales recuperables, lo anterior mediante la perforación de un nuevo pozo.

Tabla 3.

Cálculo determinístico del Petróleo Original In situ y recuperable, para los diferentes segmentos que componen el intervalo productor del Campo de Estudio, nótese el incremento de 11 a 13 MMbbls del segmento superior con respecto al cálculo anterior.

Zones	Segments/Regions	Pore volume[*10 ⁶ RB]	ICPV oil[*10 ⁶ RB]	STOIIP (in oil)[*10 ⁶ STB]	Recoverable oil[*10 ⁶ STB]
Zone	Segment 1	29	15	13	5
Zone	Segment 1	24	12	10	4
Zone	Segment 1	19	9	8	3

6.2 Tiempo Productivo del Campo Bajo Producción Primaria e Incremental Obtenido con Nuevos Pozos.

El siguiente tema, tiene que ver con el tiempo productivo del Campo, cuya producción primaria actual se encuentra cercana a los 400 bopd, considerando el análisis realizado de las áreas de drenaje en los tres pozos perforados en la estructura del Campo (**Figura 17**), se tiene una alta probabilidad que no existan áreas nuevas donde se puedan perforar pozos que permitan incrementar la producción del Campo, sin embargo, el presente trabajo muestra una importante alternativa relacionada con una nueva área localizada en inmediaciones del pozo-3, la cual hasta el momento no ha sido drenada por los pozos y cuenta con unos volúmenes recuperables de 1 MMbbls (**Figura 35**).

Con el propósito de entender cuál sería el potencial de producción incremental de esta área, mediante la perforación de un nuevo pozo, se realizaron una serie de análisis de sensibilidad de productividad esperada.

En las **Figura 36, 37 y 38**, se muestran los escenarios de un análisis del comportamiento de los fluidos y pronósticos de producción P90, P50 y P10. Es así, como para el caso P90 se tiene un pico de producción cercano a los 1000 bopd, el cual coincide con la producción inicial del pozo, de la misma manera, el potencial disminuye a 800 bopd después del primer año de producción y finalmente alcanza valores por debajo de los 100 bopd a partir del cuarto año.

En segundo lugar, el escenario P50 inicia con un máximo de producción de 1200 bopd, después de dos años se tiene una producción de 400 bopd y por último valores por debajo de los 100 bopd a partir del quinto año.

Para finalizar, en el caso P10, la producción inicial comienza con un pico de 1400 bopd, posteriormente disminuye a valores por debajo de 100 bopd después del quinto año.

Figura 36.

Escenario de análisis de productividad y comportamiento de los fluidos P90, para un pozo perforado en el área no drenada propuesta en el Campo.

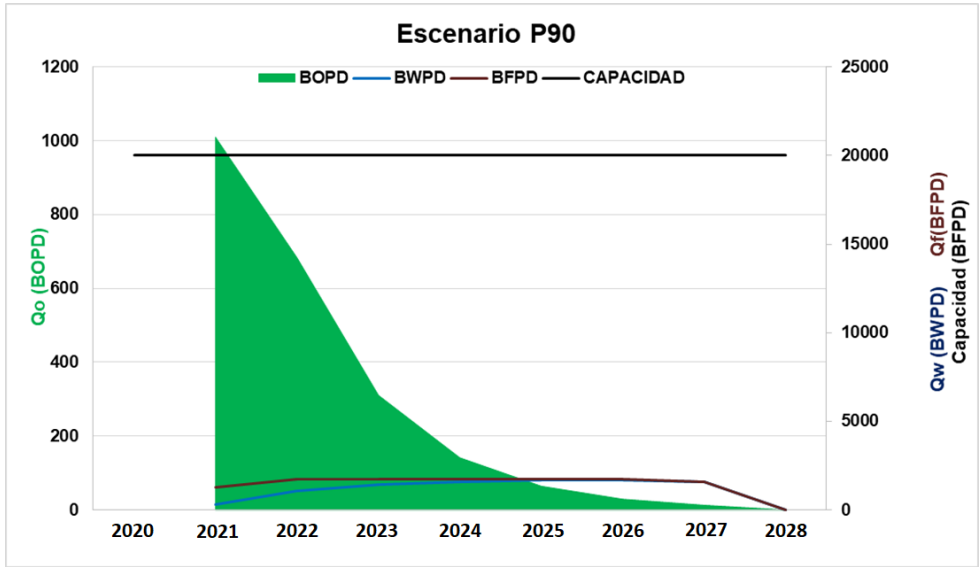


Figura 37.

Escenario de análisis de productividad y comportamiento de los fluidos P50, para un pozo perforado en el área no drenada propuesta en el Campo.

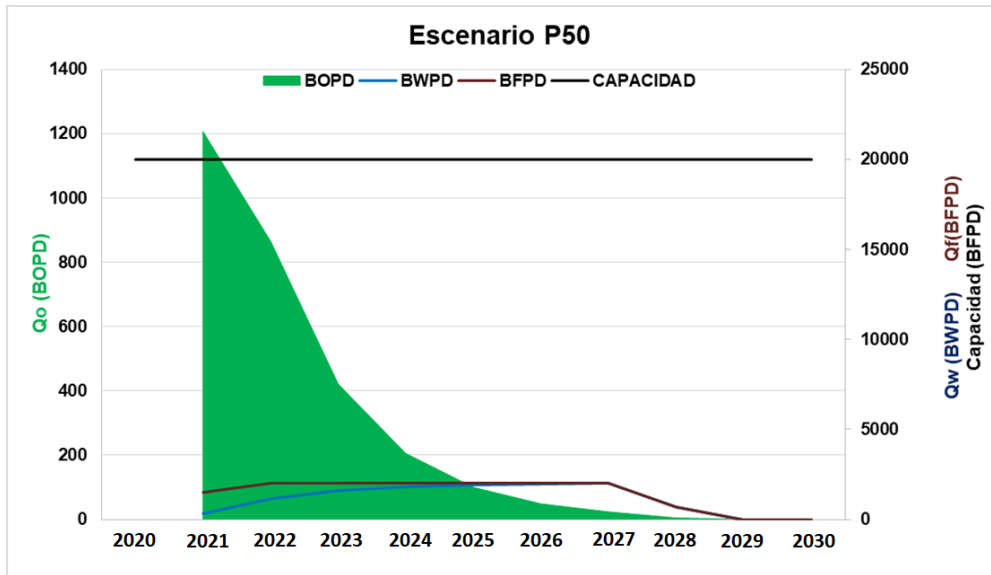
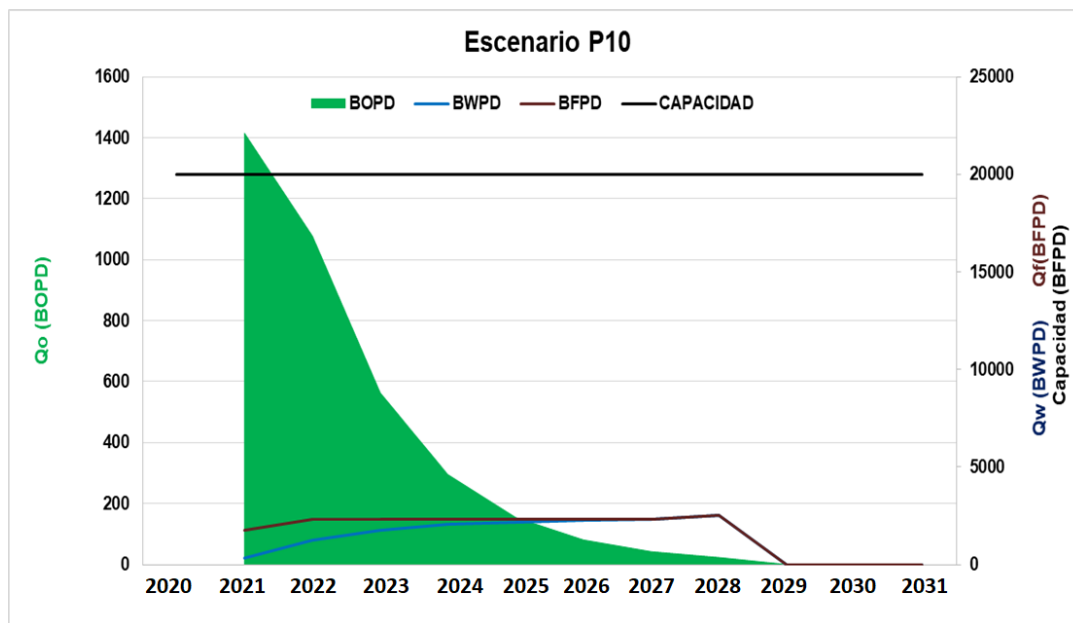


Figura 38.

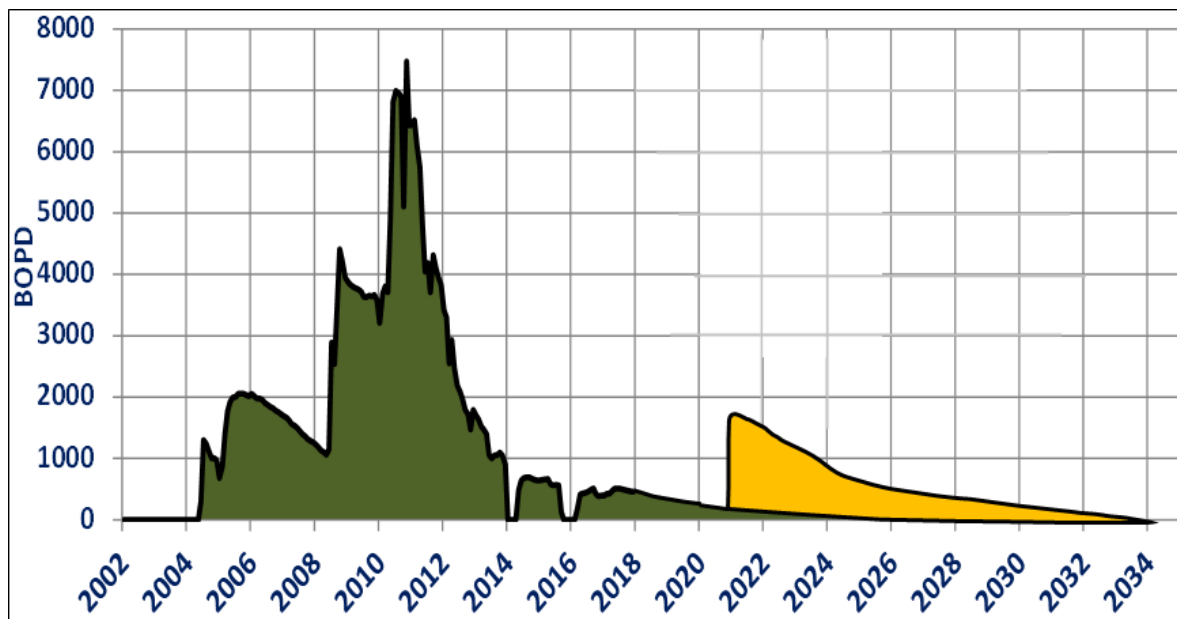
Escenario de análisis de productividad y comportamiento de los fluidos P10, para un pozo perforado en el área no drenada propuesta en el Campo.



Como resultado de los pronósticos expuestos anteriormente, con la perforación de un nuevo pozo en el área propuesta, la producción del campo incrementaría en un rango que puede variar entre 1000-1400 bopd, alcanzando una producción promedio cercana a los 2000 bopd, por lo cual, la vida productiva se extendería al menos por cuatro años más.

Figura 39.

Curva de producción histórica del Campo y escenario promedio de producción incremental con la perforación de un nuevo pozo.



En la **Figura 39** se superpone un escenario promedio de producción para el nuevo pozo el cual se muestra en color naranja, sobre la curva de producción histórica del Campo, esto con el objetivo de reflejar en ella los efectos inmediatos que se tendrían en la producción incremental.

7. Conclusiones

Con base en el reproceso de la información sísmica 3D se realizó la reinterpretación estructural, estratigráfica, mapeo en tiempo y profundidad de la unidad productora, lo cual permitió obtener un nuevo modelo geológico para el Campo de estudio.

El nuevo modelo geológico permitió definir la presencia de un área potencial no identificada anteriormente, mediante el entendimiento de los sistemas de fallas de tipo cizalla simple que compartimentalizan el campo y dan lugar a la formación de un alto estructural que hasta el momento no ha sido perforado.

Mediante el análisis de los datos de presiones fué posible identificar un límite sellante más allá de los 780 ft en el Pozo-3, el cuál puede estar asociado con el sistema de fallas transversal de tipo cizalla simple.

El cálculo de las áreas y radios de drenaje utilizando los parámetros petrofísicos y la producción acumulada por pozo, permitió establecer que la nueva zona potencial aún no ha sido drenada y podría ser perforada para incrementar las reservas y producción del Campo de estudio.

Se definieron los diferentes tipos de rocas y propiedades petrofísicas presentes en el yacimiento, utilizadas para realizar el poblamiento del nuevo modelo geoestadístico desarrollado para el Campo de estudio.

El petróleo original *in situ* que se obtuvo para el Campo de estudio, basado en el nuevo modelo geoestadístico desarrollado fué de 29 MMbbls, teniendo en cuenta la producción acumulada de 11 MMbbls, el factor de recobro actual estaría cercano al 40%.

La nueva zona potencial propuesta podría aportar 1 MMbbls recuperables adicionales de petróleo, mediante la perforación de un nuevo pozo.

Teniendo en cuenta los nuevos pronósticos de producción, con la perforación de un nuevo pozo en el área propuesta, la producción del Campo incrementa entre 1000-1400 bopd, alcanzando una producción promedio de 2000 bopd y extendiendo el tiempo productivo del Campo por cerca de cuatro años más.

Referencias Bibliográficas

- Carmona, T., & Fernández, S. VI, (2014), *Caracterización integrada de yacimientos petroleros*, Universidad Nacional Autónoma de México (Doctoral dissertation, Tesis de Licenciatura).
- Cerón Lopez, G.M. (2017). *Applied geostatistics for reservoir characterization: High Resolution Cells based model*.
- Escobar, F. H., Bonilla, L. F., & Hernández, C. M. (2018). A practical calculation of the distance to a discontinuity in anisotropic systems from well test interpretation. *Dyna*, 85(207), 65-73.
- Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, M. (2014). *Metodología de la investigación* McGraw-Hill. México DF.
- Herrera Otero, E. H. (2016). Generación Del Modelo Geoestadístico De Los Depósitos Fluviales Para La Formación Mugrosa Del Campo Colorado. *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 14(2), 29–39.
- Kim, Y.S., Peacock, D.C., Sanderson, D.J., (2004). Fault damage zones. *Journal of Structural Geology* 26.
- McClay, K. R., Bonora, M. (2001). *Analog models of restraining stepovers in strike-slip fault systems*.
- Vail, P. R., Mitchum Jr, R. M., & Thompson III, S. (1977). *Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 4. Global cycles of relative changes of sea level.: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation*.
- Wei, H., Zhu, H., Shi, S., Yang, X., Zhang, J., Wang, J., & Aqeel Ashraf, M. (2016). Study of distribution of remaining oil in West Block of the Third District in North Saertu. *Earth Sciences Research Journal*, 20(2), 1-4.

Zardo, E. B., Borgnia, M., Ortiz, A., Patamla, M., & Bender, B. (2008, November). Caracterización De Reservorio A Partir De Información De Pozos Y Sísmica 3D En La Formación Mulichinco Del Yacimiento Rincón Del Mangrullo, Neuquen, Argentina. In *VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos* (Simposio de Modelado Geológico).