

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLÓGICA, MINERA Y METALÚRGICA**



**TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**

**“INTEGRACIÓN DE LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS  
CARBONATADOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO  
GEOLÓGICO 3D DE DOBLE POROSIDAD DEL GRUPO COPACABANA,  
CUENCA UCAYALI”**

**PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO GEÓLOGO**

**ELABORADO POR  
FIDEL ERNESTO CHAVEZ VELASQUEZ**

**ASESOR**

**M.Sc.. ING. MANUEL MARTIN EGO AGUIRRE MADRID**

**LIMA-PERU**

**2022**

## **DEDICATORIA**

Para mi esposa Lorena, por su amor y entrega a nuestra familia, para mis hijos que son mis preciosos regalos de mi Señor. Para mis padres Segundo y Margarita que siempre me enseñaron a perseverar con su ejemplo.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios por la vida que me concedió, por su amor y su Gracia inmerecida.

A mi esposa por su amor y cuidado de nuestra familia.

A los profesores de pregrado de Facultad de Ingeniería Geológica, Minera y Metalúrgica de la Universidad Nacional de Ingeniería, con quienes tuve la oportunidad de aprender y aportaron en mi formación profesional.

A los asesores Mg Manuel Ego Aguirre y Mg Javier Rojas, por su guía y valiosos aportes en el desarrollo del presente trabajo de investigación.

A mis compañeros y amigos de trabajo con los tuve la oportunidad de compartir y crecer en lo profesional y personal.

## RESUMEN

La caracterización de los reservorios carbonatados es de gran importancia para la industria hidrocarburífera mundial, se estima que más del 60% de reservas de petróleo y el 40% de reservas de gas del mundo se encuentran en este tipo de rocas (Wenzhi, et al., 2014). En la geología del Perú encontramos el Grupo Copacabana, que está constituido principalmente por rocas carbonatadas de origen marino, posee un espesor promedio de 700 m y dentro de ella encontramos acumulaciones de hidrocarburos generando buena expectativa para estudiar su potencial.

El presente trabajo de investigación se enfoca en integrar y evaluar las características sísmicas, sedimentológicas, estratigráficas y petrofísicas de la matriz y fracturas naturales del reservorio Copacabana, para la construcción de un modelo geológico 3D de doble porosidad que permita evaluar el potencial hidrocarburífero en el área de Camisea y permita abrir nuevas oportunidades de desarrollo en reservorios no convencionales de la cuenca Ucayali y Madre de Dios.

Para caracterizar el reservorio se cuenta principalmente con información de la interpretación sísmica 3D y la información de pozos como los registros eléctricos, registros de imágenes, estudios de coronas y evaluación petrofísica. Luego se construye un modelo geocelular 3D, que contiene principalmente un modelo de facies sedimentarias, modelo de porosidad y modelo de saturación de agua que corresponde a la matriz de los reservorios de Copacabana, también cuenta con un modelo de porosidad y permeabilidad de fracturas naturales. Finalmente se calcula un volumen de hidrocarburo in place para conocer el potencial de reservorio.

Palabras claves: Reservorios carbonatados, reservorios naturalmente fracturados, doble porosidad.

## ABSTRACT

Carbonate reservoirs are of great importance, estimates show that more than 60% of the world's oil and 40% of its gas reserves are held in them (Wenzhi, et al., 2014). Copacabana group is located in Peru, which is mainly made up of carbonate rocks of marine origin, has an average thickness of 700 m and within it we find accumulations of hydrocarbons generating good expectations to study its potential.

The research work focuses on integrating and evaluating the seismic interpretation, sedimentological, stratigraphic and petrophysical characteristics of the matrix and natural fractures of the Copacabana reservoir, in order to make a 3D geological modelling of double porosity, which allows evaluating the hydrocarbon potential in the Camisea fields and identify new opportunities to development in unconventional reservoirs in the Ucayali and Madre de Dios basins.

To characterize the reservoir, the data available are 3D seismic interpretation and wells information as electrical logs, image logs, crown studies and petrophysical evaluation. Then 3D geocellular model is built, that mainly contains sedimentary facies model, porosity model and water saturation model, it corresponds to the matrix of the Copacabana reservoirs, also the 3D model has porosity and permeability model of natural fractures. Finally, a volume of hydrocarbon in place is calculated to determine the potential of the reservoir.

Keywords: Carbonates reservoir, natural fracture reservoir, double porosity.

## ÍNDICE

DEDICATORIA	
AGRADECIMIENTO	
RESUMEN	iii
ABSTRACT	v
ÍNDICE	vi
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABLAS	xii
PRÓLOGO	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>INTRODUCCIÓN</b>	2
1.1 GENERALIDADES	2
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	3
1.3 OBJETIVO DEL ESTUDIO	4
1.4 HIPÓTESIS	4
1.5 DEFINICIÓN DE VARIABLES	4
1.5.1 Variable independiente	5
1.5.2 Variable dependiente	5
1.6 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	5
1.6.1 Investigaciones internacionales	5
1.6.2 Antecedentes nacionales	12
<b>CAPITULO II</b>	
<b>MARCOS TEÓRICO Y CONCEPTUAL</b>	16
2.1. MARCO TEÓRICO	16
2.1.1 Clasificación de las rocas carbonatadas	16
2.1.2 Aspectos geológicos en yacimientos naturalmente fracturados	17

2.2. MARCO CONCEPTUAL	20
2.2.1 Modelo de rampa carbonatada	20
2.2.2 Atributo de Ant Tracking	21
2.2.3 Metodología para construcción modelado geológico 3D	24

### **CAPITULO III**

<b>DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN</b>	26
3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	26
3.1.1 Tipo y diseño de la investigación	26
3.1.2 Unidad de análisis	27
3.1.3 Matriz de consistencia	29
3.2 RECOLECCIÓN DE DATOS	30
3.3 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	30
3.3.1 Geología	31
3.3.1.1 Geología Estructural	31
3.3.1.2 Estratigrafía y Sedimentología	34
3.3.1.3 Petrofísica	49
3.3.2 Sísmica 3D	53
3.3.2.1 Interpretación sísmica de horizontes y fallas	53
3.3.2.2 Detección de fracturas (Ant Tracking)	58
3.3.3 Datos de fracturas (registro de imágenes resistivas y coronas)	64
3.3.4 Construcción del modelo 3D	71
3.3.4.1 Modelo Estructural	71
3.3.4.2 Modelo de propiedades	77
3.3.4.3 Modelo de fracturas	90
3.3.4.4 Cálculo de Gas Original In Situ (GOIS)	98

### **CAPITULO IV**

<b>ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS</b>	101
4.1 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO	101
4.2 CONTRASTACIÓN DE LA HIPÓTESIS	111
CONCLUSIONES	112
RECOMENDACIONES	114
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	115
ANEXOS	



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Flujo de Trabajo, de Integración y Modelado Geológico de Reservorios Fracturados	6
Figura 1.2 Ubicación de pozos con registro de imagen de pozo y orientación principal de las fracturas	8
Fuente: López, R. et al, (2018) “Por qué y cómo hacer un modelo conceptual de fracturas naturales, el ejemplo de la Formación Cupén Mahuida”	8
Figura 1.3 Esquema de zonificación y distribución de facies de una rampa carbonatada. Modificado por Schlager (2005)	9
Figura 1.4 Bloque diagrama de la Intensidad de Fracturas de la Formación Yacoraite	11
Figura 1.5 Registro petrofísico tipo de Copacabana	14
Figura 1.6 Correlación estratigráfica de pozos de la formación Copacabana	15
Figura 2.1 Clasificación de rocas carbonatadas	17
Figura 2.3 Clasificación de reservorios naturalmente fracturados	19
Figura 2.4 Esquema de zonificación de una rampa carbonatada y los fenómenos de olas, tormentas y mareas (Schlager, 2005)	20
Figura 2.5 Esquema de modelo de facies estándar para rampas y plataformas carbonatadas, modificado (Schlager 2005)	21
Figura 2.5 Flujo de trabajo para la obtención del atributo de Ant Tracking	23
Figura 2.6 Imagen del atributo de Ant Tracking y las fallas y/o fracturas extraídas	24
Figura 2.7 Flujo de trabajo para construcción de un modelo geológico 3D	25
Figura 3.1 Mapa de ubicación del campo Mipaya	27
Figura 3.2 Columna estratigráfica del área de Camisea, enfocado en sus principales reservorios	28
Figura 3.3 Diagrama de flujo de trabajo del modelo geológico de doble porosidad	31
Figura 3.4 Sección Estructural de Mipaya	32
Figura 3.5 Mapa estructural de Mipaya	33
Figura 3.6 Columna estratigráfica del área de Camisea, enfocado en Copacabana	35
Figura 3.7 Mapa de ubicación del campo Mipaya y los afloramientos del pongo de Mainique	36
Figura 3.8 Correlación Estratigráfica de Copacabana con pozos de Mipaya y los afloramientos del pongo de Mainique	37

Figura 3.9 Registro tipo de Copacabana con la subdivisión de 7 secuencias y facies sedimentarias en el afloramiento del pongo de Mainique	39
Figura 3.10 Mapa de provincias geológicas en el Pérmico inferior	40
Figura 3.11 Secuencias tipo de facies de los afloramientos del pongo de Mainique	41
Figura 3.12 Perfil Sedimentológico de facies de corona	42
Figura 3.13 Facies de chert de la corona	43
Fuente: Elaboración propia	43
Figura 3.14 Facies de limestone laminado de la corona	44
Figura 3.15 Facies de dolomudstone de la corona	45
Figura 3.16 Facies de mudstone calcítico de la corona	45
Figura 3.17 Facies de grainstone oolítico	46
Fuente: Elaboración propia	46
Figura 3.18 Facies de bioclastos de packstone y grainstone	47
Figura 3.19 Distribución de facies de Copacabana en una Rampa Carbonatada	48
Figura 3.20 Registro Petrofísico tipo de los pozos de Mipaya	52
Figura 3.21 Ajuste sísmica y pozo en Mipaya (Inline y pozo 1001)	53
Figura 3.22 Línea sísmica con la interpretación de horizontes y fallas de la estructura de Mipaya	54
Figura 3.23 Línea sísmica con la interpretación de horizontes de Copacabana	54
Figura 3.24 Flujo de trabajo para la elaboración de mapas Estructurales de Copacabana	55
Figura 3.25 Mapas estructurales en profundidad del tope de Copacabana, Copacabana,7, Copacabana 6 y Copacabana 5	56
Figura 3.26 Mapas estructurales en profundidad del tope de Copacabana 4 , Copacabana 3, Copacabana 2 y Copacabana 1	57
Figura 3.27 Recorte del volumen sísmico 3D enfocado en Copacabana	59
Figura 3.28 Mejora en la identificación de eventos sísmicos aplicando el atributo de suavizado estructural	59
Figura 3.29 Atributos sísmicos	60
Figura 3.30 Vista 3D del atributo de Ant Tracking de Mipaya	61
Figura 3.31 Fracturas del atributo Ant Tracking	63
Figura 3.32 Sistema de clasificación de orientación de fracturas	65
Figura 3.33 Registro de pozo Mipaya 1001 compuesto con Gamma Ray e intensidad de fracturas	66

Figura 3.34 Registro de pozo Mipaya 1002 compuesto de Gamma Ray e intensidad de fracturas	67
Figura 3.35 Registro de pozo Mipaya 1003 compuesto de Gamma Ray e intensidad de fracturas	68
Figura 3.36 Corona y detección de fracturas del pozo Mipaya 1001	69
Figura 3.37 Corona y detección de fracturas del pozo Mipaya 1002	70
Figura 3.38 Flujo de trabajo para Modelo 3D de doble porosidad	71
Figura 3.39 Modelo estructural de Mipaya	73
Figura 3.40 Vista 3D del Skeleton	74
Figura 3.41 Correlación estratigráfica de pozos de Mipaya del grupo Copacabana	75
Figura 3.42 Zonación representando cada unidad de Copacabana	76
Figura 3.43 Resolución vertical (layering) de cada unidad de Copacabana	77
Figura 3.44 Escalamiento de Facies, Porosidad y Saturación de agua.	78
Figura 3.45 Pozo con resultado de escalamiento de Facies, Porosidad y Saturación de agua	79
Figura 3.46 Vista 3D de los pozos con facies sedimentarias escaladas	79
Figura 3.47 Análisis de datos de las facies del modelo	80
Figura 3.48 Análisis de datos de propiedades petrofísicas	81
Figura 3.49 Mapa regional de distribución del espesor de Copacabana	82
Figura 3.50 Modelo de facies de las unidades Copacabana	83
Fuente: Elaboración propia	83
Figura 3.51 Sección del modelo de facies de las unidades Copacabana	84
Figura 3.52 Modelo de porosidad de las unidades Copacabana	86
Figura 3.53 Sección del modelo de porosidad de las unidades Copacabana	87
Figura 3.54 Modelo de saturación de agua de las unidades Copacabana	88
Figura 3.55 Sección del modelo de saturación de agua de las unidades Copacabana	89
Figura 3.56 Registro de pozo para las unidades de la parte superior de Copacabana	91
Figura 3.57 Registro de pozo para las unidades de la parte media de Copacabana	92
Figura 3.58 Estereonet con puntos que representan las fracturas	93
Figura 3.59 Propiedad de curvatura de la estructura	94
Figura 3.60 Comparación de estereonets de fracturas en los pozos vs fracturas modeladas	95
Figura 3.61 Modelo de fracturas con set de datos de pozos	96
Figura 3.62 Modelo de fracturas con set de datos del atributo de Ant Tracking	97

Figura 3.63 Mapa Estructura del tope de Copacabana con el área de acumulación de hidrocarburo	98
Figura 4.1 Registro petrofísico del Reservorio Chert	102
Figura 4.2 Registro petrofísico del Reservorio Copacabana 7 (zona superior)	103
Figura 4.3 Registro petrofísico del Reservorio Copacabana 7 (zona inferior)	104
Figura 4.5 Registro petrofísico de reservorio Copacabana 5 (zona superior)	104
Figura 4.4 Zonas propuestas para perforación de pozos, reservorio Chert	107
Figura 4.5 Zonas propuestas para perforación de pozos, reservorio Copacabana 7	108
Figura 4.6 Zonas propuestas para perforación de pozos, reservorio Copacabana 6	109
Figura 4.7 Zonas propuestas para perforación de pozos, reservorio Copacabana 5	110

**LISTA DE TABLAS**

Tabla 3.1 Contactos gas agua para las unidades de Copacabana	99
Tabla 3.2 Cuadro resumen de los volúmenes, Gas Original In Situ (GOIS)	100
Tabla 4.1 Resumen de características petrofísicas de matriz y fracturas de las unidades de Copacabana	105

## PRÓLOGO

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo integrar las características de los reservorios carbonatados, para la construcción de un modelo geológico 3D de doble porosidad que permita evaluar el potencial hidrocarburífero del reservorio.

El contenido está dividido en 4 capítulos siguientes:

En el capítulo I, se explica las generalidades de la investigación, la descripción del problema, el establecimiento del objetivo, el planteamiento de la hipótesis, la definición de las variables y los antecedentes investigativos internacionales y nacionales.

En el capítulo II, se expone el marco teórico y conceptual que sustenta los fundamentos teóricos de base para la investigación y define los conceptos utilizados para el estudio respectivamente.

En el capítulo III, corresponde al desarrollo de la investigación con los datos disponibles, donde se explica el procesamiento y las herramientas que se utilizan.

En el capítulo IV, corresponde el análisis y discusión de resultados del trabajo de investigación, donde se comprueba la relación de las diferentes características del reservorio, así como el potencial hidrocarburífero de la unidad de análisis.

Finalmente, se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo.

# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 GENERALIDADES**

Las características petrofísicas de los reservorios carbonatados de un sistema de doble porosidad tienen dos componentes, una referida a la matriz de la roca reservorio y otra a las fracturas existentes en el reservorio, estas propiedades inciden directamente en el potencial y productividad de hidrocarburos en un yacimiento. Estos reservorios son bastante heterogéneos y complejos, por ello es fundamental utilizar metodologías y tecnologías que ayuden a entender la heterogeneidad para hacer una interpretación confiable con la información de pozos, interpretación sísmica y estudio de afloramientos rocosos.

Al integrar la caracterización del reservorio carbonatado de Copacabana, se desarrolla una metodología que comienza desde la adquisición de información sísmica, información geológica y medición de fracturas, hasta la construcción de un modelo geocelular 3D donde esté representado las características de la matriz y de las fracturas del reservorio

En la construcción del modelo geológico o geocelular 3D se utiliza la interpretación sísmica de fallas y horizontes para definir el modelo estructural, luego con la interpretación y estudio de la información de pozos definimos el

modelo de facies sedimentarias y modelo petrofísico. Los datos de fracturas permiten construir un modelo de red de fracturas, que se integra al modelo de matriz, generando un modelo de doble porosidad que contiene la porosidad y saturación de agua del reservorio, para finalmente obtener los volúmenes de hidrocarburos in situ.

## **1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

Los reservorios carbonatado se caracterizan por ser bastante heterogéneos, lo cual dificulta su predictibilidad, las características petrofísica primarias son variables tanto verticalmente como horizontalmente y tienen un impacto directo en la productividad de los reservorios, además poseen fracturas de diferentes dimensiones que conectan parcial o totalmente el reservorio, en casos extremos también conectan las zonas de acuíferos profundos, aumentando los riesgos de pérdida de producción de hidrocarburos y producción de agua en el yacimiento (Braton, et al., 2006)

En el Perú existe un yacimiento con una mínima producción de hidrocarburos proveniente de reservorios carbonatados perteneciente al Grupo Copacabana (Navarro, et al., 2014), esto significa que hay escasa información de pozos perforados, de núcleos convencionales y registros eléctricos de pozos, limitada información de afloramientos que se puedan utilizar como análogos para contrastar las propiedades de la roca. Además, a diferencia de los reservorios silicoclásticos, los cuales en su mayoría son caracterizados considerando solo sus propiedades petrofísicas de matriz, los reservorios carbonatados necesitan adicionalmente estudiar y modelar la complejidad de su distribución de fracturas, debido a que generan un gran



impacto y son fundamentales en la estimación del potencial hidrocarburífero del reservorio.

¿Cómo influye en el potencial hidrocarburífero del reservorio carbonatado con bajas porosidades y permeabilidades de matriz integrándolo con sus propiedades de fracturas en la construcción de un modelo geológico 3D de doble porosidad, para abrir oportunidades de desarrollo en reservorios no convencionales en el área de Camisea y sus alrededores?

### **1.3 OBJETIVO DEL ESTUDIO**

Integrar y evaluar las características sísmicas, sedimentológicas, estratigráficas y petrofísicas de la matriz y fracturas naturales del reservorio Copacabana, para la construcción de un modelo geológico 3D de doble porosidad que permita evaluar el potencial hidrocarburífero en el área de Camisea y permita identificar nuevas oportunidades de desarrollo en reservorios no convencionales de la cuenca Ucayali y Madre de Dios.

### **1.4 HIPÓTESIS**

La integración y evaluación de propiedades de fracturas y propiedades estáticas de matriz en la construcción de un modelo geológico 3D de doble porosidad, influirán en el potencial y productividad del reservorio carbonatado de Copacabana, para identificar oportunidades de exploración y desarrollo de reservorios no convencionales en el área de Camisea.

### **1.5 DEFINICIÓN DE VARIABLES**

La operacionalización de variables son las siguientes:

### **1.5.1 Variable independiente**

Las propiedades de fracturas y propiedades estáticas de matriz en la construcción de un modelo geológico 3D de doble porosidad.

### **1.5.2 Variable dependiente**

Potencial y productividad del reservorio carbonatado de Copacabana, para identificar oportunidades de exploración y desarrollo de reservorios no convencionales en el área de Camisea.

## **1.6 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS**

Dentro de los antecedentes relacionados al tema de investigación, encontramos los siguientes trabajos realizados en los ámbitos internacional y nacional.

### **1.6.1 Investigaciones internacionales**

Larssen, K. et al, (2020) "Fracture characterization in Upper Permian carbonates in Spitsbergen: A workflow from digital outcrop to geo-model". Las rocas carbonatadas son importantes reservorios de hidrocarburos a nivel mundial, y se caracterizan por poseer propiedades heterogéneas. Los afloramientos se utilizan como análogos, proporcionando valiosa información de las características como porosidad, permeabilidad y densidad de fracturas; los datos obtenidos se utilizan como soporte a la caracterización del reservorio, mejorando la resolución vertical en comparación con la que obtenemos de la información sísmica, la cual cubre extensamente los yacimientos, y respecto a los datos de pozos que tienen alta resolución vertical 1D, pero limitada extensión. Este estudio recolecta datos fundamentales para la construcción de modelos geológicos robustos,

utilizando los afloramientos dominados por carbonatos de la Formación Kapp Starostin, ubicada en el centro de Spitsbergen, Noruega ártica.

El trabajo de campo tradicional, que consta de registro sedimentológico, líneas de exploración y caracterización estructural, se fortalece con la adquisición del conjunto de datos, complementando con la tecnología emergente como modelos de afloramientos digitales (DOM), los cuales son georeferenciados, para poder recolectar datos sedimentológicos y estructurales cuantitativos de acantilados que en la mayoría de casos son inaccesibles, esta tecnología utiliza fotografías digitales para la construcción de mapas y medición de fracturas.

El geomodelo involucra las facies sedimentarias tradicionales y modelo petrofísico de las facies identificadas, junto con los modelos de fracturas discretas basada en afloramientos. En la Figura 1.1 se muestra el flujo que es aplicable para otros estudios donde los afloramientos se utilizan como dato de entrada para restringir un modelo geológico.

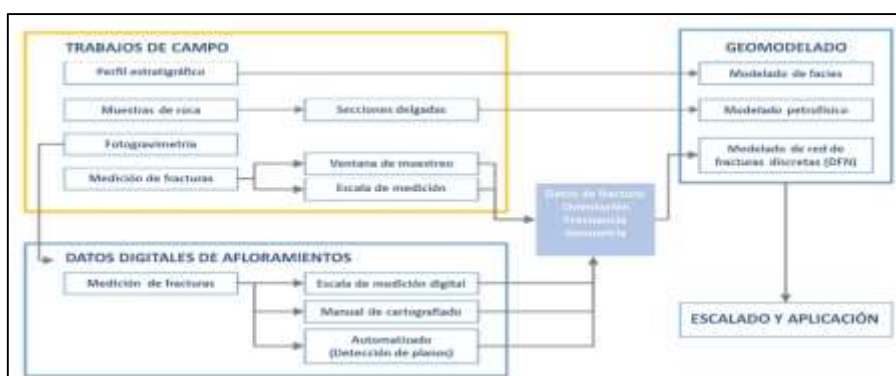


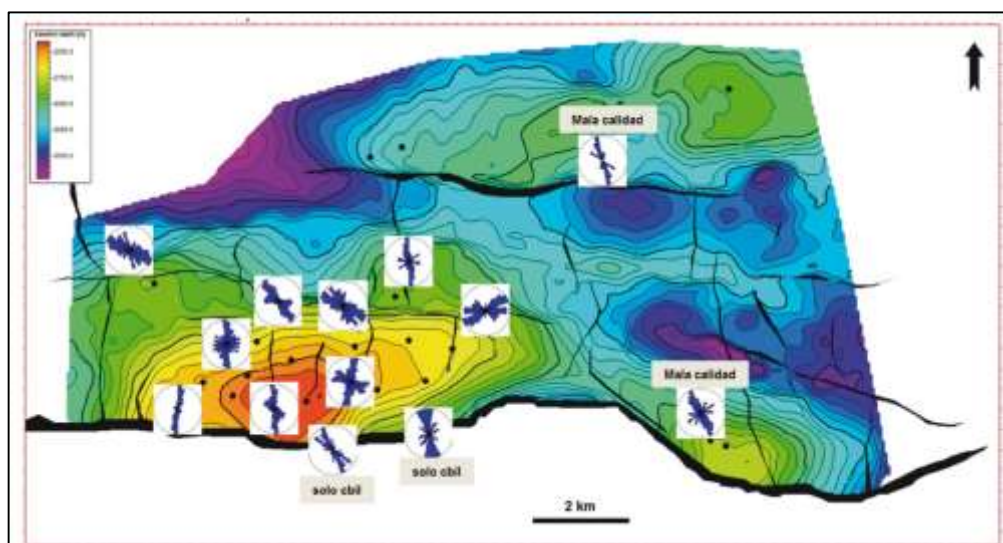
Figura 1.1 Flujo de Trabajo, de Integración y Modelado Geológico de Reservorios Fracturados

Fuente: Larssen, K. et al, (2020) "Fracture characterization in Upper Permian carbonates in Spitsbergen: A workflow from digital outcrop to geo-model"

López, R. et al, (2018) “Por qué y cómo hacer un modelo conceptual de fracturas naturales, el ejemplo de la Formación Cupén Mahuida”. El estudio plantea la metodología para realizar un modelo conceptual de fracturas naturales, que consiste primero en determinar el contexto estructural del área de interés, realizando un análisis de la evolución tectónica que permite identificar los principales eventos de generación de fracturas naturales. Para ello se utiliza un cubo sísmico 3D, donde se interpretan los horizontes para generación de mapas estructurales, interpretación de fallas e identificación de pulsos de reactivación tectónica.

También considera el análisis de curvas de subsidencia que corresponden a los pozos perforados en la estructura con la información de las zonas cercanas. Segundo, se define las facies presentes y el ambiente depositacional que corresponden a las formaciones. Tercero, se realiza una interpretación de las imágenes de pozos, que es considerado un método rápido y preciso para recolectar datos geológicos del subsuelo, integrándolos con las coronas e interpretación sísmica.

Los datos disponibles corresponden a los 13 pozos con imágenes, donde principalmente se determina la orientación, intensidades y sus las variaciones de las fracturas. En la Figura 1.2. se muestra el área de estudio con la ubicación de los pozos y diagrama de rosetas que indican la dirección de las fracturas.



*Figura 1.2* Ubicación de pozos con registro de imagen de pozo y orientación principal de las fracturas

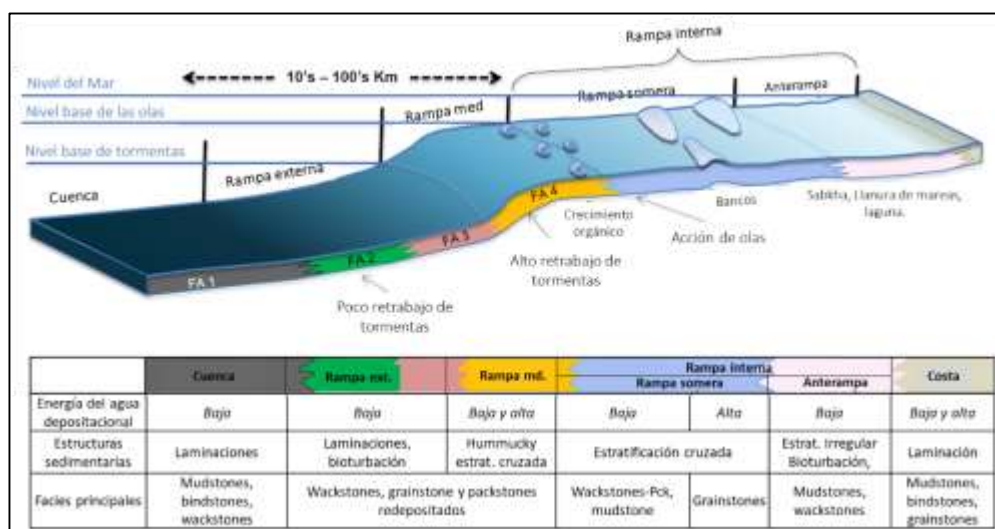
Fuente: López, R. et al, (2018) “Por qué y cómo hacer un modelo conceptual de fracturas naturales, el ejemplo de la Formación Cupén Mahuida”

Finalmente se analiza las coronas considerado el elemento más crítico en el modelo conceptual de fracturas, debido a que son muestras directas del subsuelo, obteniendo datos realmente representativos del reservorio, a diferencias de otros elementos que se basan en observaciones indirectas.

El estudio concluye que todo modelo de fracturas de reservorios debe estar ajustado a los datos y representar consistentemente la generación de fracturas naturales del reservorio. También considerando que los sistemas de fracturas deben tener un modelo de calibración con datos de campo y pozos, para reducir los errores e incertidumbres para tener modelos representativos del subsuelo.

Gonzales, F. et al, (2016) “Why do we have to care about detailed reservoir characterization? We will break it all. Do we?” El estudio se

desarrolla en la Formación Vaca Muerta de cuenca Neuquina, cuyas características son altamente heterogéneas verticalmente asociado a estratificación con presencia de lutitas, concreciones de calcita, vetas rellenas de calcita entre otras zonas con variedades de calizas, esta heterogeneidad controla el comportamiento mecánico de la formación y está asociado al patrón de apilamiento de facies sedimentarias que se pudieron identificar 17 de ellas a partir de la descripción de núcleos convencionales. Estas facies se agruparon luego en 4 asociaciones que representan un modelo de rampa inclinado distal como se muestra en la Figura 1.3.



*Figura 1.3* Esquema de zonificación y distribución de facies de una rampa carbonatada. Modificado por Schlager (2005)

Fuente: Gonzales, F (2016) "Why do we have to care about detailed reservoir characterization? We will break it all. Do we?"

Grosso, S. et al, (2013) "Reservorios carbonáticos naturalmente fracturados en el yacimiento Caimancito (Formación Yacoraite), cuenca cretácica del noroeste argentino" El estudio muestra a la formación Yacoraite, ubicada en la cuenca Neuquina en Argentina, en el área de estudio tiene un

espesor de 242 m. Está compuesta principalmente por carbonatos naturalmente fracturados considerado el principal reservorio, dentro de los análisis realizados están las descripciones de corona, perfiles de pozos, imágenes de pozos, interpretación sísmica 2D, estudios de afloramientos cercanos en la sierra Calilegua, el objetivo principal es caracterizar el reservorio y estimar el volumen de reservas de petróleo del yacimiento.

Se determinó que Yacoraite se encuentra naturalmente fracturado producto de los esfuerzos compresionales andinos, y observándose una variación amplia de fracturas relacionado con los tipos de fallamiento.

El mayor fracturamiento está presente en los carbonatos respecto a las demás litologías, desarrollándose las mayores intensidades de fracturas en los estratos de menor espesor como se muestra en la Figura 1.4.

Se determinó 97 m permeables, constituidos por dolomías y calizas presentando un sistema de doble porosidad, el valor de promedio de porosidad es de 5.7 % de la cual 5.3% corresponde a la matriz y 0.45 % a las fracturas.

La permeabilidad de la matriz del reservorio es bastante baja con valores que varían entre 0,1 a 8,1 mD, donde los mayores valores están relacionados directamente a la presencia de fracturas y microfracturas.

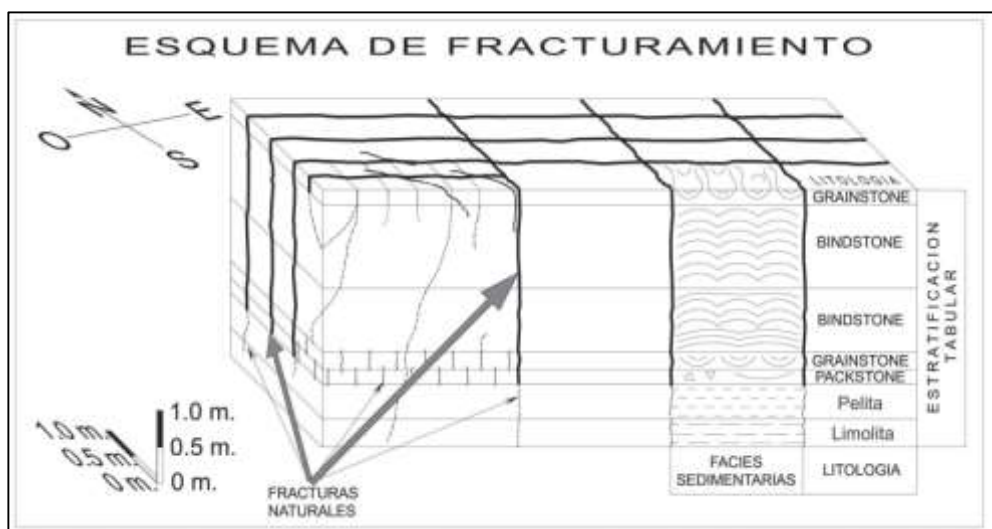


Figura 1.4 Bloque diagrama de la Intensidad de Fracturas de la Formación Yacoraite

Fuente: Grosso, S. et al, (2013) "Reservorios carbonáticos naturalmente fracturados en el yacimiento Caimancito (Formación Yacoraite), cuenca cretácica del noroeste argentino"

Bratton, T. et al, (2006) "La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados". Se plantea una paradoja relacionada con la producción, debido a que este tipo de yacimientos poseen baja recuperación de hidrocarburos, pudiendo ser altamente productivos al comienzo, pero su producción declina rápidamente. También se caracterizan por la irrupción temprana de gas o agua, sin embargo, este tipo de reservorios forman parte de los yacimientos más grandes productivos en el planeta. Si bien, en su mayoría, todos los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales, los efectos de las fracturas a menudo se conocen en forma imprecisa y en gran medida se subestiman.

En los yacimientos carbonatados, las fracturas naturales ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimientos del yacimiento. No obstante, estos conductos de alta



permeabilidad entorpecen el flujo de fluidos dentro de un yacimiento, conduciendo a la producción prematura de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria resulten ineficaces.

También se examina el impacto de las fracturas naturales sobre los yacimientos de hidrocarburos, en las diferentes etapas de su desarrollo. Se analiza la clasificación de las fracturas naturales y los yacimientos naturalmente fracturados (NFR), junto con los factores que afectan el comportamiento de éstos últimos. Además, se describen los métodos utilizados en una variedad de escalas, para identificar y caracterizar las fracturas naturales y modelar la influencia de los sistemas de fracturas sobre la producción.

### **1.6.2 Antecedentes nacionales**

Vásquez, M. et al, (2015). "Cuencas emergentes – Potencial hidrocarburífero de los reservorios carbonatados del Jurásico y Paleozoico en la Faja Subandina peruana". Este estudio muestra un panorama del potencial hidrocarburífero de las rocas carbonatadas en el Perú, para comenzar a analizarlo y definirlo como nuevo reservorio, identificar y delimitar lugares para la exploración, donde se ubican los mayores espesores y áreas dentro del territorio peruano. Se identifica que el Grupo Copacabana abarca casi todo el territorio peruano y partes de los países como Ecuador, Brasil, Colombia, Bolivia y Chile. Se definió que Copacabana pertenece a un ambiente deposicional de mar abierto con características petrofísicas bastante pobres, que carecen de información de pozos y coronas, dando valor de porosidad por debajo del 15% y valores de permeabilidad menores a 1 Darcy.

Las rocas carbonatadas son más variables que las silicoclásticas debido a los factores genéticos que intervienen, esto determina los reservorios y facies que las caracterizan como pueden ser las dolomías, grainstons, oolitos, restos orgánicos (algas y corales), entre otros. Aplicando técnicas del reproceso sísmico 3D, para interpretar la sísmica donde se identifican los ciclos deposicionales ligados a eventos característicos del modelo sedimentario, con la ayuda de la generación de atributos sísmicos.

Navarro, W. et al, (2014) “Nuevas fronteras en la evaluación de reservorios no convencionales en el área de Camisea – Unidad Copacabana”. El trabajo muestra los reservorios identificados, compuestos por facies sedimentarias que tiene porosidades de tipo intergranular, intragranular y de fracturas, es por ello que las propiedades petrofísicas tienen porosidades de rango variable con valores de 1 a 22% y permeabilidades de 0.01 a 900md. Los espesores de los reservorios que contienen hidrocarburos varían entre 1 a 5m conformando un sistema multicapa, se determinó con los métodos de evaluación petrofísica convencional que el espesor neto con hidrocarburos es de 35m identificados en los pozos evaluados en el yacimiento. La Figura 1.5 muestra una evaluación petrofísica convencional de Copacabana.

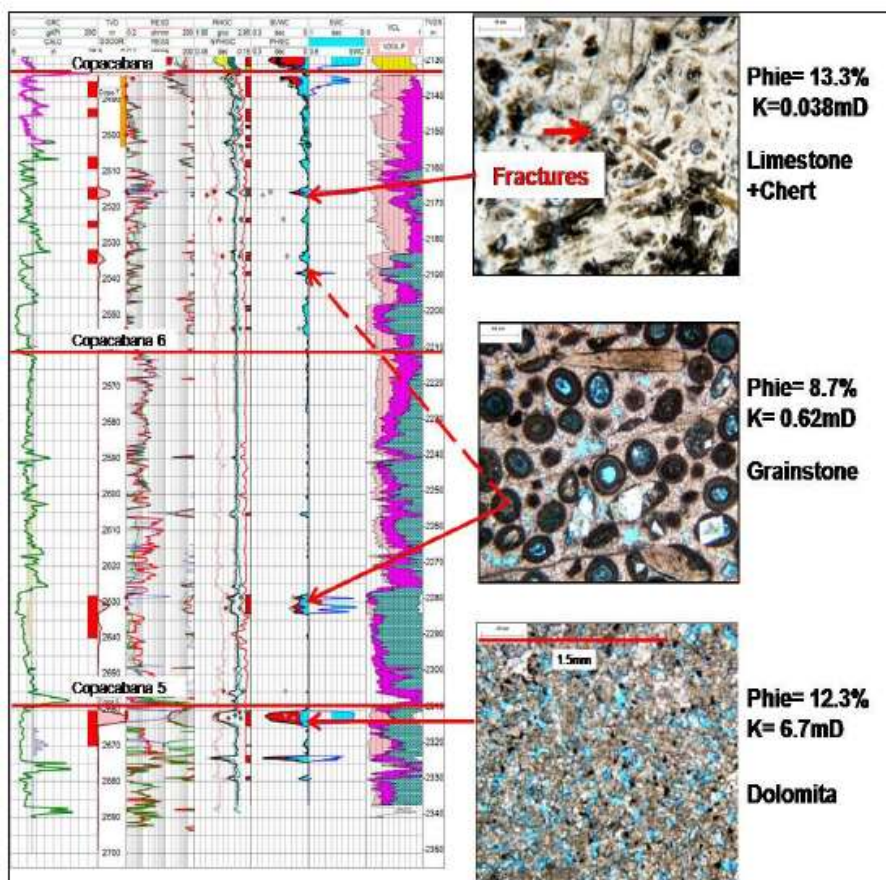


Figura 1.5 Registro petrofísico tipo de Copacabana

Fuente: Navarro, W. et al, (2014) “Nuevas fronteras en la evaluación de reservorios no convencionales en el área de Camisea – Unidad Copacabana”

Grosso, S. et al, (2012) “Estratigrafía y Petrofísica de los reservorios carbonáticos del Grupo Copacabana en el área de Camisea, Cuenca Ucayali Sur, Perú”. El trabajo sintetiza el hallazgo obtenido con la perforación de dos pozos en el yacimiento, adicionando un nuevo “Play” así como incorpora reservorios carbonatados que hasta ahora no habían producido comercialmente en la zona de Camisea y el Perú. Este descubrimiento está en fase temprana de exploración, y requiere realizar más estudios para mejorar la caracterización del reservorio, conocer la distribución vertical y horizontal de Copacabana, para perforar nuevos pozos.

En la Figura 1.6 se observa la correlación estratigráfica de pozos de Camisea.

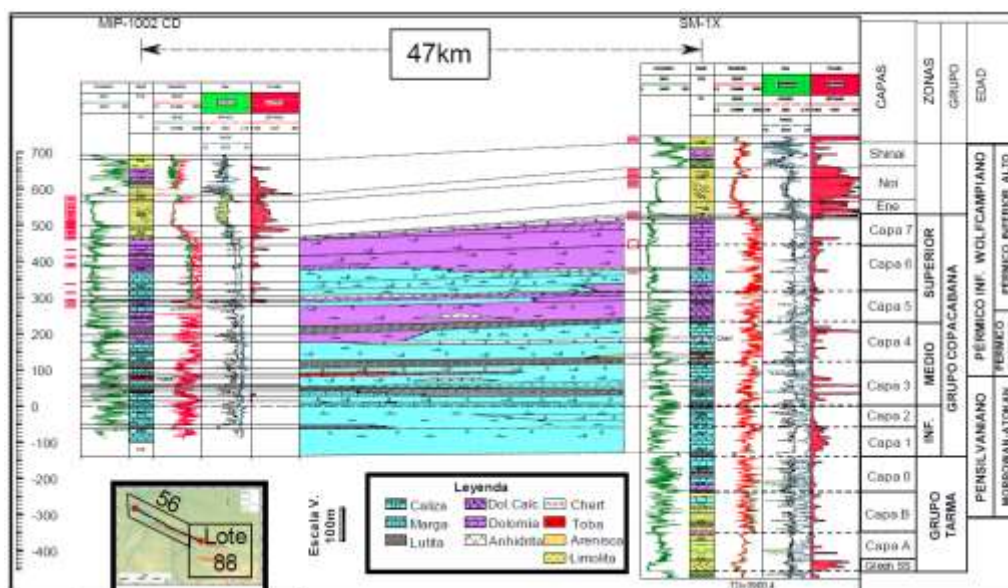


Figura 1.6 Correlación estratigráfica de pozos de la formación Copacabana

Fuente: Grosso, S. et al, (2012) "Estratigrafía y Petrofísica de los reservorios carbonáticos del Grupo Copacabana en el área de Camisea, Cuenca Ucayali Sur, Perú"

## **CAPITULO II**

### **MARCOS TEÓRICO Y CONCEPTUAL**

#### **2.1. MARCO TEÓRICO**

##### **2.1.1 Clasificación de las rocas carbonatadas**

Lucia, F. (1999) en su publicación "Carbonate Reservoir Characterization", define que las rocas carbonatadas se diferencian por su textura depositacional, tipos de granos, composición de la roca u otros factores. La clasificación de Dunham, publicada en 1962, se utiliza ampliamente para caracterizar rocas carbonatadas según la cantidad y textura de los granos y de lodo.

La clasificación de Embry y Klovan sigue el esquema de Dunham, agregando categorías para las rocas formadas por organismos que crecieron juntos, como el caso de las colonias de ostras. La descripción de los tipos de poros refina más las descripciones de rocas; la clasificación de Lucia es hoy ampliamente aceptada (adaptada de Dunham, Ham y Lucia) como se muestra en la Figura 2.1 a continuación.

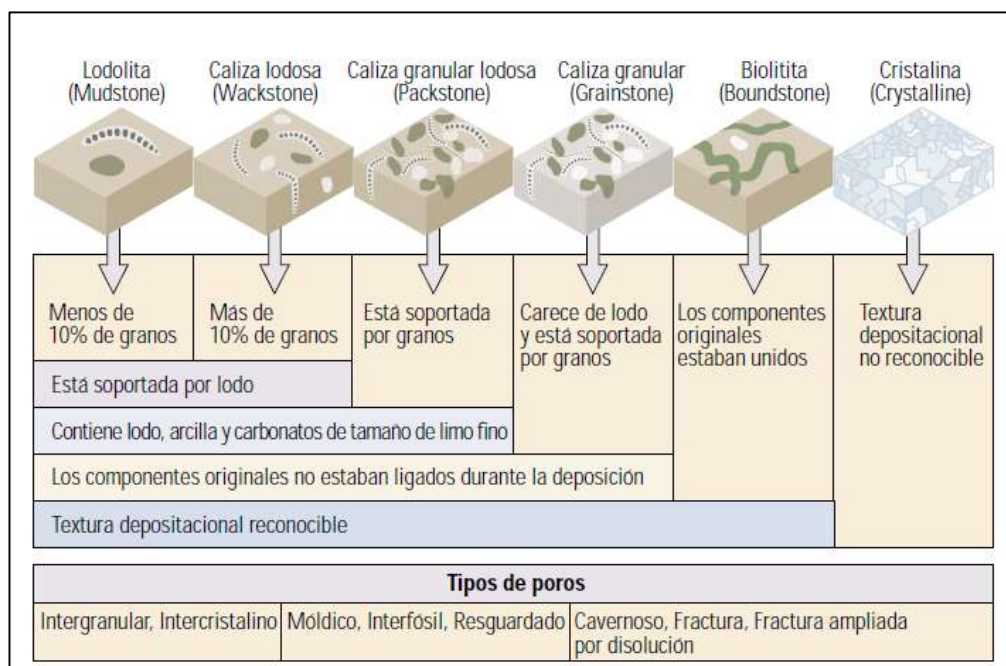


Figura 2.1 Clasificación de rocas carbonatadas

Fuente: Lucia, F. (1999) "Carbonate Reservoir Characterization"

### 2.1.2 Aspectos geológicos en yacimientos naturalmente fracturados

Aguilera, R (1995) en su libro "Naturally Fracture Reservoirs", determina que una fractura es definida como una discontinuidad que resulta de esfuerzos (stresses) que exceden la resistencia (strength) a la ruptura de una roca.

Un reservorio naturalmente fracturado es aquel que contiene fracturas creadas naturalmente, o sea que son el resultado de esfuerzos que existían en el momento en que la roca se fracturó. Estas fracturas tienen efectos positivos, negativos o neutrales en el flujo de fluidos dentro del reservorio. Las fracturas naturales son el resultado de:

- Deformación estructural asociada con fallamientos y plegamientos.

- Erosión de la carga litostática que permite expansión, levantamiento y fracturamiento de las capas.
- Reducción en el volumen de la roca.
- Paleo-Karstificación y colapso por solución.
- Liberación de presiones anormales de fluidos en yacimiento cuando aproximan a la presión de carga litostática.
- Impacto de meteoritos que puedan causar sistemas de fracturados muy complejos y extensos.

Nelson, R (2001) en su libro "Geologic Analysis of Natural Fracture Reservoir", define los sistemas de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados.

Los yacimientos de Tipo 1, en los que las fracturas proveen tanto la porosidad primaria como la permeabilidad primaria, habitualmente poseen áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos yacimientos muestran regímenes de producción iniciales altos, pero también están sujetos a rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de las reservas.

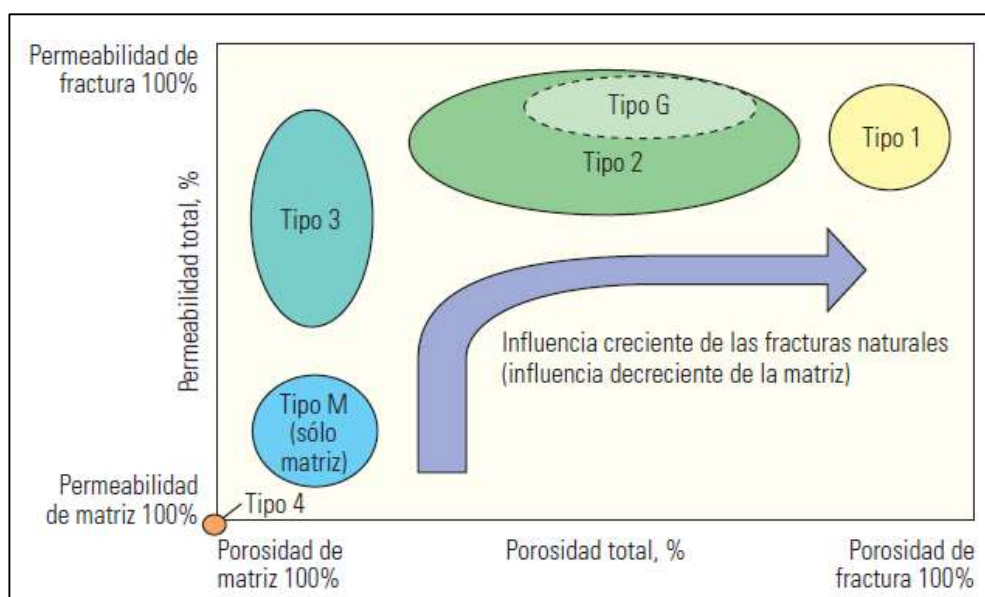
Los yacimientos de Tipo 2 pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria si la comunicación existente entre la fractura y la matriz es pobre.

Los yacimientos de Tipo 3 son habitualmente más continuos y poseen regímenes de producción sostenidos y buenos, pero muestran relaciones

complejas de permeabilidad direccional, generando dificultades durante la fase de recuperación secundaria.

Los yacimientos de Tipo M poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz, pero a veces se encuentran compartimentalizados, originando que su desempeño sea inferior a las estimaciones de producibilidad iniciales y que la efectividad de la fase de recuperación secundaria sea variable dentro del mismo campo.

En los yacimientos de Tipo 4 la permeabilidad se graficaría próxima al origen porque la contribución de las fracturas a la permeabilidad en dichos yacimientos es negativa. La Figura 2.3 muestra los tipos de reservorios naturalmente fracturados.



*Figura 2.3* Clasificación de reservorios naturalmente fracturados

Fuente: Nelson, R (2001) "Geologic Analysis of Natural Fracture Reservoir"

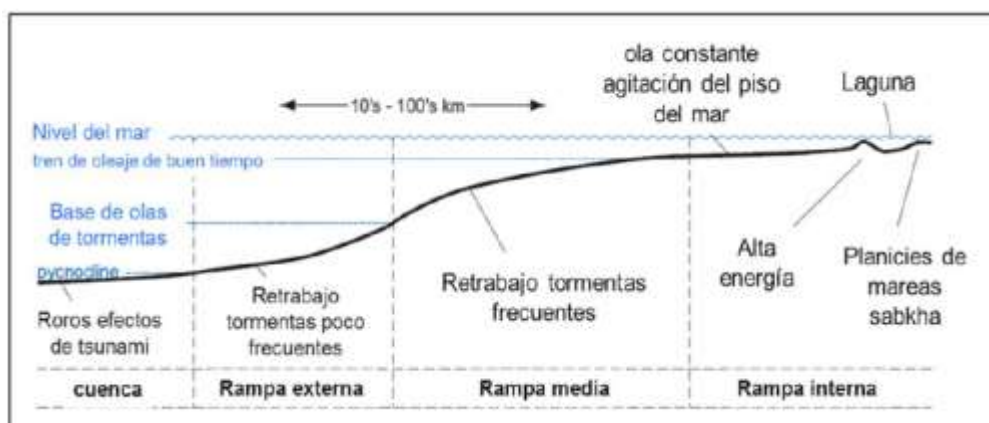


## 2.2. MARCO CONCEPTUAL

### 2.2.1 Modelo de rampa carbonatada

La geometría de los depósitos carbonatados está relacionada directamente a la producción de carbonatos y a la hidrodinámica de la columna de agua. (Schlager, 2005).

En la Figura 2.4 se muestra el esquema de zonificación de una rampa carbonatada que está relacionada con la pendiente del terreno y el trabajo de las olas, tormentas y mareas marinas.



*Figura 2.4* Esquema de zonificación de una rampa carbonatada y los fenómenos de olas, tormentas y mareas (Schlager, 2005)

Fuente: Pozo, E (2018) "Estratigrafía de secuencias en rocas del Pérmico aplicada a la exploración hidrocarburífera en las cuencas del sur del oriente peruano"

El modelo de facies estándar de Wilson (1975) resulta de una combinación de efectos de la pendiente, edad, energía del agua y clima, en donde las características del depósito también son afectadas por el aporte de clásticos.

En la Figura 2.5 se muestra el modelo de facies estándar que está definido por 9 facies en un perfil de plataforma con un margen y pendiente ligera.

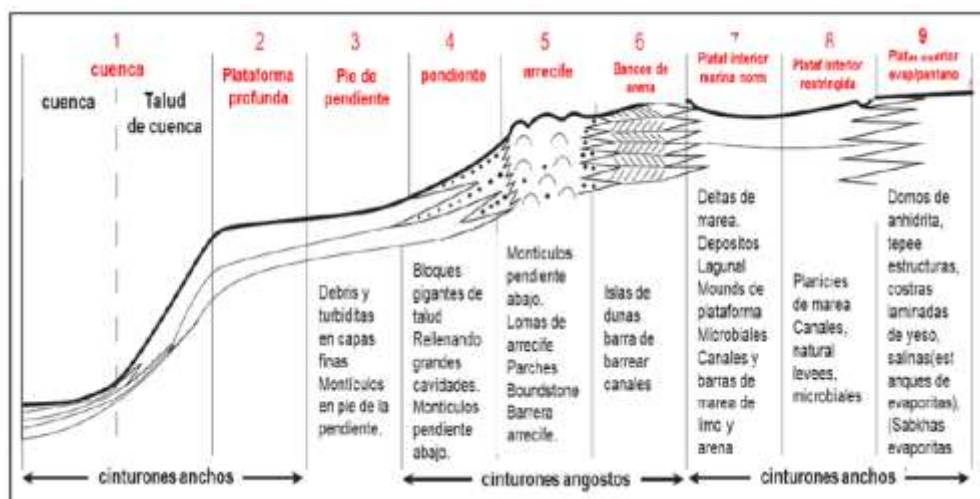


Figura 2.5 Esquema de modelo de facies estándar para rampas y plataformas carbonatadas, modificado (Schlager 2005)

Fuente: Pozo, E (2018) "Estratigrafía de secuencias en rocas del Pérmico aplicada a la exploración hidrocarburífera en las cuencas del sur del oriente peruano"

## 2.2.2 Atributo de Ant Tracking

El atributo de Ant Tracking sirve para extraer las superficies de falla a partir de la generación del atributo, utilizando un algoritmo relacionado con los sistemas de colonias de hormigas identificando superficies que muestran tendencias con valores anómalos de ruido sísmico.

Las hormigas denominadas agentes inteligentes del software, intentan extraer en el atributo correspondiente la relación al comportamiento de las fallas, la cual debe ser identificada por varias hormigas, en el caso de tratarse de sólo ruido o restos de reflectores, serán extraídos y pasarán a ser eliminados. Este atributo se genera completamente tridimensional y aprovecha la información de la superficie en los vóxeles circundantes,

haciendo posible derivar mayor detalle de información del atributo. Al volver a correr el proceso en las superficies extraídas en el volumen 3D, obtenemos el atributo mejorado o cubo de seguimiento de hormigas, que contiene la información verdadera de las fallas.

El algoritmo único es parte de un flujo de trabajo innovador que introduce un nuevo concepto en la interpretación de fallas y/o fracturas.

El proceso consta de cuatro pasos generales. El primer paso es acondicionar los datos sísmicos reduciendo el ruido en la señal. El segundo paso mejora las discontinuidades espaciales en los datos sísmicos (generando atributos de fallas y/o fracturas), detección de bordes). El tercer paso, que genera el volumen de seguimiento de Ant, mejora significativamente los atributos de falla al suprimir el ruido y los restos de eventos que no que corresponden a fallas. Esto se logra emulando el comportamiento de las colonias de hormigas en la naturaleza y cómo utilizan feromonas para marcar sus caminos con el fin de optimizar la búsqueda de alimento. De manera similar, las hormigas artificiales se colocan como semillas en un volumen de discontinuidad sísmica para buscar zonas de falla. Las feromonas virtuales desplegadas por las hormigas capturan información relacionada con las zonas de falla en el volumen.

El resultado es un volumen de atributos que muestra las zonas de falla muy nítidas y detalladas. En la Figura 2.5 se muestra el flujo de trabajo para la obtención del atributo de Ant Tracking.

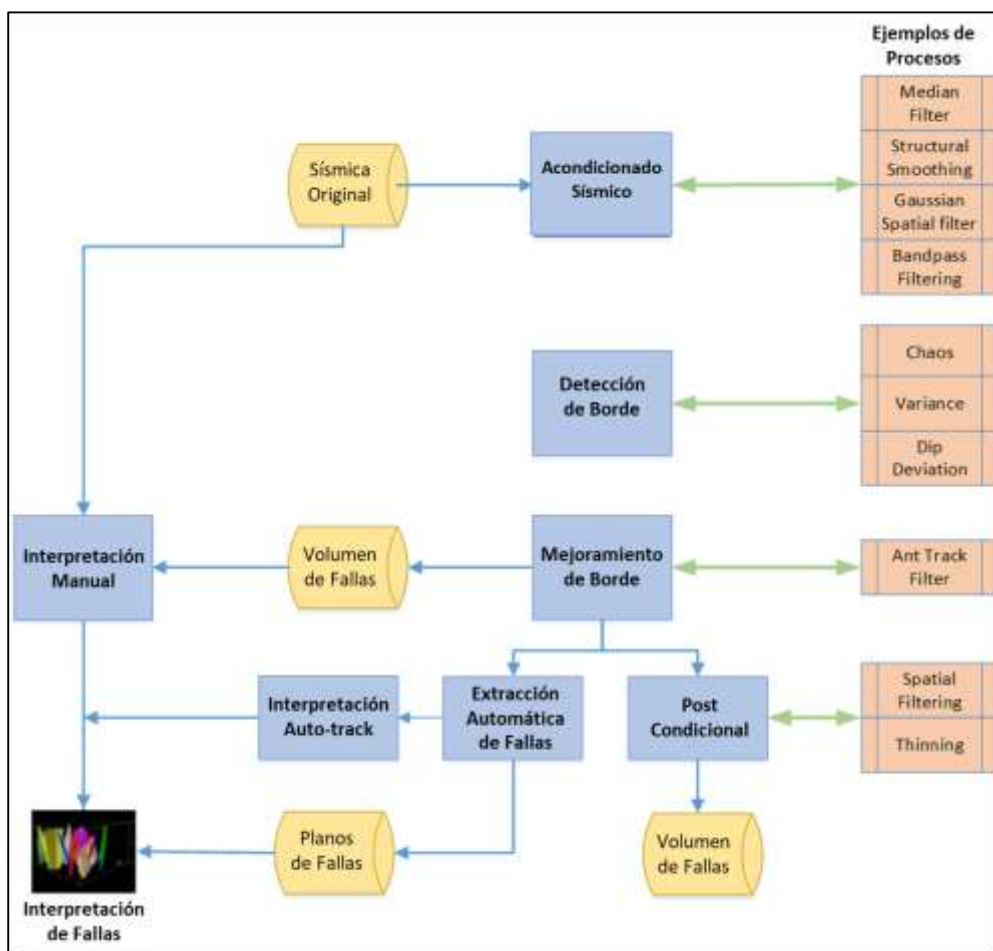
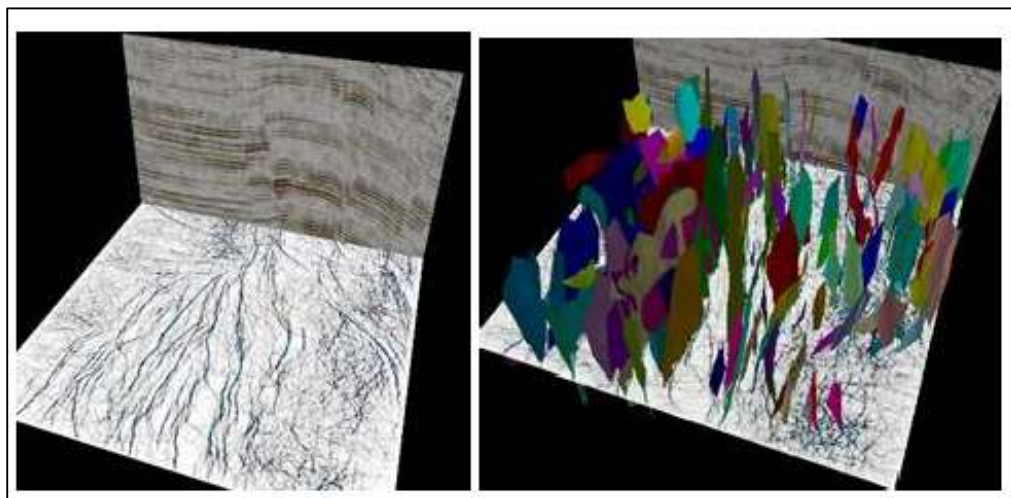


Figura 2.5 Flujo de trabajo para la obtención del atributo de Ant Tracking

Fuente: Manual de Schlumberger

Los parches de fallas en 3D o los planos de discontinuidad se pueden extraer del atributo de Ant Tracking, a través de un proceso automático de extracción de fallas. Las fallas se pueden dividir en diferentes subsistemas que no se cruzan. Estos subsistemas facilitan la extracción de superficies de falla en el paso final del proceso.



*Figura 2.6* Imagen del atributo de Ant Tracking y las fallas y/o fracturas extraídas

Fuente: Manual de Schlumberger

### **2.2.3 Metodología para construcción modelado geológico 3D**

El dominio del modelado geológico o modelado geocelular se divide en cuatro grupos de procesos principales, la construcción del armazón estructural, cuadrícula de puntos de esquina, modelado de propiedades y modelado de fracturas. Estos permiten construir un modelo del subsuelo confiable que contiene fallas, horizontes y propiedades. Luego, el modelo geológico 3D se puede utilizar para realizar cálculos volumétricos de hidrocarburos, análisis de incertidumbre, aumento de escala y postprocesamiento, y diseño de pozos.

En la Figura 2.7 se muestra el flujo de trabajo, con algunas diferencias, para construir modelos geológicos y de simulación.

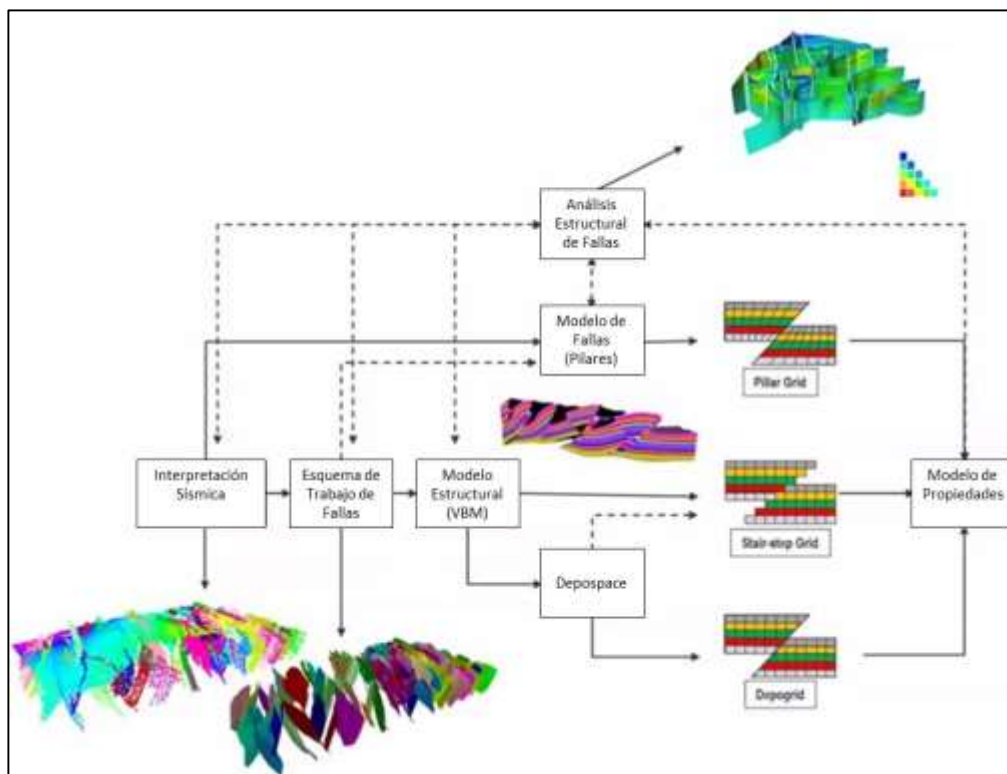


Figura 2.7 Flujo de trabajo para construcción de un modelo geológico 3D

Fuente: Manual Schlumberger

## **CAPITULO III**

### **DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN**

#### **3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

##### **3.1.1 Tipo y diseño de la investigación**

Según su enfoque, la investigación es de tipo cuantitativa porque 5 características epistemológicas sustentan su naturaleza como se describe a continuación:

- Percepción de la realidad: Objetiva, en base a mediciones.
- Razonamiento: Deductivo.
- Finalidad: Confirmación.
- Orientado: Resultado.
- Principio de verdad: Centrada en similitudes.

Según su alcance, la investigación es de tipo explicativo, porque se contrasta la hipótesis a partir de estudiar y entender con detalle los datos para la generación de modelos.

El diseño de la investigación es experimental, ya que está basado en pruebas, utilizando análisis y mediciones.

### 3.1.2 Unidad de análisis

La unidad de análisis corresponde al campo Mipaya del lote 56 del área de Camisea, ubicado en la zona sur de la cuenca sedimentaria Ucayali, perteneciente a la provincia de La Convención en el departamento de Cuzco a 495 km de distancia de la ciudad de Lima, capital del Perú. La Figura 3.1 muestra el mapa de ubicación con los campos del bloque 56 y 88 de Camisea.

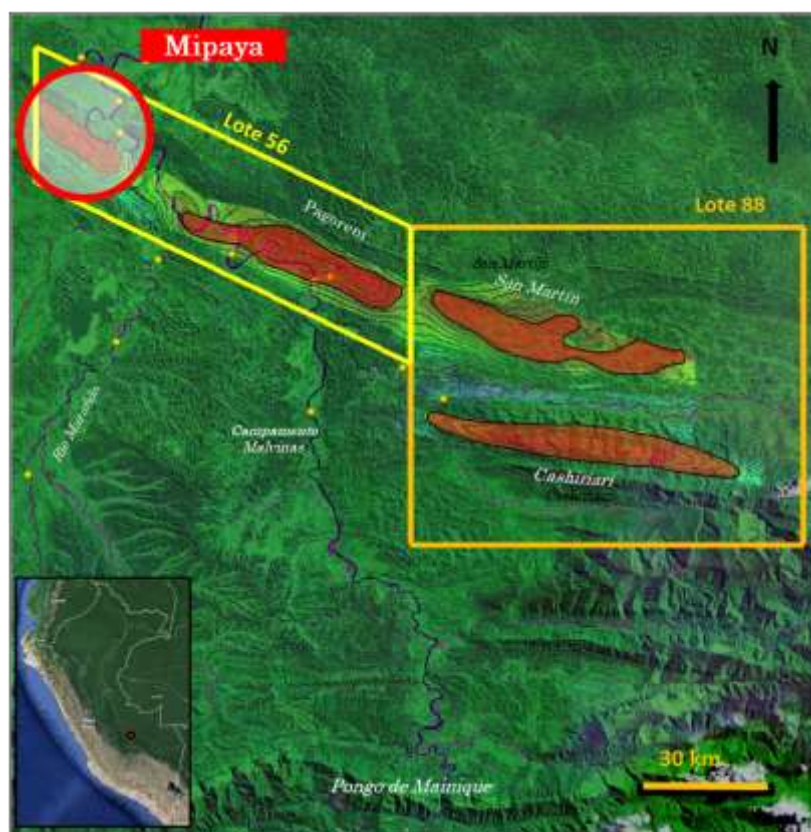


Figura 3.1 Mapa de ubicación del campo Mipaya

Fuente: Elaboración propia

Este campo cuenta con 5 pozos perforados, de los cuales 3 pozos son productores de gas y condensado principalmente de los reservorios clásticos, los cuales entregan el mayor volumen de producción del campo. Mipaya estructuralmente está formado por un anticlinal elongado con dirección NW-



SE, posee 10 km de largo y 2.5 de ancho aproximadamente, pertenece al tren de anticlinales de San Martin-Pagoreni de la faja plegada sub andina, la estructura está limitada al noreste por una falla fuera de secuencia (shortcut) y al suroeste por una falla de retro corrimiento (back thrust). La cobertura sedimentaria está constituida por formaciones de composición litológica variable, que van desde edades Paleozoicas a Terciarias características del área Camisea, la Figura 3.2 muestra la columna estratigráfica.

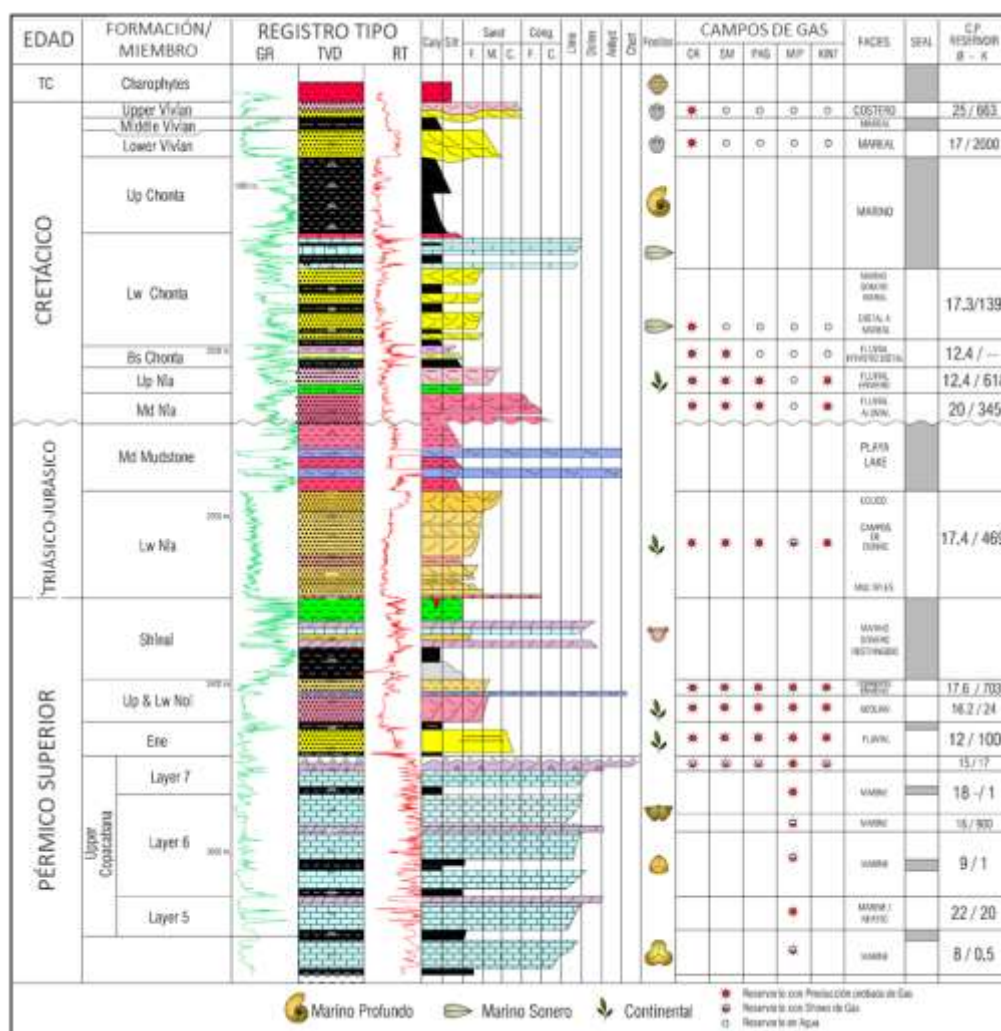


Figura 3.2 Columna estratigráfica del área de Camisea, enfocado en sus principales reservorios

Fuente: G&G Pluspetrol Camisea

### 3.1.3 Matriz de consistencia

“Integración de la Caracterización de Reservorios Carbonatados para la construcción de un Modelo Geológico 3D de doble porosidad del Grupo Copacabana, Cuenca Ucayali”

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES		INDICADORES	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS
			DEPENDIENTE	INDEPENDIENTE		
¿Cómo influye en el potencial hidrocarburífero del reservorio carbonatado con bajas porosidades y permeabilidades de matriz integrándolo con sus propiedades de fracturas en la construcción de un modelo geológico 3D de doble porosidad, para abrir oportunidades de desarrollo en reservorios no convencionales en el área de Camisea y sus alrededores?	Integrar y evaluar las características sísmicas, sedimentológicas, estratigráficas y petrofísicas de la matriz y fracturas naturales del reservorio Copacabana, para la construcción de un modelo geológico 3D de doble porosidad que permita evaluar el potencial hidrocarburífero en el área de Camisea y permita identificar nuevas oportunidades de desarrollo en reservorios no convencionales de la cuenca Ucayali y Madre de Dios.	La integración y evaluación de propiedades de fracturas y propiedades estáticas de matriz en la construcción de un modelo geológico 3D de doble porosidad, influirán en el potencial y productividad del reservorio carbonatado de Copacabana, para identificar oportunidades de exploración y desarrollo de reservorios no convencionales en el área de Camisea.	Potencial y productividad del reservorio carbonatado de Copacabana, para identificar oportunidades de exploración y desarrollo de reservorios no convencionales en el área de Camisea.	Las propiedades de fracturas y propiedades estáticas de matriz en la construcción de un modelo geológico 3D de doble porosidad.	Valores de propiedades petrofísicas del reservorio.  Número de fracturas por unidad de volumen de roca.  Contenido de hidrocarburos por unidad de volumen.	Información de pozos.  Sumarios petrofísicos de pozos.  Estudios de afloramientos.

Fuente: Elaboración propia

### **3.2 RECOLECCIÓN DE DATOS**

Los datos se obtienen a partir de tres fuentes principales, el cubo sísmico 3D, la información geológica de los pozos y los datos de fracturas interpretados en los registros de imágenes pozos, estos son obtenidas en trabajos de campo y gabinete, entre los cuales tenemos:

- Información básica de pozos, que contiene las coordenadas, medición de desviación del pozo y profundidad final de perforación.
- Registros eléctricos de los pozos, donde se miden los registros de Gamma Ray, Resistividades, Densidad, Neutrón y Sónico, los cuales servirán para la interpretación petrofísica.
- Núcleos convencionales, a los cuales se realiza estudio estratigráfico y sedimentológico en gabinete.
- Cubo sísmico 3D donde se realiza la interpretación de horizontes y fallas en nuestra unidad de análisis, además de la obtención del atributo de Ant Tracking.
- Fracturas identificadas en los pozos a partir de la interpretación de registro de imágenes de pozo (FMI).
- Estudio de facies sedimentarias obtenidos de la descripción y medición en afloramientos del Grupo Copacabana.

### **3.3 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN**

Para el proceso y almacenamiento de los datos se utiliza un software de modelamiento, adaptando un flujo de trabajo acorde con los datos del presente trabajo de investigación como muestra la Figura 3.3.

El flujo de trabajo general se desarrolla en dos etapas principales. En la primera etapa se procesa la información sísmica, geológica y datos de fracturas, en la segunda etapa se integra y construye un modelo geológico o modelo geocelular 3D donde se represente la caracterización y propiedades del reservorio Copacabana, para finalmente evaluar el potencial hidrocarburífero.

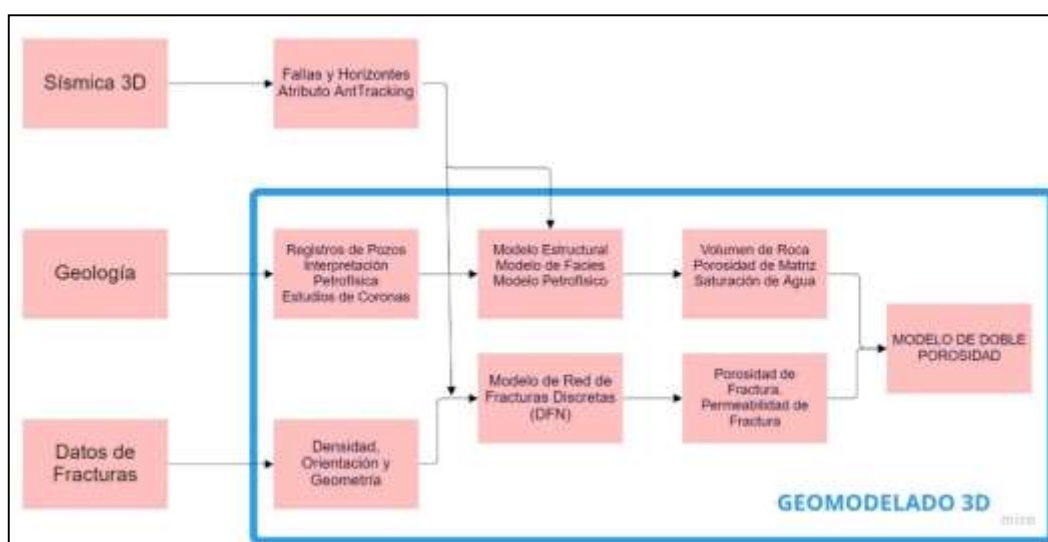


Figura 3.3 Diagrama de flujo de trabajo del modelo geológico de doble porosidad

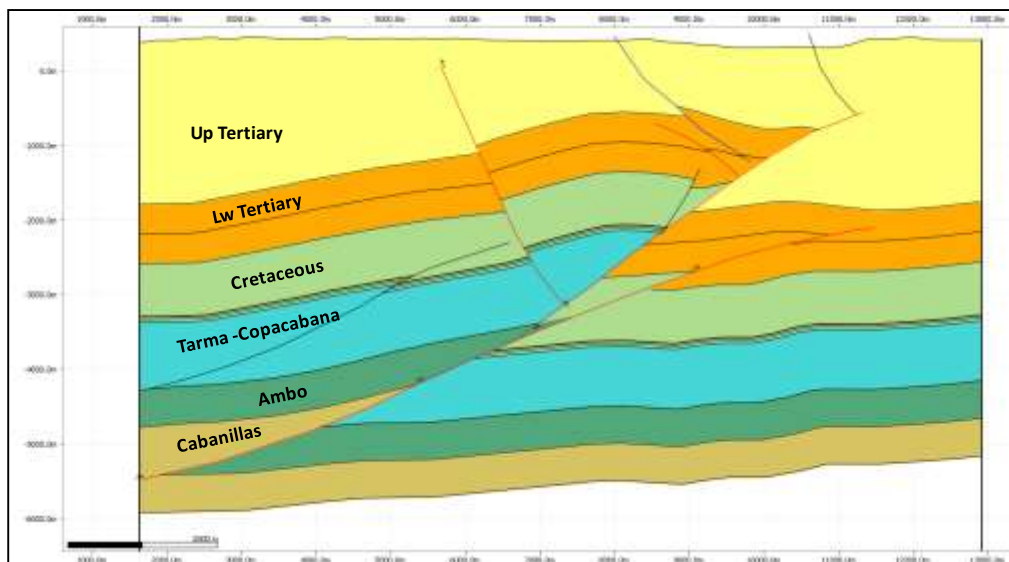
Fuente: Elaboración propia

### 3.3.1 Geología

#### 3.3.1.1 Geología Estructural

El mecanismo de deformación principal para la generación de la estructura Mipaya es a partir de un pliegue por flexión de falla, involucrando las unidades Paleozoicas y Terciarias, que corresponden desde el Grupo Cabanillas hasta el Grupo Capas Rojas respectivamente.

En la Figura 3.4 se observa el mecanismo de deformación, la geometría de las fallas que originan la estructura y las formaciones que son afectadas por la deformación.



*Figura 3.4* Sección Estructural de Mipaya

Fuente: G&G Camisea

En la Figura 3.5, se muestra el mapa estructural de Mipaya, que se trata de un anticlinal elongado con dirección noroeste-sureste, cuyas dimensiones son de aproximadamente 10 Km de largo y 2.5 Km de ancho, el cierre es en parte en cuatro direcciones y en parte contra falla.

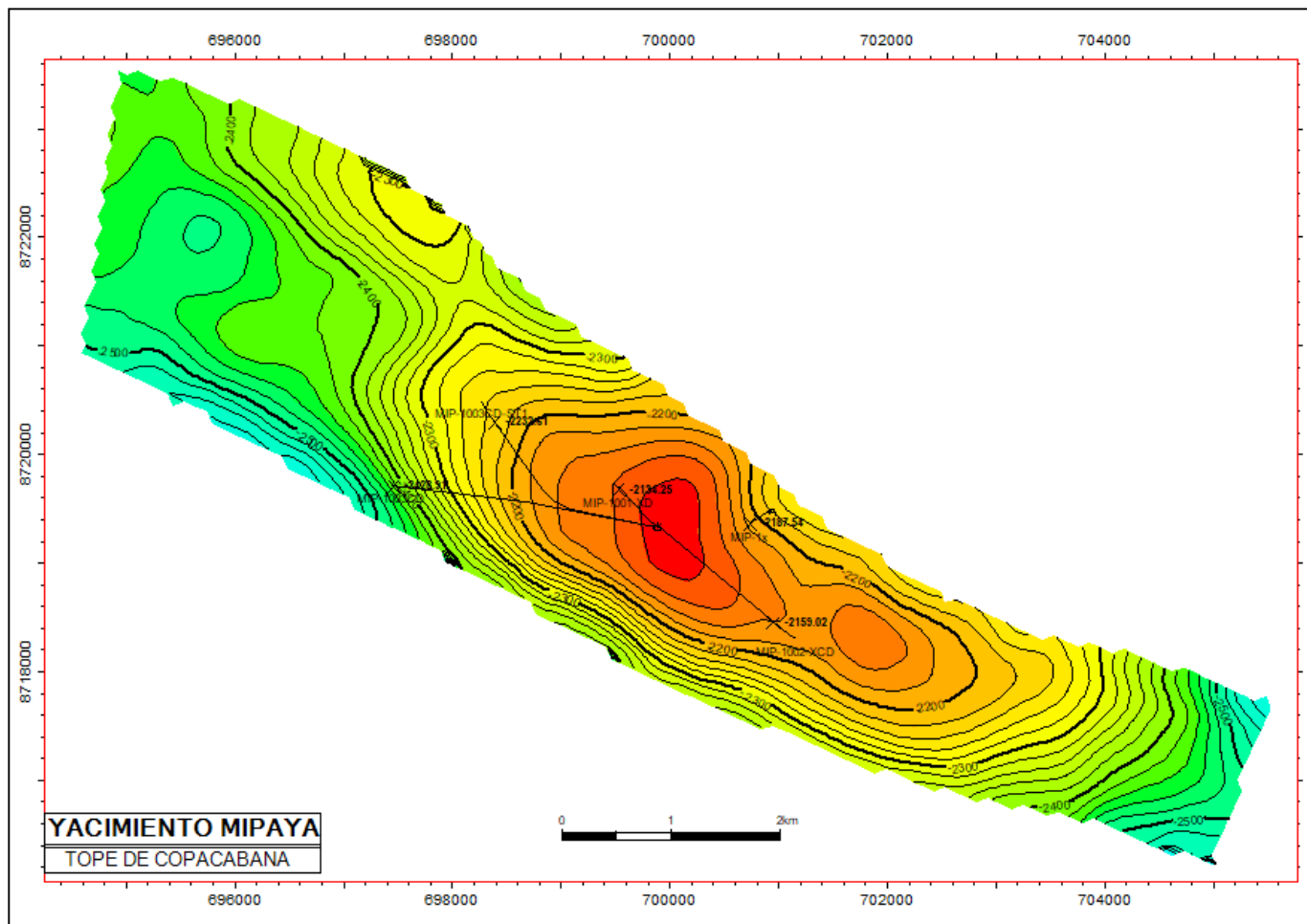


Figura 3.5 Mapa estructural de Mipaya

Fuente: Elaboración propia

La parte central la estructura Mipaya posee una cresta cilíndrica limitada al noreste por una falla fuera de secuencia y al suroeste por una falla de retrocorrimiento de alto ángulo que originan la forma actual de la estructura. Hacia la dirección noroeste hay una culminación de la estructura formado por un alto estructural elongado.

El sistema está representado por fallas inversas de similares características que al relevarse lateralmente desarrollan los sinclinales y fallas que son parte del cierre de las estructuras formadas. Esta estructura forma parte del área de Camisea, producto de la Orogenia Andina, donde se desarrolló una faja plegada y fallada, distinguiéndose tres zonas. Una zona o faja sin deformación ubicada al norte y noreste, una zona externa donde la deformación andina es suave, caracterizada por la formación de pliegues anticlinales y sinclinales alargados con dirección sureste-noroeste dispuestos de forma paralela, y una zona interna de la deformación fue compleja generando fallas que comprometen el basamento (Disalvo, A. et al 2008 “Sistemas petroleros del gran Camisea sur de la cuenca de Ucayali, Perú”).

### **3.3.1.2 Estratigrafía y Sedimentología**

En la Figura 3.6, se muestra la columna estratigráfica del área de Camisea. En la parte inferior se ubica el grupo Copacabana, que tiene un espesor promedio de 500 m, litológicamente está conformada principalmente por rocas carbonatadas (80%), con algunas unidades de lutitas (19%) y areniscas (1%), de edades Pérmicas que suprayacentes concordante al grupo Tarma. En el tope de Copacabana encontramos un Chert de aproximadamente 10 m.

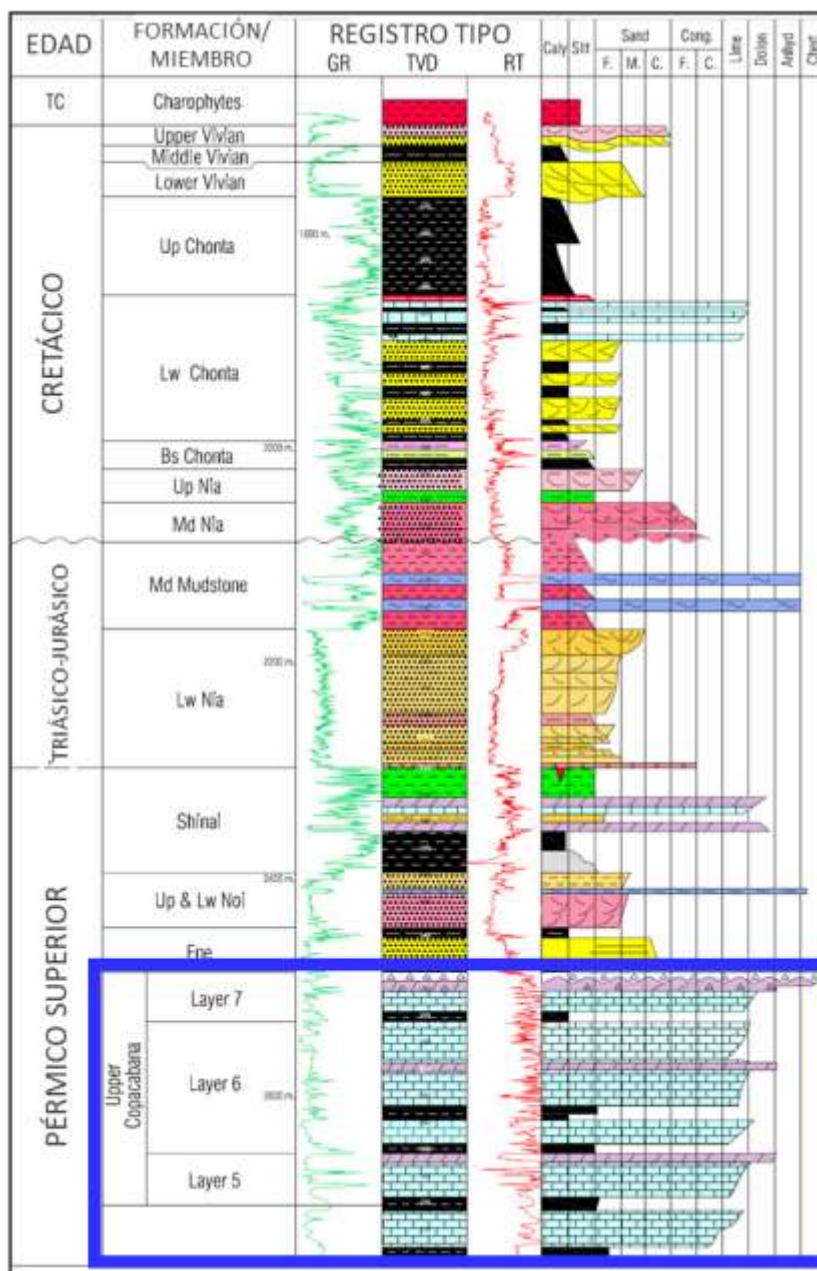


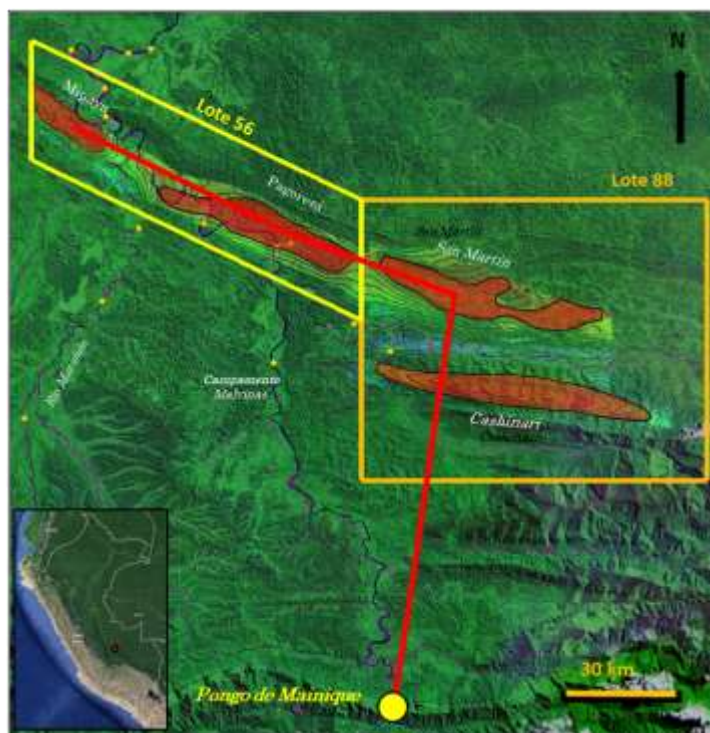
Figura 3.6 Columna estratigráfica del área de Camisea, enfocado en Copacabana

Fuente: G&G Pluspetrol Camisea

Los afloramientos del pongo de Mainique, ubicados a 80 km aproximadamente al sureste del campo Mipaya como se muestra en la Figura 3.7, son afloramientos expuestos por el río Urubamba, quien atraviesa el



flanco oriental de la cordillera de los Andes, permitiendo la exposición de las unidades estratigráficas que corresponden a las rocas productoras de los yacimientos de Camisea.



*Figura 3.7* Mapa de ubicación del campo Mipaya y los afloramientos del pongo de Mainique

Fuente: Elaboración propia

En esta zona Copacabana alcanza un espesor de 650 m, permitiendo realizar un estudio de facies sedimentarias que forma parte de la presente investigación. También fue fundamental realizar un registro de Gamma Ray, permitiendo correlacionar Copacabana con los pozos de los campos San Martín, Pagoreni y Mipaya como se muestra en la Figura 3.8. En la correlación estratigráfica siguiente se observa la buena continuidad de Copacabana, permitiendo relacionar entre las características sedimentarias del afloramiento, perfil de pozo y facies sedimentarias descritas en las coronas.

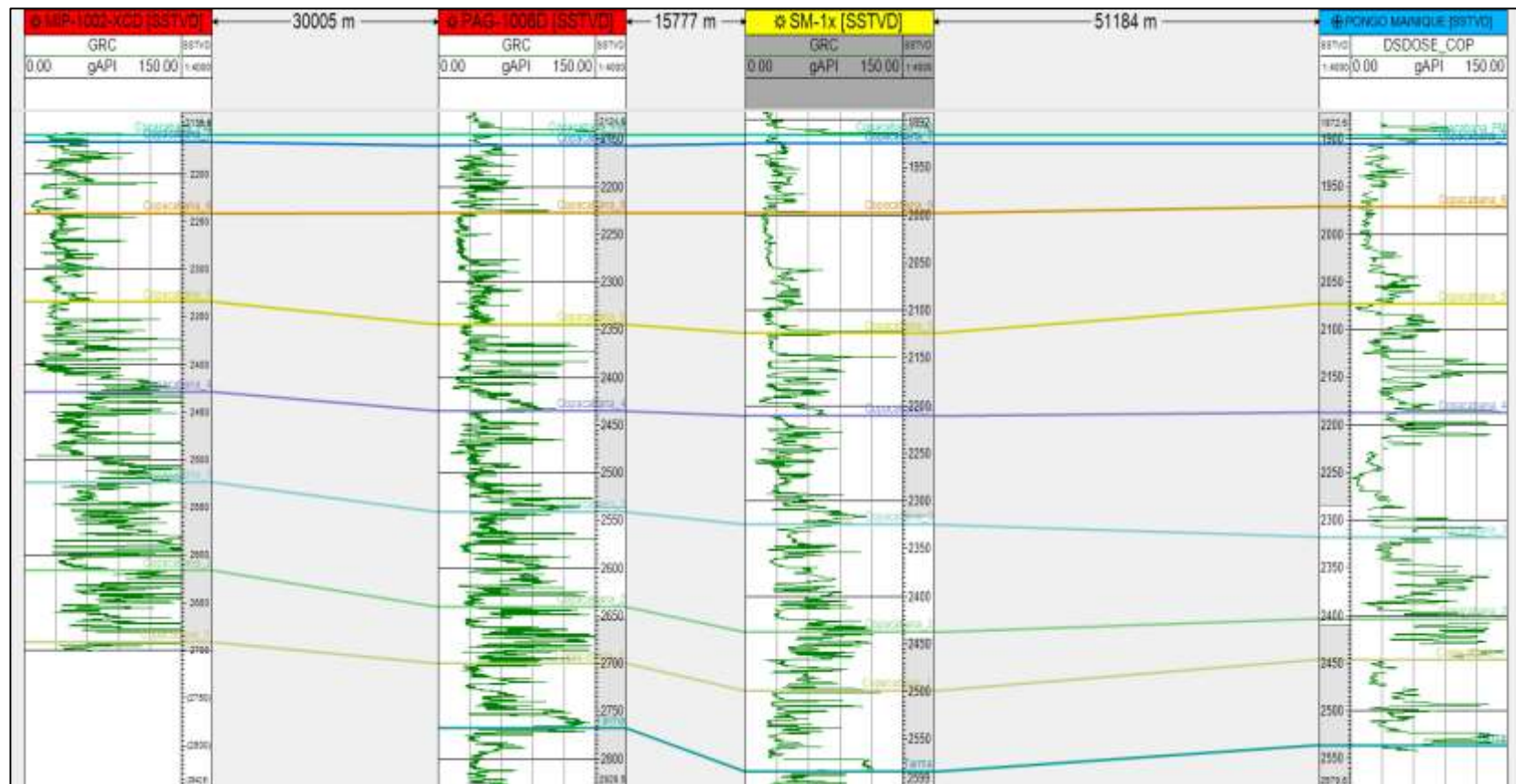


Figura 3.8 Correlación Estratigráfica de Copacabana con pozos de Mipaya y los afloramientos del pongo de Mainique

Fuente: Elaboración propia.

En el campo Mipaya, el Grupo Copacabana se divide en 7 secuencias de cuarto orden perfectamente correlacionables regionalmente entre información del subsuelo y afloramiento, cada unidad corresponde a un ciclo sedimentario grano creciente que comienza en la base con un lutita de la zona distal o profunda del sistema marino, seguido por mudstones laminados y algunos casos masivos, seguido de intercalaciones de mudstones, wackstones y packstones, y finalmente hacia el tope de cada secuencia progradante culmina con grainstones en algunos casos con oolitas.

En la Figura 3.9, se muestra el registro de pozo tipo de Copacabana donde se observa las secuencias o subdivisiones estratigráficas, el comportamiento del registro Gamma Ray y Resistividad, además de las facies sedimentarias descritas en el afloramiento de la secuencia 1 (Copacabana 1).

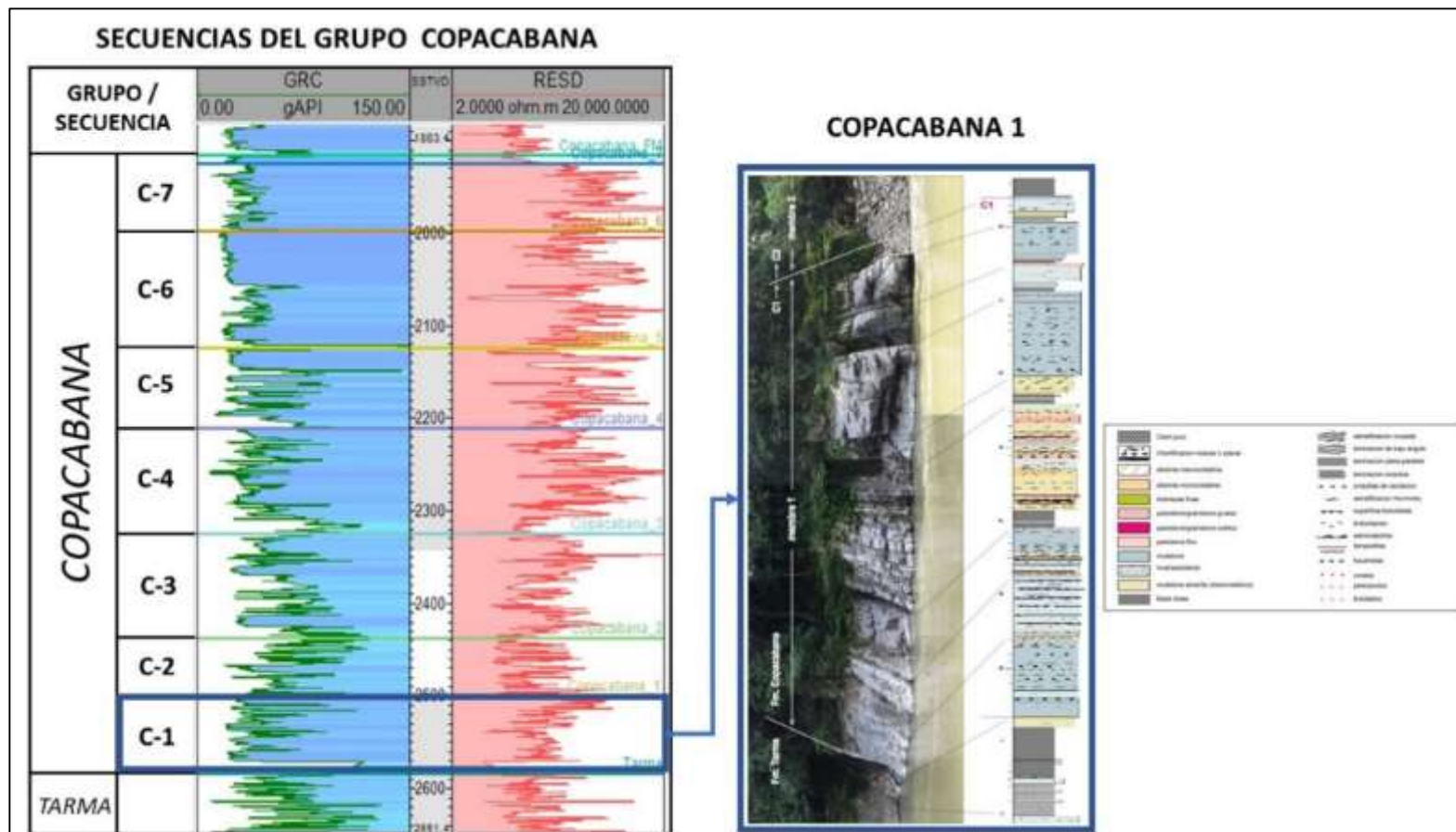


Figura 3.9 Registro tipo de Copacabana con la subdivisión de 7 secuencias y facies sedimentarias en el afloramiento

del pongo de Mainique

Fuente: Elaboración propia

El Grupo Copacabana se desarrolla durante el Pérmico Inferior (Newell, et al., 1953), producto de una transgresión marina que ingreso por el noroeste del continente, formando un mar restringido, limitado principalmente por los cratones Guyana y Guapore, y la Cordillera de la Costa. La Figura 3.10 muestra las Provincias Geológicas de Sudamérica durante el Pérmico Inferior.

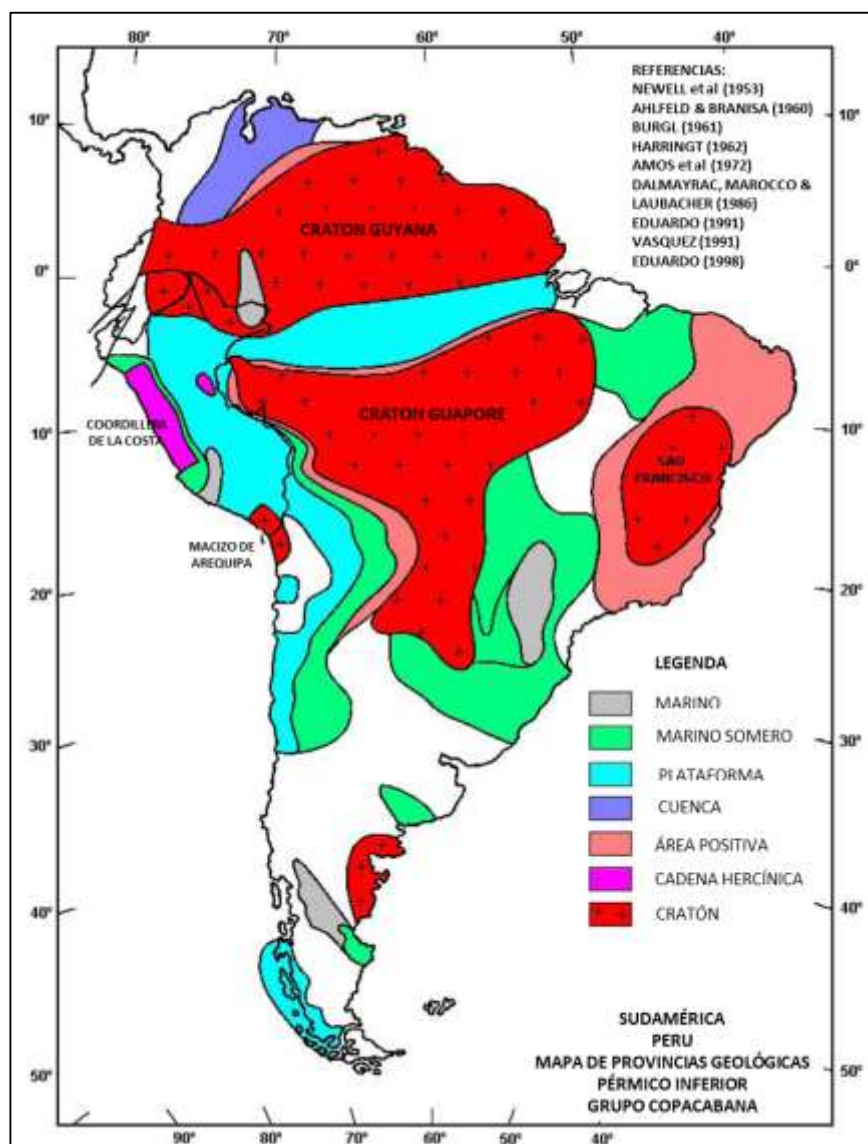


Figura 3.10 Mapa de provincias geológicas en el Pérmico inferior. Se observa el mar de Copacabana y sus límites

Fuente: Flores, H (2013) "Paleogeography and their significance to Hydrocarbon Potential, Sub Andean Basin Peru"

Con el estudio de facies sedimentarias en los afloramientos del Pongo de Mainique, se determinó que la secuencia de depositación es tipo transgresiva-regresiva, desarrollado por un ciclo un ciclo transgresivo de menor potencia y un ciclo regresivo de mayor potencia.

Las facies están organizadas verticalmente en la secuencia tipo que se muestra en la Figura 3.11, estas tienen variable espesor que van desde 1 m hasta los 15 m. La secuencia comienza con facies de lutitas negras “black shale” o micritas, seguido de mudstones laminados, alguno de ellos con tempestivas y wackstones. Seguido tenemos mudstones masivo terminando por un nivel de emersión con facies de grainstone oolíticos o areniscas retrabajadas.

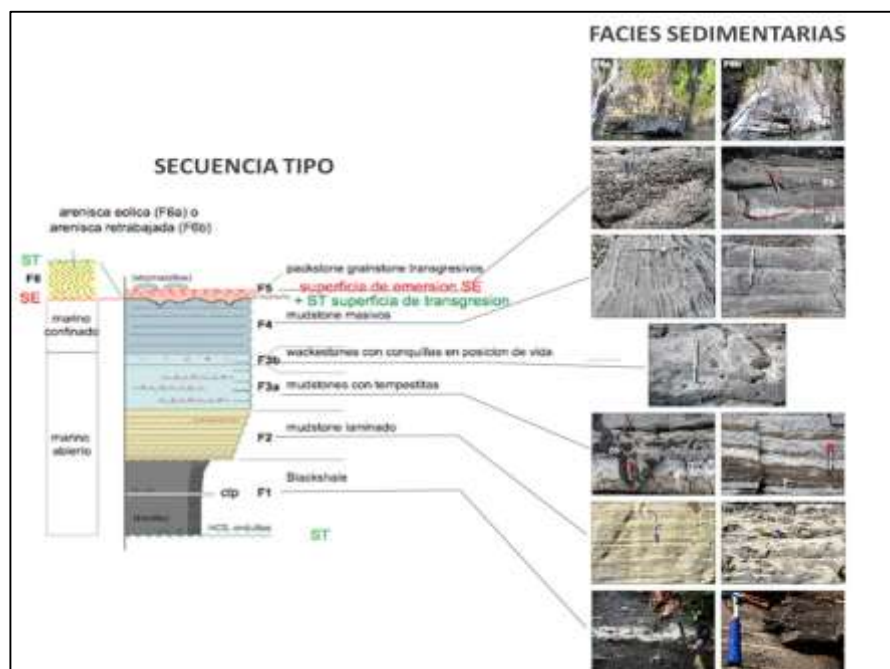


Figura 3.11 Secuencias tipo de facies de los afloramientos del pongo de Mainique

Fuente: G&G Pluspetrol Camisea

Con el estudio sedimentológico en las coronas, se identificaron las facies encontradas en cada unidad de Copacabana, cada asociación de facies permite determinar el ambiente sedimentario que corresponde. En la Figura 3.12 se muestra el perfil sedimentológico de una corona que corresponde al Chert del tope de Copacabana y los primeros metros de Copacabana 7.

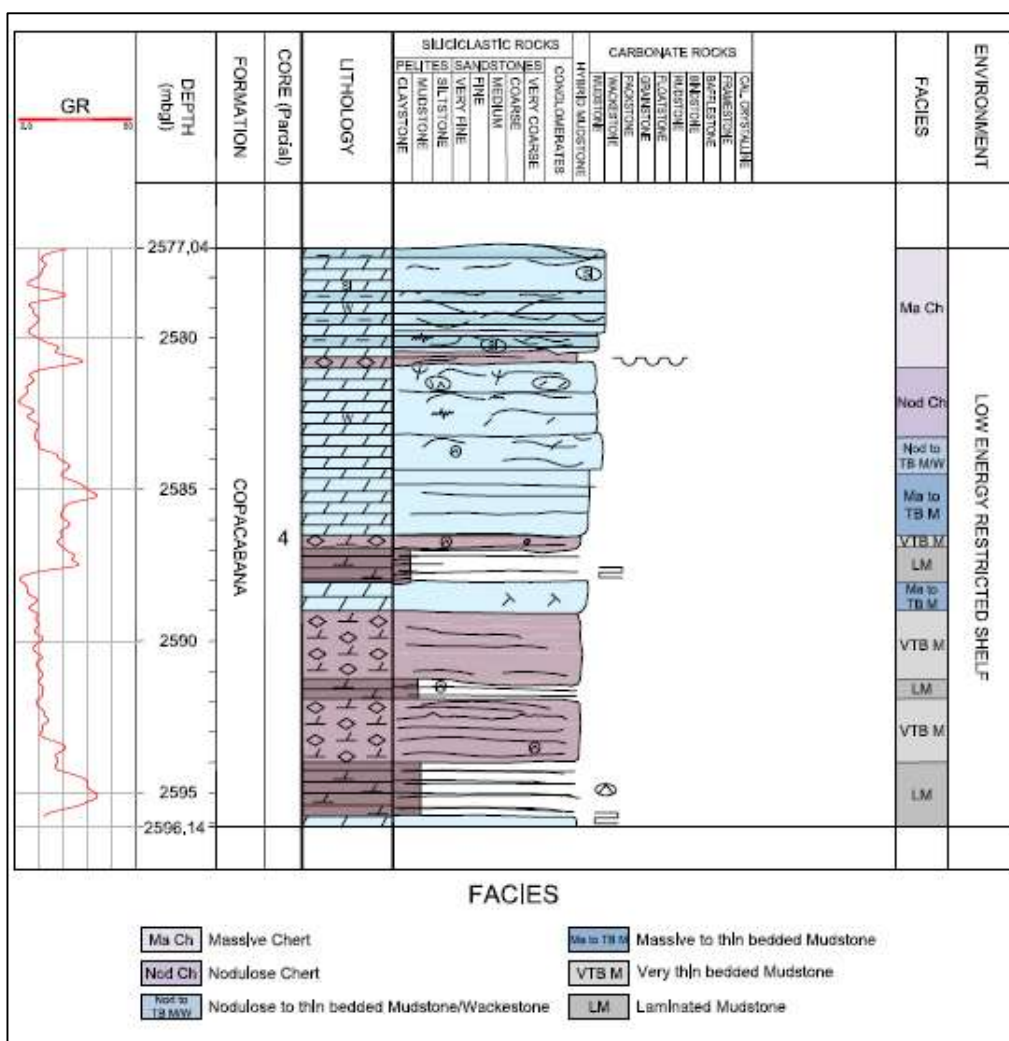
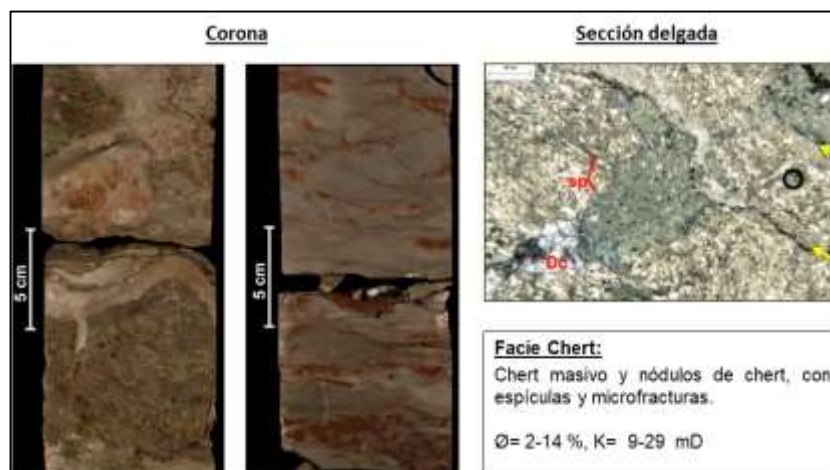


Figura 3.12 Perfil Sedimentológico de facies de corona, que corresponde a la parte superior de Copacabana (Copcabana 7)  
Fuente: G&G Pluspetrol Camisea

Las principales facies de Copacabana, las cuales se utilizaron en la construcción de nuestro modelo geológico, se describen a continuación:

### ***Facies de Chert***

Facies diagenética compuesta por silicificación, con texturas de brechas y nódulos, presenta fracturación, en el microscopio se observa porosidad vuggy y móldica con presencia de microfracturas. Los valores de porosidad son de 2 a 14% y permeabilidades de 9 a 29 m D. La Figura 3.13 muestra fotografías de la corona y sección delgada con los valores de porosidad y permeabilidad.



*Figura 3.13* Facies de chert de la corona

Fuente: Elaboración propia

### ***Facies de Limestone laminado***

Facies compuesta por dolomitas muy finas, con laminaciones muy delgadas de hasta 5 cm, con presencia de materia orgánica y microfósiles. Niveles de microfracturas y nódulos escasos de composición anhidrita y sílice. Los valores de porosidad son de 0.8 a 2% y permeabilidades de 0 a 0.17 m D.



La Figura 3.14 muestra fotografías de la corona y sección delgada con los valores de porosidad y permeabilidad.

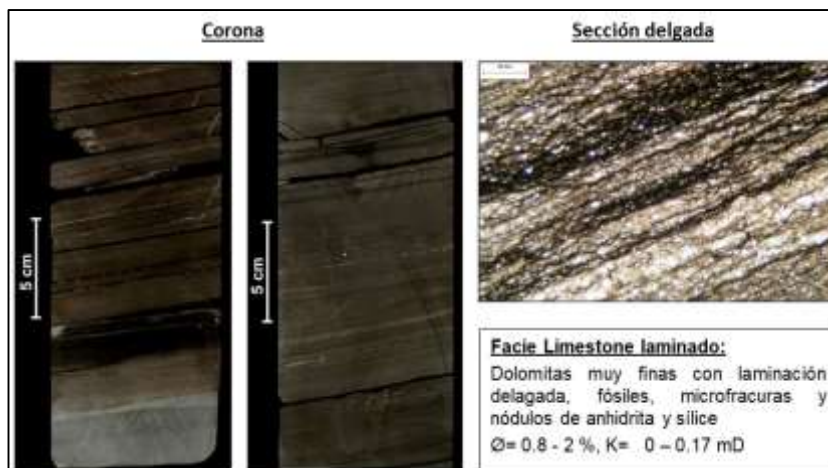


Figura 3.14 Facies de limestone laminado de la corona

Fuente: Elaboración propia

### ***Facies de Dolomudstone***

Facies compuesta por dolomudstone con lutitas y wackstone dolomitizado, finamente cristalizado con textura planar, localmente se reconoce calcita y anhidrita, principalmente con microporos, con tipo de porosidad intercrystalina y escasamente móldica. Los valores de porosidad son de 5 a 34 % y permeabilidades de 0.3 a 30 m D. La Figura 3.15 muestra fotografías de la corona y sección delgada con los valores de porosidad y permeabilidad.

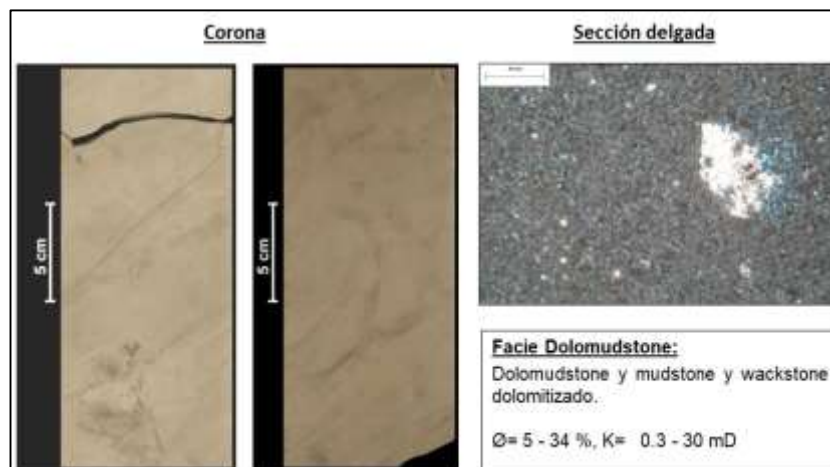


Figura 3.15 Facies de dolomudstone de la corona

Fuente: Elaboración propia.

### ***Facies de Mudstone calcítico***

Facies compuesta por sedimentos micríticos como lodo calcítico con ostrácodos y valvas foraminíferas, carecen de estructuras sedimentarias primarias con presencia de materia orgánica que indican condiciones reductoras, con laminaciones difusas y microestilolitos, baja porosidad asociada a microfracturas parcialmente abiertas. La Figura 3.16 muestra fotografías de la corona y sección delgada.

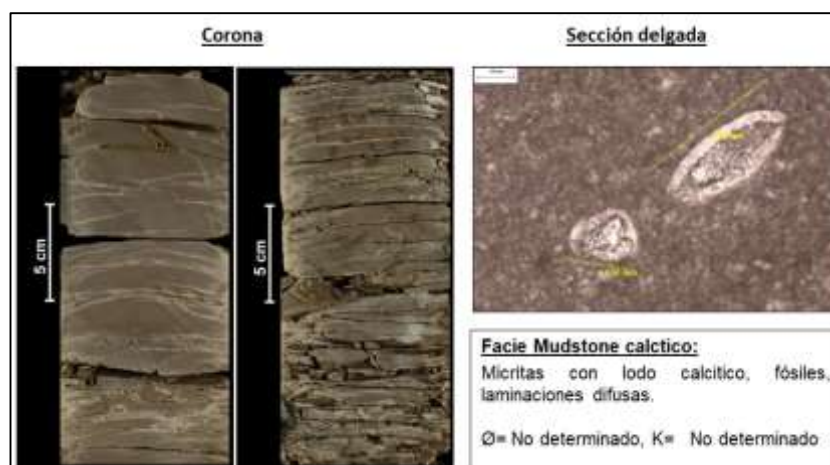


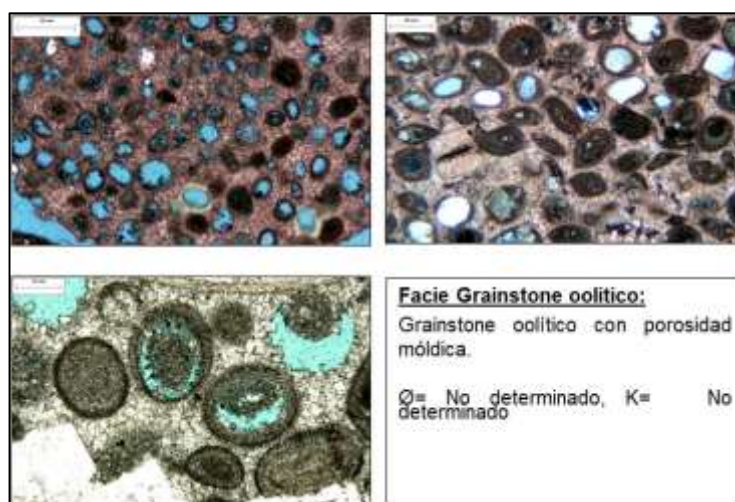
Figura 3.16 Facies de mudstone calcítico de la corona

Fuente: Elaboración propia

### ***Facies de Grainstone oolítico***

Facies compuestas por limestone grano soportado con presencia dominante de oolitos. Los oolitos tienen núcleos silicoclásticos comunes, frecuentemente de arena de cuarzo, la porosidad es intragranular y móldica.

La Figura 3.17 muestra fotografías de la corona y sección delgada.



*Figura 3.17* Facies de grainstone oolítico

Fuente: Elaboración propia

### ***Facies de Bioclastos de packstone y grainstone***

Facies compuesta granos esqueléticos y granos de calcitas, con cemento y escaza matriz micrítica. Los bioclastos son principalmente briozoos y equinodermos, también hay presencia de foraminíferos, espículas silíceas, gasterópodos y pelecípodos. Visualmente se observa variación de porosidad de mala a buena, siendo intrapartícula y móldica, presentando también microfisuras. La Figura 3.18 muestra fotografías de la corona y sección delgada.

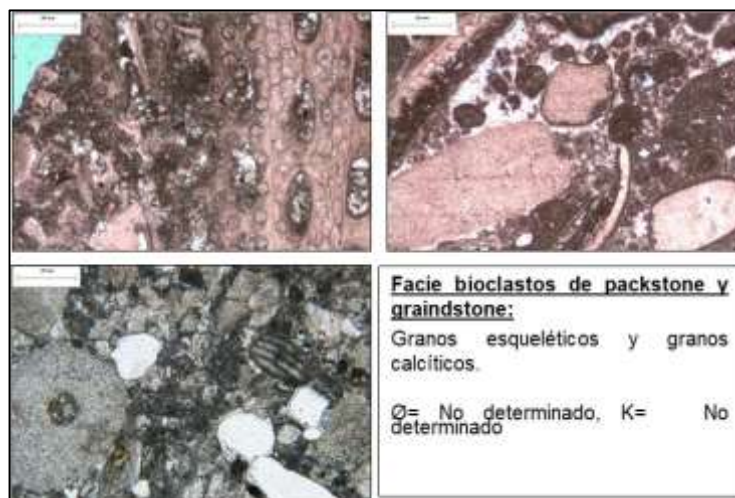


Figura 3.18 Facies de bioclastos de packstone y grainstone

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con la descripción de facies, el grupo Copacabana pertenece a un modelo de rampa o plataforma sin borde. La Figura 3.19, muestra la distribución de facies que caracteriza cada zona de la rampa carbonatada de Copacabana adaptada del modelo determinado por Schlager (2005), las cuales tienen una relación directa con la profundidad de agua, trabajo de mareas, olas, tormentas y las fábricas depositadas.

Las facies F9 compuestas por mudstones, lutitas y wackstones pertenecen a la zona de cuenca. Las facies F8 y F7 compuestas por wackstones, grainstones retrabajados y packstones pertenecen a la zona de rampa externa donde hay muy poco trabajo de tormentas. Las facies F6 compuesta por intercalaciones de wackstones y packstones pertenece a la rampa media donde hay intenso trabajo de tormentas y crecimiento orgánico. Las facies F6 compuesta por grainstones oolíticos que pertenecen a la rampa interna y forman bancos por el trabajo de las olas y ayudan a desarrollar las facies F4, F3 y F2 compuestas por dolomitas y evaporitas de la zona de ante rampa. Las facies F1 compuestas por chert producto de la silicificación.

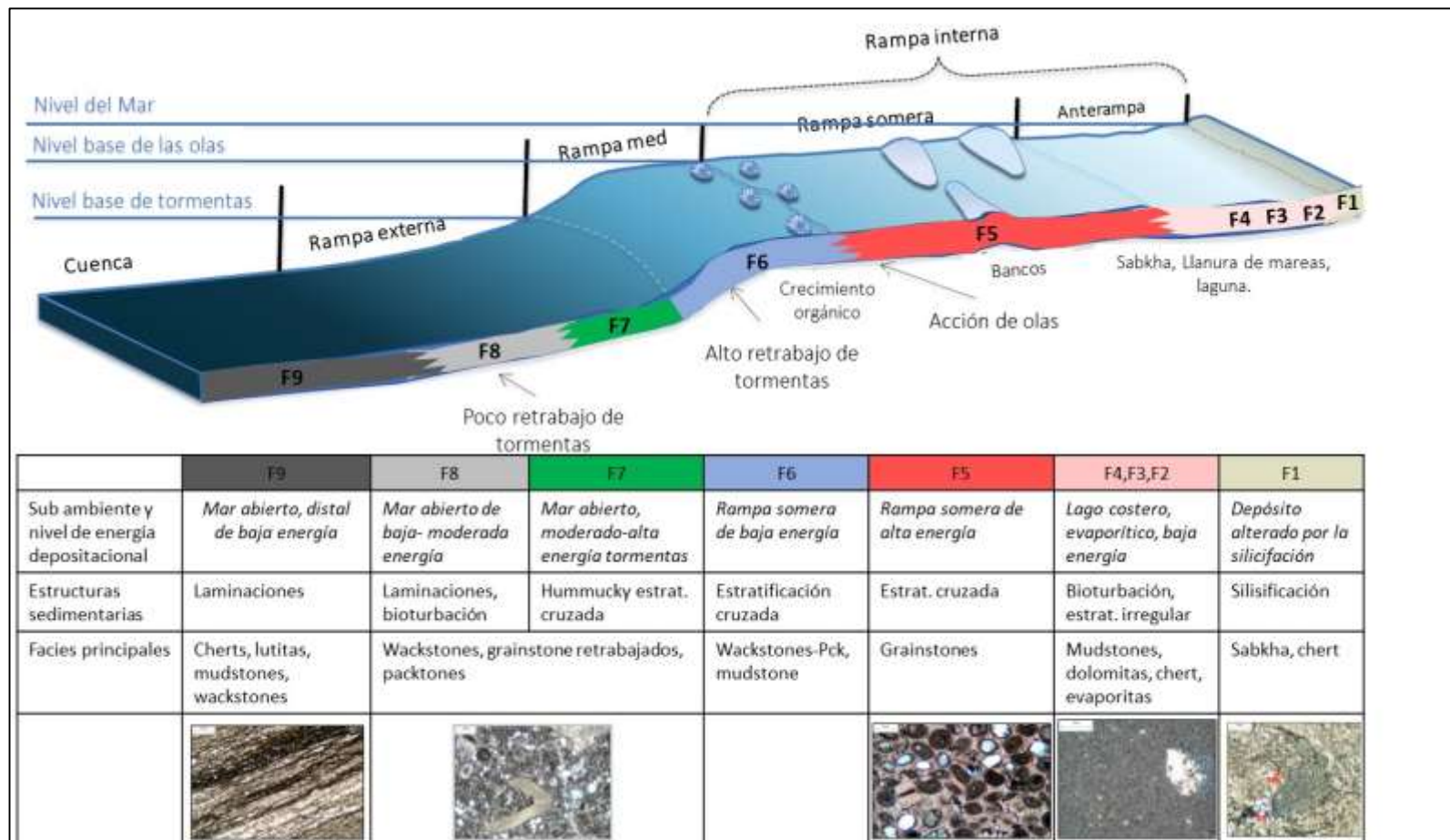


Figura 3.19 Distribución de facies de Copacabana en una Rampa Carbonatada

Fuente: Elaboración propia (Adaptado de Schlager 2005)

### 3.3.1.3 Petrofísica

Para la evaluación petrofísica de Copacabana se calcula principalmente las propiedades que corresponden al volumen de arcilla (VClay), porosidad efectiva (PHIE) y saturación de agua (SW), estas dos últimas son fundamentales para determinar el volumen in situ de hidrocarburos.

Para el cálculo de volumen de arcilla utilizamos el registro de Gamma Ray (GR) mediante la aplicación del método lineal, que consiste en determinar el valor en cada zona a estudiar a partir de establecer un valor más limpio de Gamma Ray (mínimo) y el valor más arcilloso de Gamma Ray (máximo), para luego aplicar la siguiente fórmula.

$$V_{clay} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Vclay= Volumen de arcilla

GRlog= Lectura de Gamma Ray de la formación

GRmin= Gamma Ray mínimo (arena limpia o carbonato)

GRmax= Gamma Ray máximo (arcilla)

La porosidad efectiva se calcula aplicando el método multimineral para litologías complejas. Este método utiliza los registros de densidad, neutrón, factor fotoeléctrico, volumen y densidad de arcilla y densidad de la matriz a partir de los minerales que la componen. Los minerales que componen la matriz son Chert (sílice), Dolomía y Caliza, estos se determinan con los siguientes parámetros:

PARAMETROS	VDOLP	VDOL	VLIME
Rho matrix - aparente	2.65	2.87	2.55
U matrix - aparente	6	9	7.3
Rho matrix - verdadero	2.65	2.87	2.55

La saturación de agua se calcula aplicando el método Indonesia, utilizando valores obtenidos en laboratorio, para el exponente de saturación 2 (n), exponente de cementación 2 (m) y constante de tortuosidad 1 (a). La salinidad obtenida del agua de las pruebas de formación es de 56000 ppm ClNa.

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left[ \frac{Vsh^{(1-Vsh/2)}}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\emptyset^{m/2}}{\sqrt{aRw}} \right] Sw^{n/2}$$

Vsh= Volumen de arcilla

$\emptyset$  = Porosidad de la matriz

Rsh = Resistividad de la arcilla

Rt = A partir del perfil de resistividad

Rw= Resistividad de agua de formación

Sw= Saturación de agua

Un parámetro importante son las lecturas de gas total del cromatógrafo detectado durante la perforación, el cual ayuda a determinar posibles zonas con gas en los reservorios de Copacabana.

La Figura 3.20 muestra el registro tipo y la evaluación petrofísica para los reservorios de Copacabana. El primer track muestra las curvas de Gamma Ray, donde encontramos que los mayores espesores de Copacabana corresponden a valores entre 10 a 30 grados API, mientras que

los valores de alto de Gamma Ray de 80 a 120 grados API, corresponden a las zonas más distales o profundas de nuestro sistema depositacional que son los mudstones o lutitas.

En el siguiente track muestra una curva en rojo que representa las lecturas de gas total del cromatógrafo detectado durante la perforación, esta curva es fundamental porque ayuda a determinar posibles zonas con gas en los reservorios de Copacabana, relacionados a reservorios cuyas facies son de grainstones oolíticos, dolomudstones, calizas con porosidades móldicas y calizas fracturadas.

El track de resistividades presenta valores muy altos por encima de los 2000 ohm, propios de calizas o reservorios de baja porosidad, estos valores bajan hasta los 100 ohm indicándonos zonas de reservorios.

En el track de los registros de densidad – neutrón se observa el cruce de ambos registros, indicando la presencia de gas en el reservorio. Es importante mencionar que ese efecto sólo se observó en la zona del reservorio de composición chert, ya que la densidad de la matriz es igual a la de una arenisca de 2.65 cc aproximadamente.

Los siguientes tracks muestran la porosidad, saturación de agua y la mineralogía que componen la matriz de Copacabana.



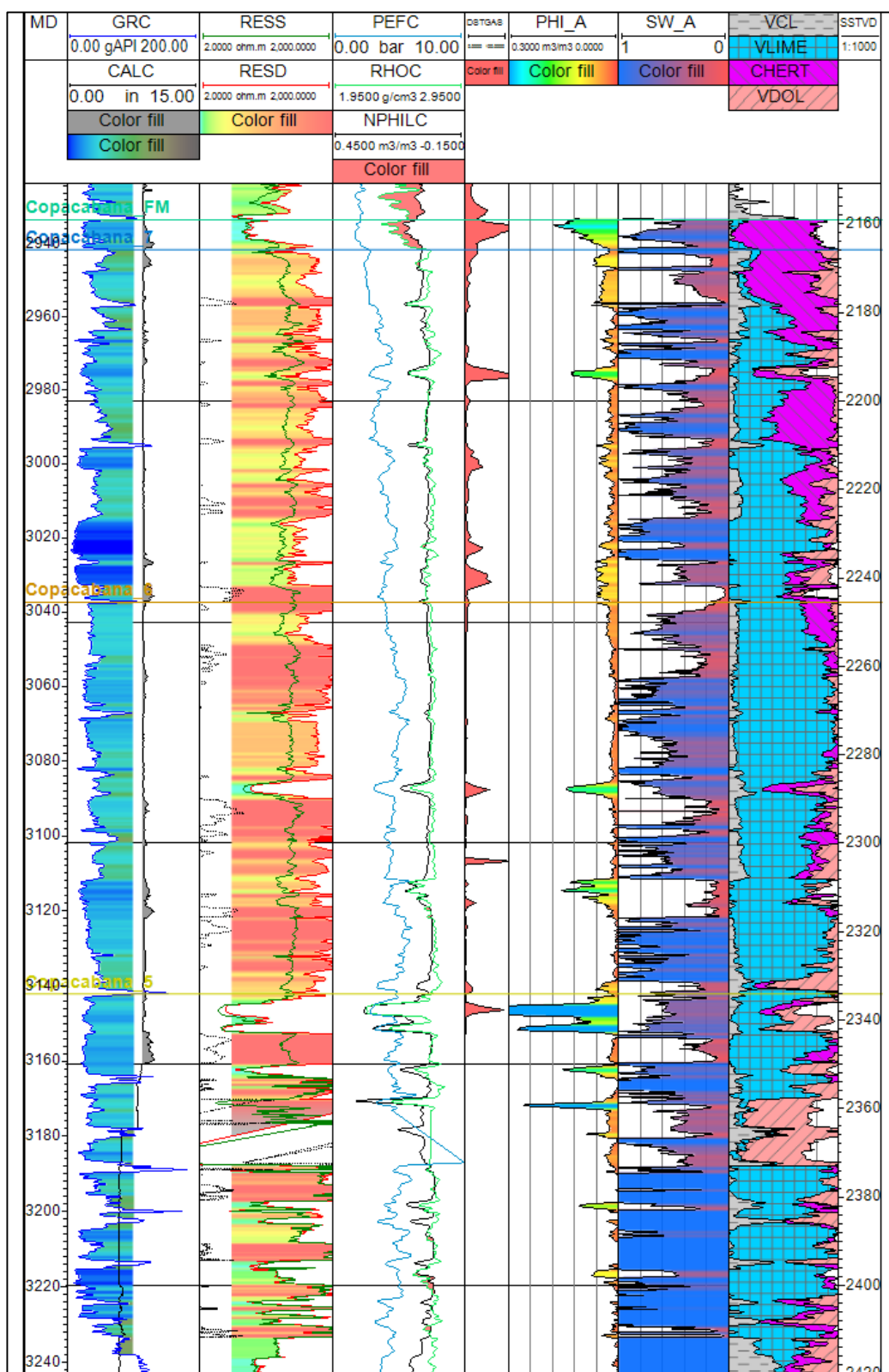


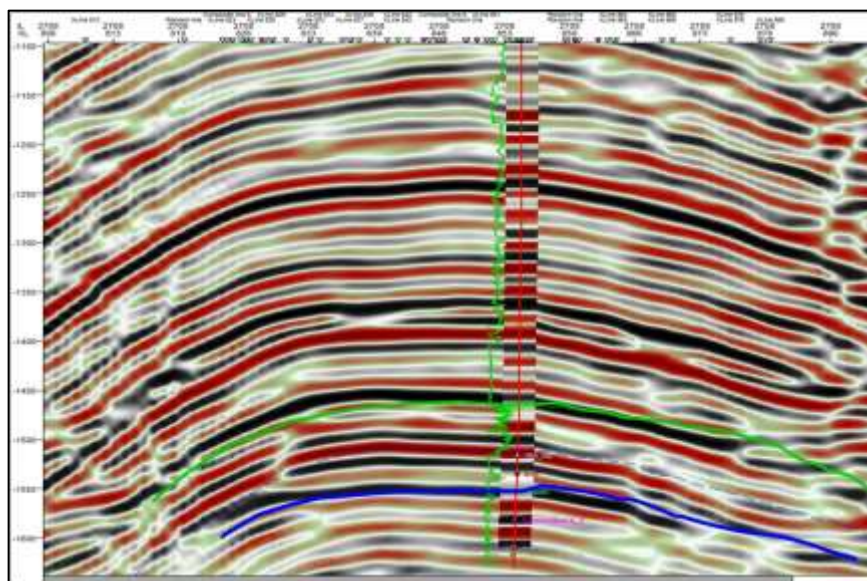
Figura 3.20 Registro Petrofísico tipo de los pozos de Mipaya

Fuente: Elaboración propia

### 3.3.2 Sísmica 3D

#### 3.3.2.1 Interpretación sísmica de horizontes y fallas

La interpretación sísmica en Mipaya forma de un estudio regional de la interpretación sísmica y estructural del bloque 88 y 56 que comprenden también los campos de Cashiriari, San Martín y Pagoreni. En esta etapa se desarrollaron secciones de reconstrucción estructural utilizando sísmica 2D, luego se elaboraron sismogramas sintéticos que permiten la correlación sísmica y pozo, identificando los principales horizontes de los reservorios de los campos como se muestra en la Figura 3.21.



*Figura 3.21* Ajuste sísmica y pozo en Mipaya (Inline y pozo 1001)

Fuente: G&G Camisea

La interpretación se desarrolló en el volumen sísmico 3D en profundidad (PSDM, Migración Pre-Apiamiento en profundidad). En la Figura 3.22 y Figura 3.23 se evidencia buena continuidad de reflectores sísmicos para la interpretación de Copacabana, se identifican las fallas mayores y menores que ayudan y caracterizan las estructuras del campo Mipaya.

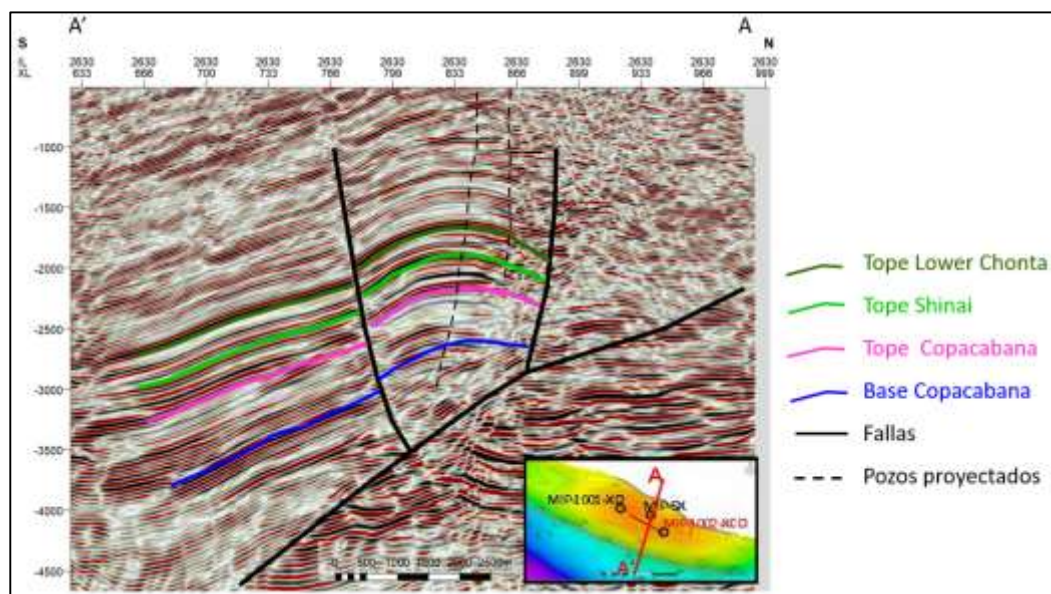


Figura 3.22 Línea sísmica con la interpretación de horizontes y fallas de la estructura de Mipaya

Fuente: Elaboración propia

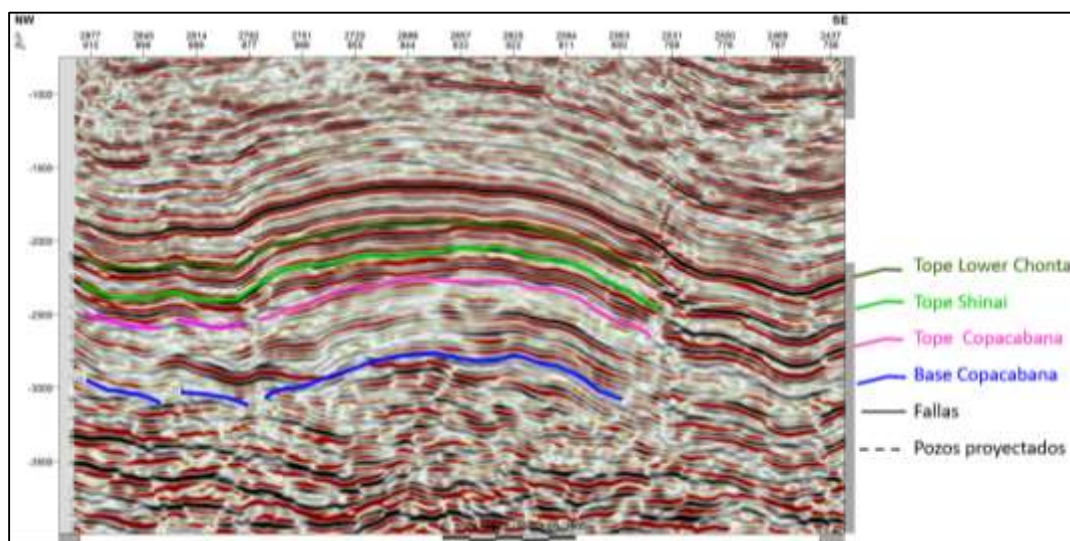
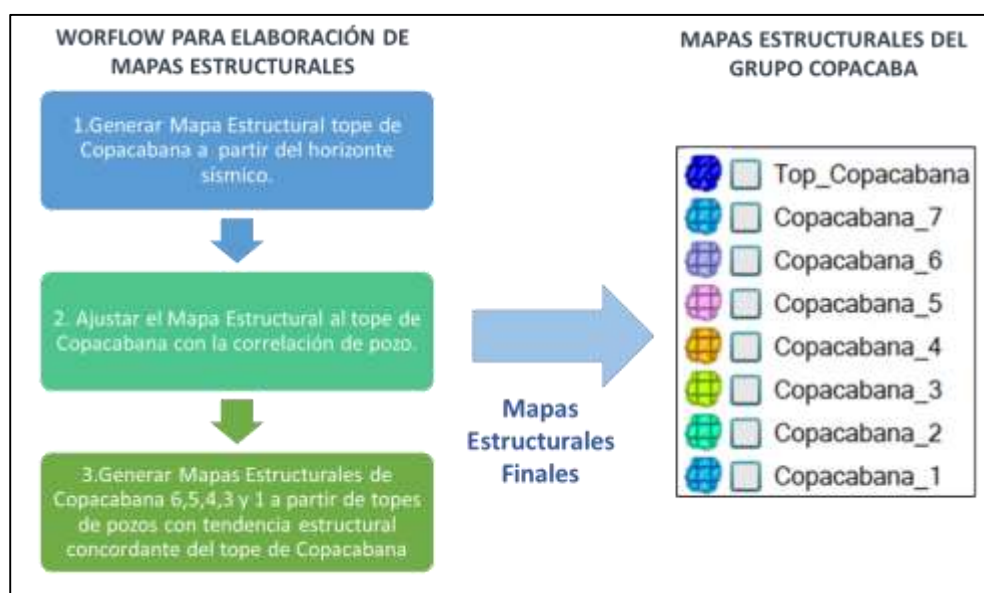


Figura 3.23 Línea sísmica con la interpretación de horizontes de Copacabana

Fuente: Elaboración propia

Para interpretar el horizonte sísmico del tope de Copacabana se eligió un reflector de polaridad positiva que tiene relación con los topos estratigráficos encontrados en los pozos. A partir de ello construimos primero

el mapa estructural del tope de Copacabana. Luego construimos los mapas estructurales de las unidades estratigráficas dentro de Copacabana, estos son contruidos a partir de los topes de la correlación estratigráfica de pozos para cada unidad estratigráfica, las cuales son concordantes al tope de Copacabana. La Figura 3.24 muestra el flujo de trabajo para la construcción de mapas estructurales.



*Figura 3.24* Flujo de trabajo para la elaboración de mapas Estructurales de Copacabana

Fuente: Elaboración propia

La interpretación de fallas y horizontes van a definir los límites tridimensionales de nuestro modelo enfocado en la zona de interés.

La Figura 3.25 y Figura 3.26 muestran los mapas estructurales 3D en profundidad para cada unidad de Copacabana.

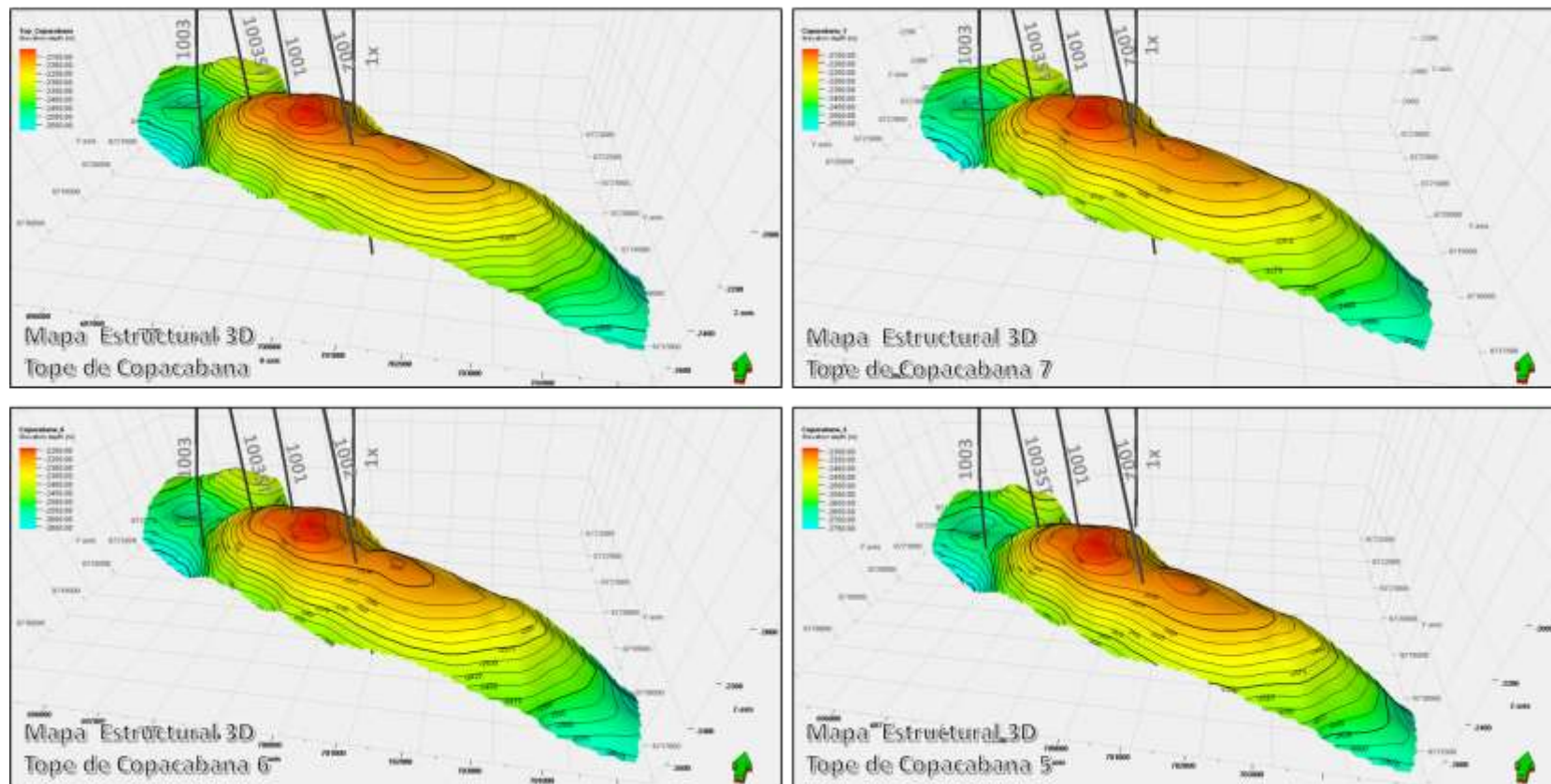


Figura 3.25 Mapas estructurales en profundidad del tope de Copacabana, Copacabana,7, Copacabana 6 y Copacabana 5

Fuente: Elaboración propia

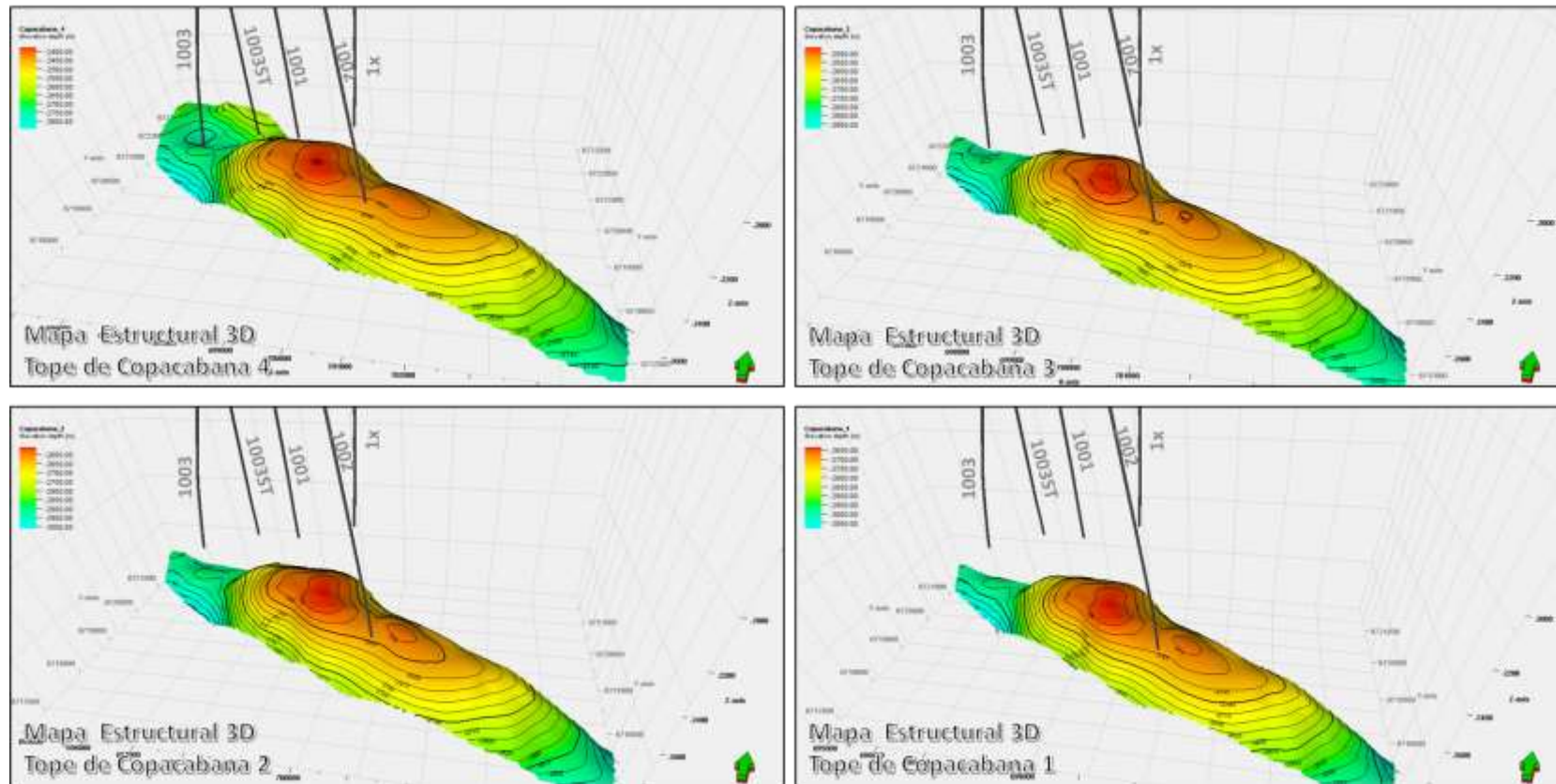


Figura 3.26 Mapas estructurales en profundidad del tope de Copacabana 4, Copacabana 3, Copacabana 2 y Copacabana 1

Fuente: Elaboración propia

### 3.3.2.2 Detección de fracturas (Ant Tracking)

En este proceso se identificó en el Grupo Copacabana del campo Mipaya fracturas provenientes de dos fuentes, una de ellas es a partir de los análisis de registros de imágenes y coronas, que se describe más adelante, y otra detección de fracturas con el atributo sísmico Ant Tracking.

Es importante mencionar que las fracturas o corredores de fracturas detectadas con este atributo, se refieren principalmente a las de mayor longitud debido a la escala de trabajo en el cubo sísmico, permitiendo identificar los reservorios con fracturas como potenciales zonas productivas de gas, también fracturas que conecten verticalmente los reservorios con los acuíferos de las zonas inferiores que son perjudiciales para la producción de gas del campo.

La metodología seguida o flujo de trabajo para la detección de fracturas o corredores de fracturas a partir del atributo de Ant Tracking es la siguiente:

- Primero, se realiza un recorte del volumen sísmico para enfocar el análisis en el reservorio Copacabana. En la parte izquierda de la Figura 3.27 se muestra todo el volumen sísmico, esto se recorta a un volumen más pequeño que contenga el campo Mipaya y el Grupo Copacabana como se muestra en la parte izquierda de la Figura 3.27.

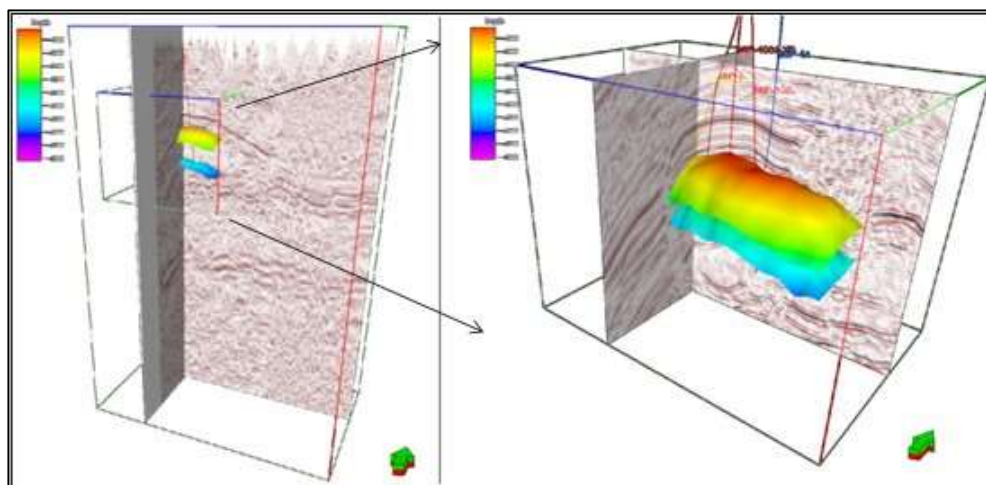


Figura 3.27 Recorte del volumen sísmico 3D enfocado en Copacabana

Fuente: G&G Camisea

➤ Segundo, se genera el atributo sísmico de suavizado estructural, para acondicionar el dato sísmico. Este atributo permite suavizar y resaltar las discontinuidades y fracturas como se muestra en la Figura 3.28.

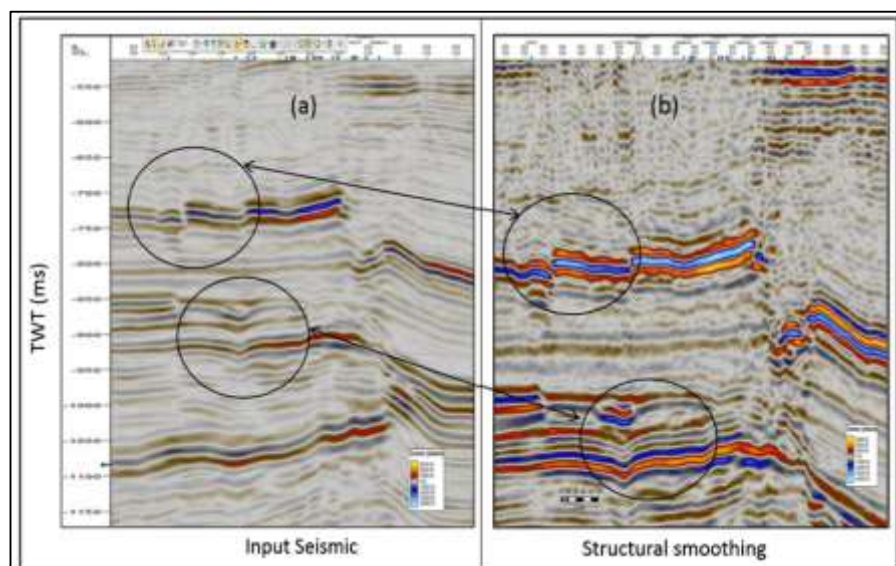
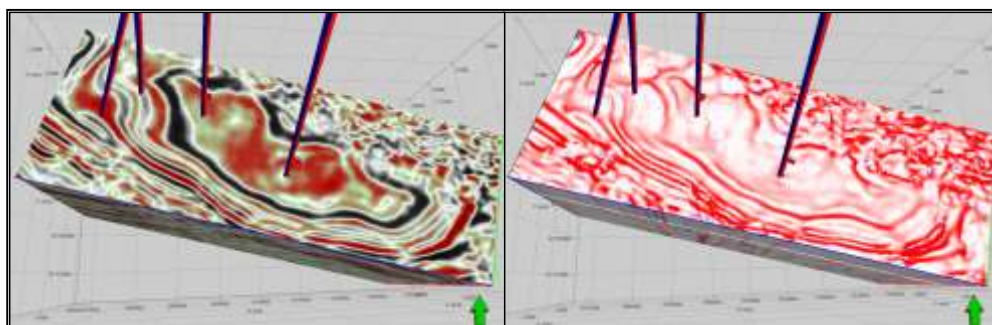


Figura 3.28 Mejora en la identificación de eventos sísmicos aplicando el atributo de suavizado estructural, a la izquierda la imagen sísmica inicial a la derecha la imagen sísmica después de aplicar el atributo

Fuente: Mammed, N et al. (2017) "Seismic data interpretation for hydrocarbon potential, for Safwa/Sabbar field, East Ghazalat onshore area, Abu Gharadig basin, Western Desert, Egypt"



➤ Tercero, se genera el atributo sísmico de varianza, para resaltar y detectar alineamientos estructurales en la sísmica generados por fallas o fracturas de alto ángulo, este atributo muestra los cambios en la curvatura producto de los esfuerzos que se aplican en rocas frágiles, finalmente generando fracturas o corredores de fracturas. En la Figura 3.29 se muestra las imágenes de los atributos de suavizado estructural y curvatura.



*Figura 3.29* Atributos sísmicos. A la izquierda el atributo de “Structural Smoothing”, a la derecha atributo de “3D Curvature (Most positive)”

Fuente: G&G Camisea

➤ Por último, se genera el atributo Ant Tracking, que permite resaltar y detectar fallas sub sísmica, fracturas y/o discontinuidades, los filtros por orientación aplicados se basan en las fracturas identificadas en los pozos perforados. En la Figura 3.30 se muestra el atributo de Ant Tracking y las fracturas extraídas en el campo Mipaya.

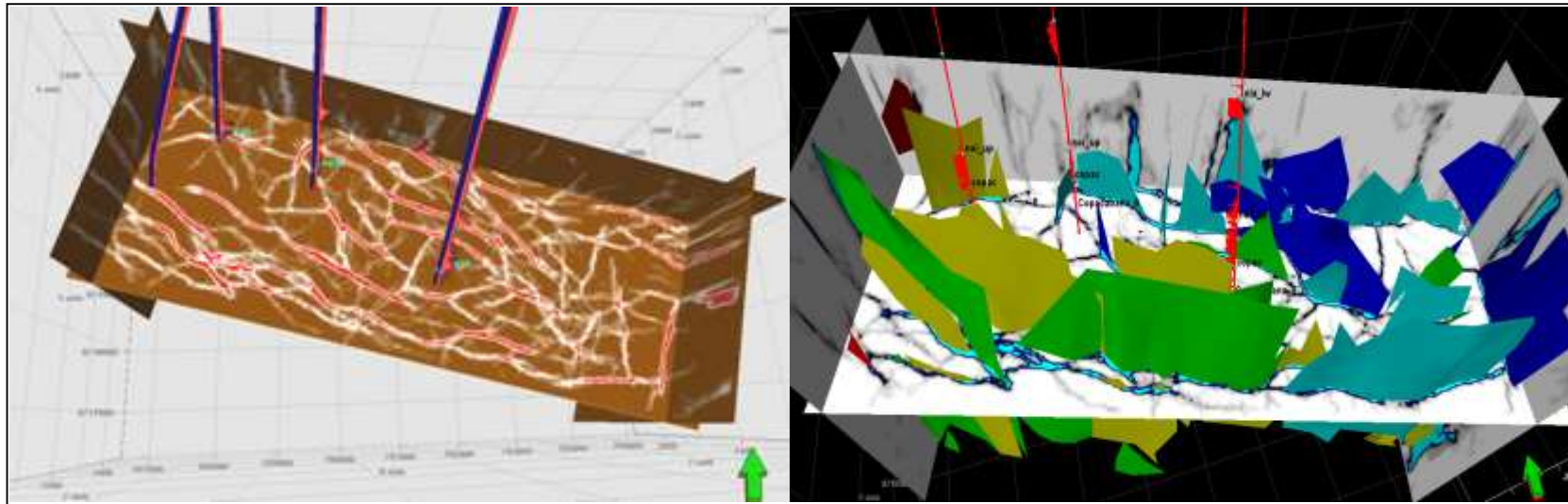


Figura 3.30 Vista 3D del atributo de Ant Tracking de Mipaya. A la izquierda el atributo Ant Tracking, derecha polígonos del sistema de fracturas detectados  
Fuente: Elaboración propia

Con el atributo de Ant Tracking, se identificaron corredores de fracturas y/o discontinuidades que no se pueden visualizar directamente en la imagen sísmica. Permitiendo la extracción de los polígonos de las fracturas, guiados por las familias de fracturas identificadas en los registros de imágenes, los cuales guardan relación con los sistemas de esfuerzos que generaron la estructura.

Los polígonos de las fracturas o corredores de fracturas identificados con el atributo de Ant Tracking tienen las siguientes características:

- Corredores de fracturas con orientación NE-SW y longitudes entre 200 y 800 m.
- Corredores de fracturas con orientación NW-SE y longitudes entre 300 y 1000 m.
- Corredores de fracturas con orientación entre E-W y longitudes de 200 y 600 m
- Son en su mayoría verticales y de alto ángulo.

Para nuestro estudio hemos utilizado estas fracturas y/o corredores de fracturas en la zona de interés de nuestro modelo, para ayudar a identificar zonas con potenciales productivos de gas, así como zonas que pueden conectar verticalmente los reservorios productivos con los acuíferos en la parte baja del Grupo Copacabana. La Figura 3.31 muestra la distribución espacial de las fracturas en Copacabana.

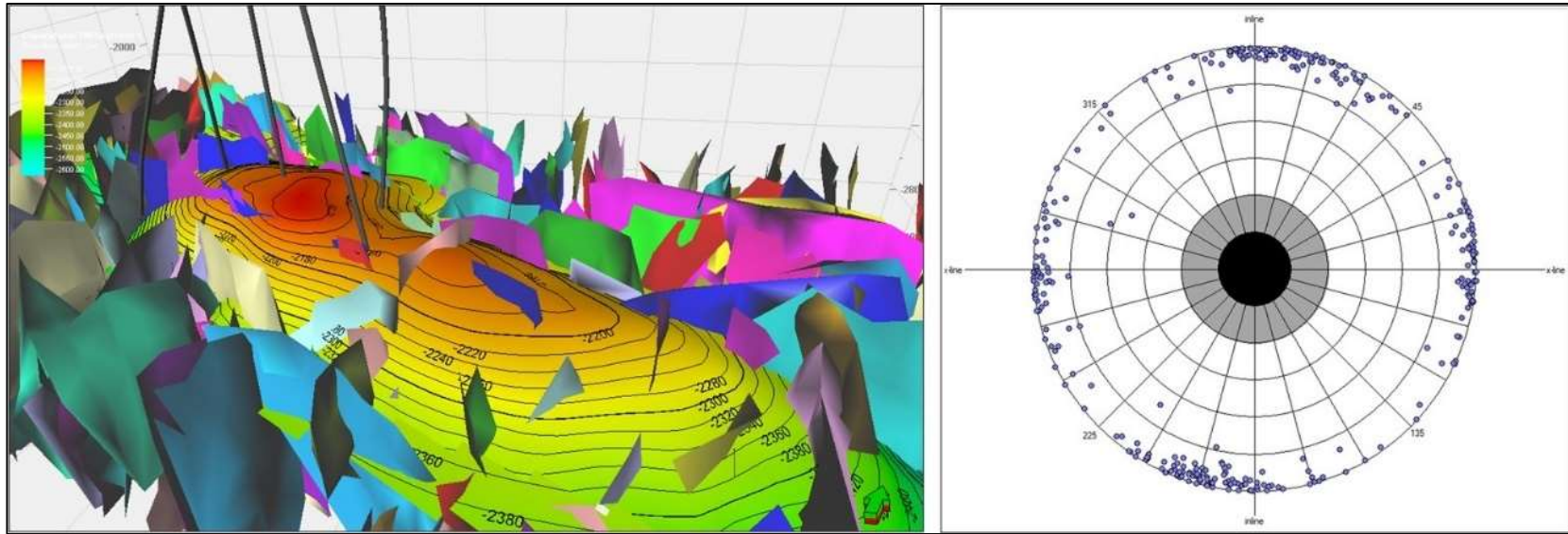


Figura 3.31 Fracturas del atributo Ant Tracking. A la izquierda el mapa estructural del tope de Copacabana con las fracturas del Ant Tracking, derecha fracturas graficadas en la estereonet  
Fuente: Elaboración propia

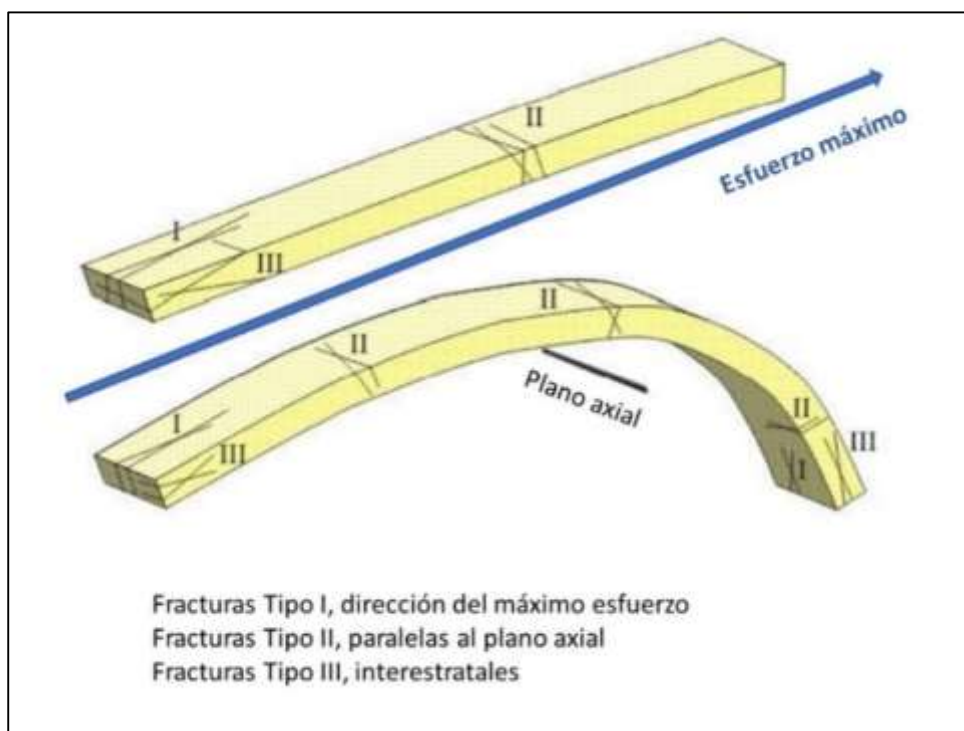
### **3.3.3 Datos de fracturas (registro de imágenes resistivas y coronas)**

Los datos de fracturas fueron obtenidos de la interpretación de registros de imágenes resistivas (FMI) de los pozos Mipaya 1001, Mipaya 1002 y Mipaya 1003; también se identificaron fracturas en los estudios de las coronas de los pozos Mipaya 1001 y Mipaya 1002.

El tren estructural de Mipaya tiene una dirección de  $115^{\circ}$ -  $295^{\circ}$ , permitiendo inferir que la dirección del esfuerzo máximo horizontal perpendicular es de  $25^{\circ}$ - $205^{\circ}$ , sin embargo, la dirección actual del esfuerzo horizontal máximo interpretado en los estudios de imágenes de los pozos es de  $45^{\circ}$ - $225^{\circ}$  NE-SW, demostrando que los eventos tectónicos actuales que afectaron la zona de Camisea.

El sistema de clasificación de orientación de fracturas utilizado es el desarrollado por Stearns (1968). Las fracturas Tipo I son de alto ángulo respecto a la estratificación, tienen la dirección del esfuerzo máximo y perpendicular al plano axial de la estructura. Las fracturas Tipo II son de alto ángulo respecto a la estratificación, son perpendiculares al esfuerzo máximo y paralelas al plano axial de la estructura. Las fracturas Tipo III son de bajo ángulo respecto a la estratificación.

La Figura 3.32 muestra el sistema de clasificación de fracturas utilizado y como están orientadas respecto al plegamiento o estructura generada.



*Figura 3.32* Sistema de clasificación de orientación de fracturas

Fuente: Stearns, D (1968) "Certain aspects of fracture in naturally deformed rocks"

### ***Fracturas identificadas en registro de imágenes resistivas***

Para la interpretación e identificación de fracturas se consideran principalmente las fracturas abiertas, las cuales son rellenadas por el fluido de perforación mostrando valores bajos de conductividad o valores altos de resistividad en la imagen del pozo.

En el pozo Mipaya 1001 se identificaron la mayor cantidad de fracturas en la capa de Copacabana 6, mientras que en la capa 7 están en menor medida, estas fracturas corresponden en su mayoría a las fracturas de tipo III las cuales tienen ángulos similares a la estratificación de la capa. La Figura 3.33 muestra la distribución de las fracturas del pozo Mipaya 1001.

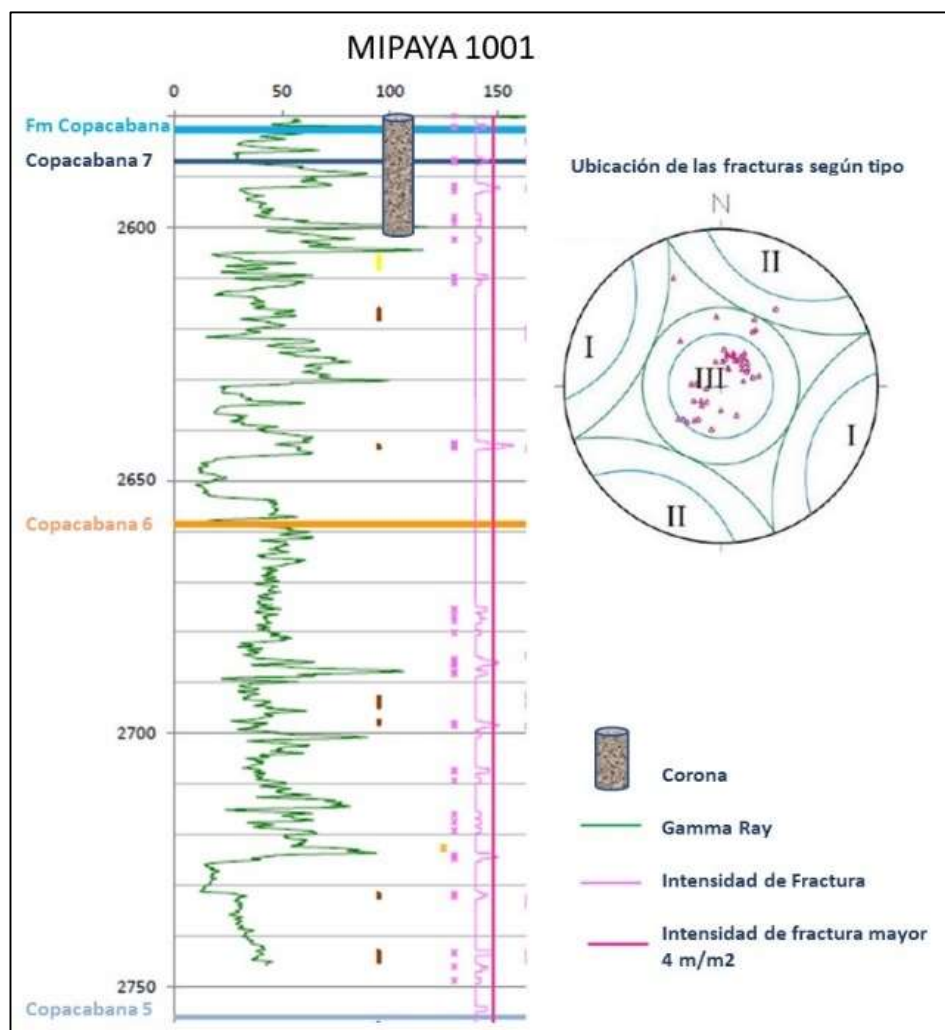
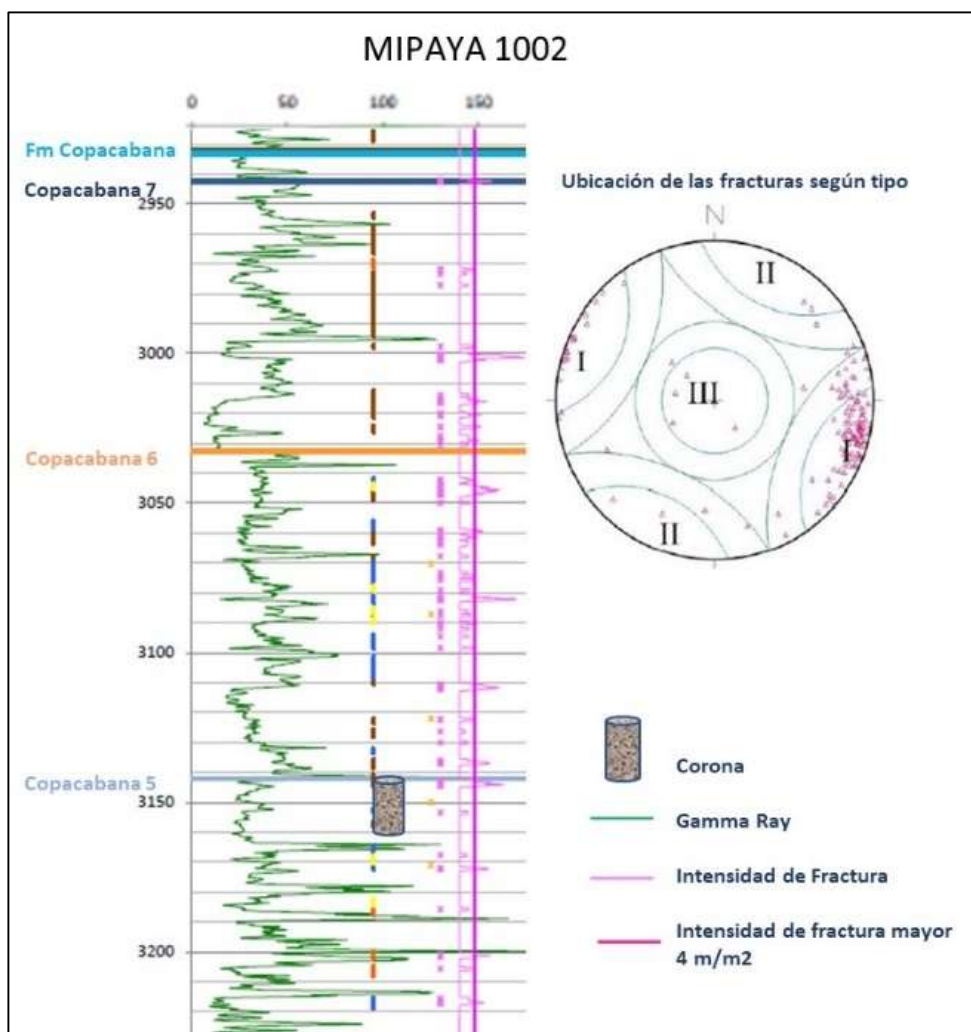


Figura 3.33 Registro de pozo Mipaya 1001 compuesto con Gamma Ray e intensidad de fracturas

Fuente: G&G Pluspetrol Camisea

En el caso del pozo Mipaya 1002, se identificó mayor cantidad de fracturas en Copacabana 6 y Copacabana 5, mientras que en menor medida en Copacabana 7, estas fracturas son principalmente del tipo I, son paralelas al esfuerzo principal o perpendicular al eje axial de la estructura. La Figura 3.34 muestra cómo están distribuidas las fracturas del pozo Mipaya 1002.



*Figura 3.34* Registro de pozo Mipaya 1002 compuesto de Gamma Ray e intensidad de fracturas

Fuente: G&G Pluspetrol Camisea

Finalmente, para el caso del pozo Mipaya 1003, se identificó la mayor cantidad de fracturas en Copacabana 7 y Copacabana 6, estas fracturas pertenecen a los tres tipos de fracturas I, II y III, de las cuales las fracturas tipo III son las de mayor presencia y tipo II las de menor. La Figura 3.35 muestra la distribución de las fracturas del pozo Mipaya 1003.



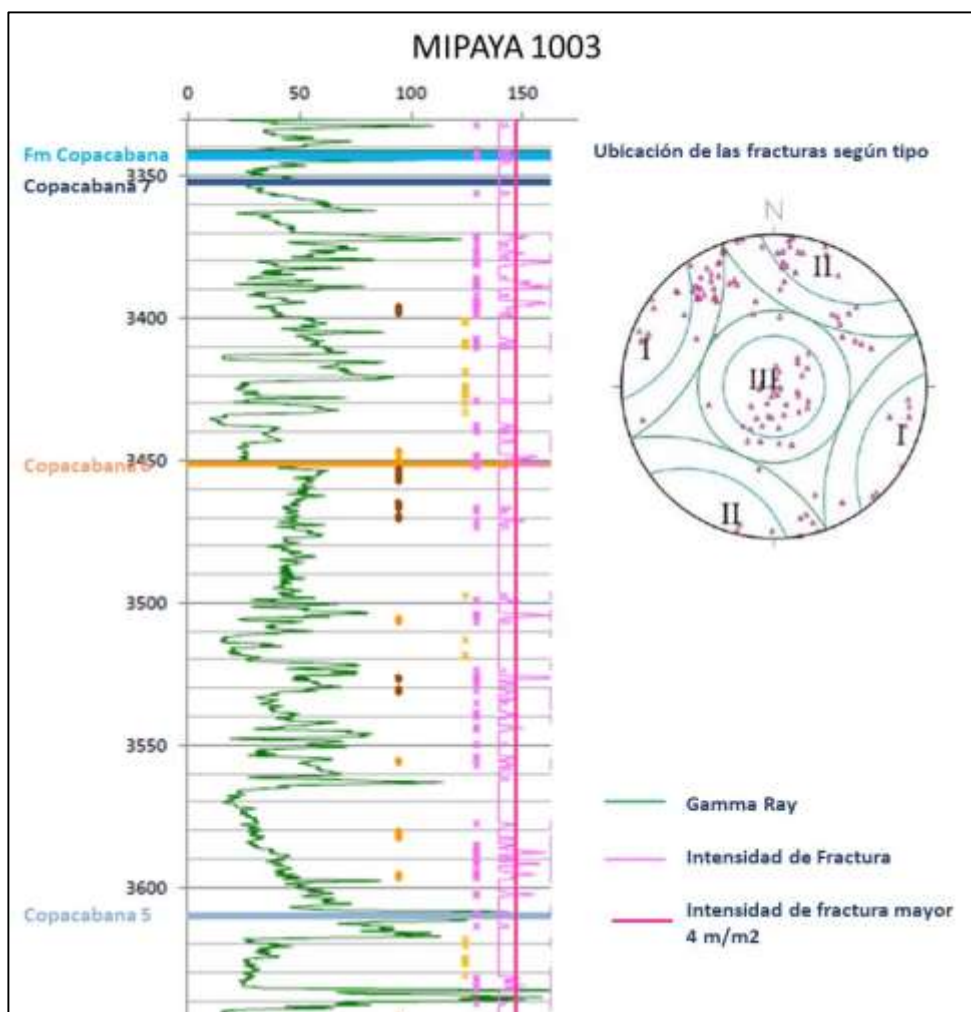


Figura 3.35 Registro de pozo Mipaya 1003 compuesto de Gamma Ray e intensidad de fracturas

Fuente: G&G Pluspetrol Camisea

### **Fracturas identificadas coronas**

Se detectaron fracturas en los análisis y descripción de las 2 coronas de los pozos del campo Mipaya-

El pozo Mipaya 1001XD tiene una corona de 19.5 m que corresponde a la parte superior de Copacabana considerado la capa 7. En su mayoría estas fracturas tienen poca apertura (probablemente del rango de pocos micrones) y carecen de cemento de relleno.

También se desarrollaron algunas fracturas más grandes las cuales están rellenas de cemento silíceo y carbonatos. La Figura 3.36 muestra la identificación de fracturas en la corona del pozo Mipaya 1001 que corresponde a Copacabana 7.

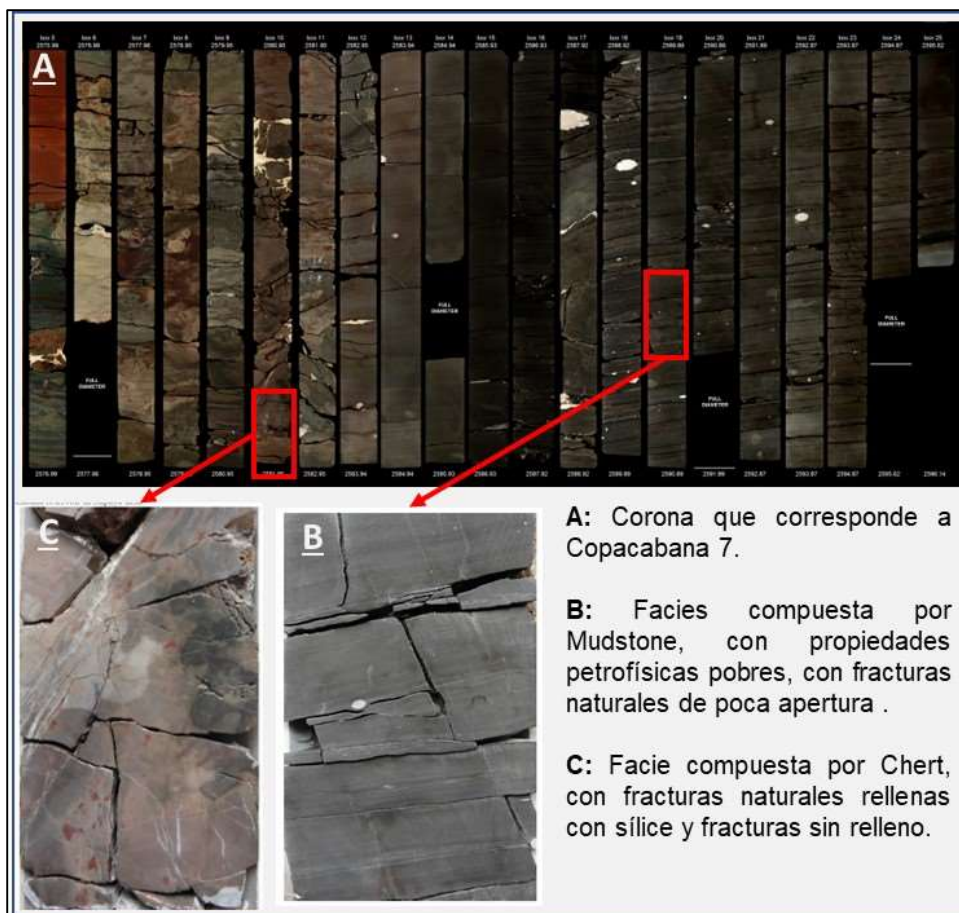


Figura 3.36 Corona y detección de fracturas del pozo Mipaya 1001

Fuente: Elaboración propia.

El pozo Mipaya 1002 tiene una corona de 11.5 m, corresponde a la parte intermedia de Copacabana considerada la capa 5. En la parte superior el desarrollo de fracturas es casi nulo y corresponde a facies compuesta por dolomías, en la parte inferior se desarrollan fracturas que se confunden con

los planos de estratificación, estas fracturas tienen relleno de sílice y carbonatos.

Es importante mencionar que estos sistemas de fracturas son capaces de proporcionar permeabilidades altas pero muy baja porosidad, mejorando considerablemente las propiedades del reservorio. La Figura 3.37 muestra la identificación de fracturas en la corona del pozo Mipaya 1002.

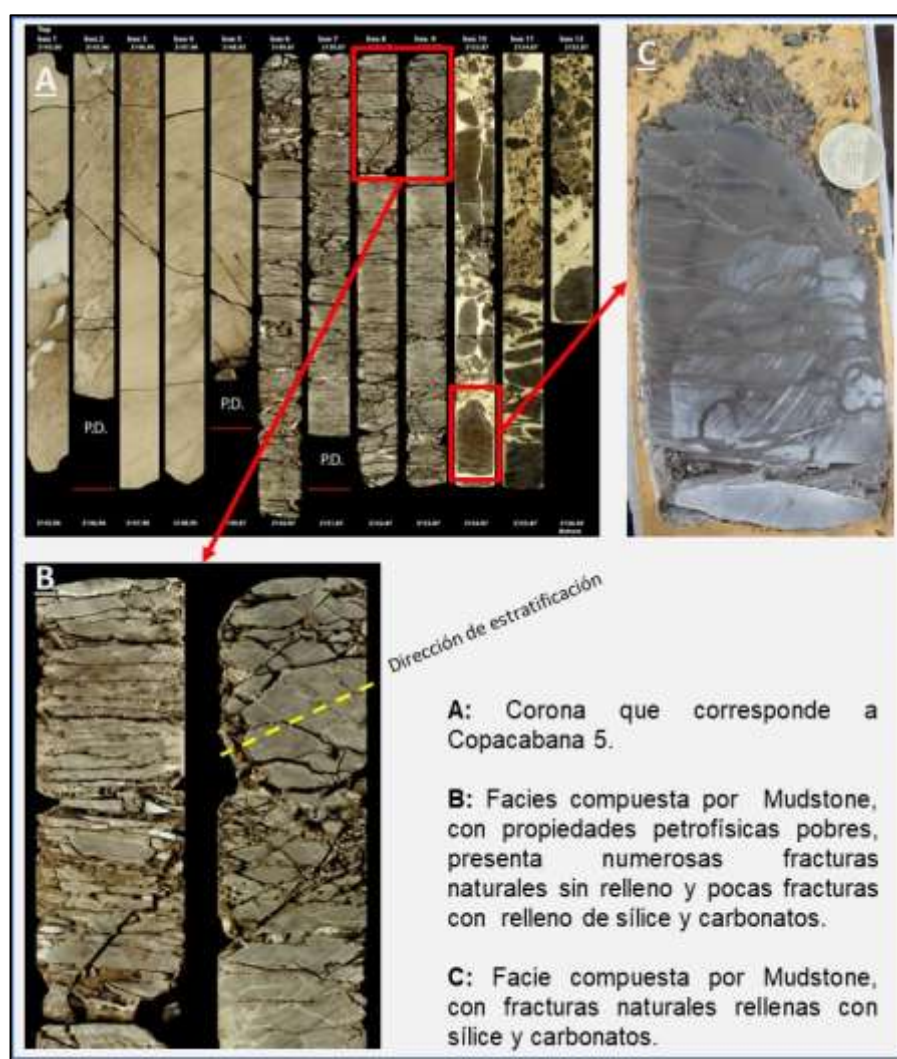


Figura 3.37 Corona y detección de fracturas del pozo Mipaya 1002

Fuente: Elaboración propia.

### 3.3.4 Construcción del modelo 3D

La construcción del modelo geocelular 3D se realiza siguiendo una serie de procesos secuenciales, permitiendo integrar toda la caracterización del reservorio Copacabana descrito en los capítulos anteriores.

Este modelo es fundamental para el cálculo de volumen de hidrocarburo in situ y las mejores zonas para propuestas de perforación de pozos en un plan de desarrollo. El plan de desarrollo no es parte del objetivo del presente estudio. En la Figura 3.38 siguiente se muestra el flujo de trabajo establecido para esta etapa.



Figura 3.38 Flujo de trabajo para Modelo 3D de doble porosidad

Fuente: Elaboración propia

#### 3.3.4.1 Modelo Estructural

En el proceso de interpretación sísmica y la construcción del mapa estructural se definió que la estructura de Mipaya es un anticlinal elongado de aproximadamente 10 Km. de largo por 2.5 Km. de ancho cuyo cierre es en

parte en cuatro direcciones y en parte contra falla. En la zona central la estructura Mipaya posee una cresta cilíndrica limitada al norte y sur por dos fallas fuera de secuencia de alto ángulo que originan la forma actual a la estructura, La terminación noroeste está caracterizada por un alto estructural elongado.

Los horizontes sísmicos y las fallas interpretadas definen la geometría del modelo, estableciendo las coordenadas de origen y fin, área de extensión, tamaño y ángulo de rotación de la grilla. La base y tope de la grilla del modelo geocelular 3D coincide con la base y tope de los mapas estructurales de Copacabana respectivamente.

El modelado de fallas se realizó con una falla basal, denominado “Thrust principal” y dos fallas fuera de secuencia denominadas “Back Thrust y Shortcut”, las cuales están representadas por planos y limitan la estructura. Estas fallas permitieron definir tres bloques dentro del modelo, siendo el bloque central el de mayor importancia, porque tiene la acumulación de gas y condensado. Los planos de falla se trabajan cuidadosamente buscando la mayor uniformidad posible realizando conexiones y truncamientos para guiar el armado del esqueleto. La Figura 3.39 muestra el resultado del modelo estructural.

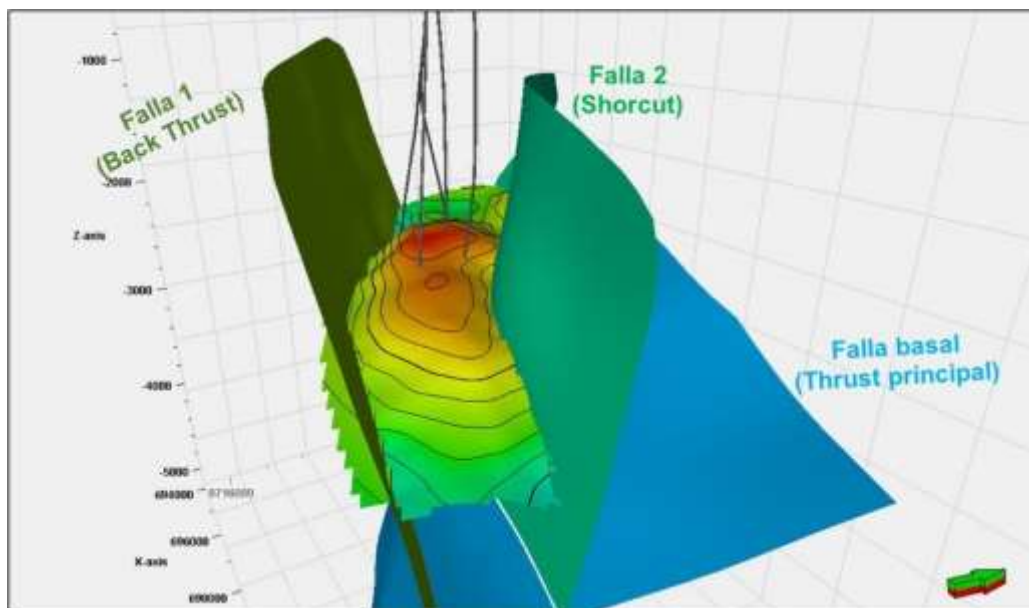


Figura 3.39 Modelo estructural de Mipaya, conformado por fallas y horizonte al tope de Copacabana  
Fuente: Elaboración propia

Para la elaboración de la malla utilizamos el método de grilla estructural (Structural gridding), cuyas dimensiones en los ejes X e Y son 100 x 100 m respectivamente. Los ejes del modelo se orientan con la dirección

Los ejes del modelo se orientan en la misma dirección del tren estructural de Mipaya, el cual tiene una dirección de  $65^\circ$  NW. En la Figura 3.40 se observa el skeleton del modelo geocelular que cubre el área del Campo Mipaya y verticalmente el espesor del Grupo Copacabana.

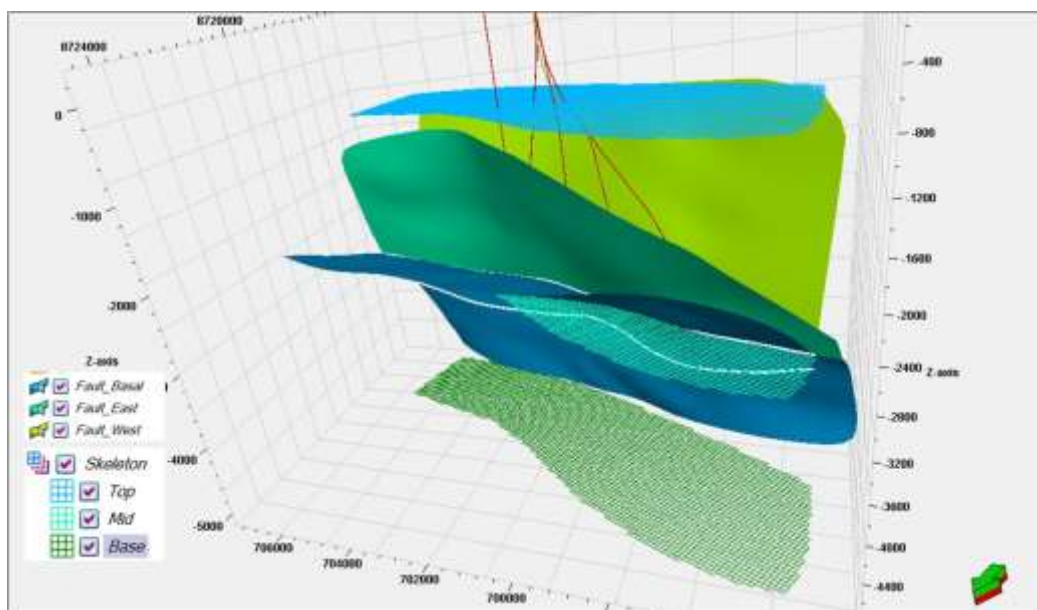


Figura 3.40 Vista 3D del Skeleton del modelo con el modelo de fallas del campo  
Fuente: Elaboración propia

Para el modelado de horizontes se trabajó con 7 superficies, perfectamente correlacionables con los pozos, que representan las secuencias de Copacabana, las cuales además son concordantes y no presentan cambios importantes de espesor. La Figura 3.41 muestra la correlación estratigráfica de los pozos de Mipaya para el Grupo Copacabana.

El pozo Mipaya 1002 es el pozo más profundo llegando alcanzar el tope de Copacabana 1, los demás pozos perforaron parcialmente Copacabana. Los registros eléctricos utilizados para la correlación son el Gamma Ray en colores azules, Resistividad en colores amarillos a naranjas y registros Densidad-Neutrón. El registro de lectura de gas de cromatografía (TGAS) en rojo, muestra ausencia de gas en las secuencias inferiores de Copacabana, desde Copacabana 1 a Copacabana 4.

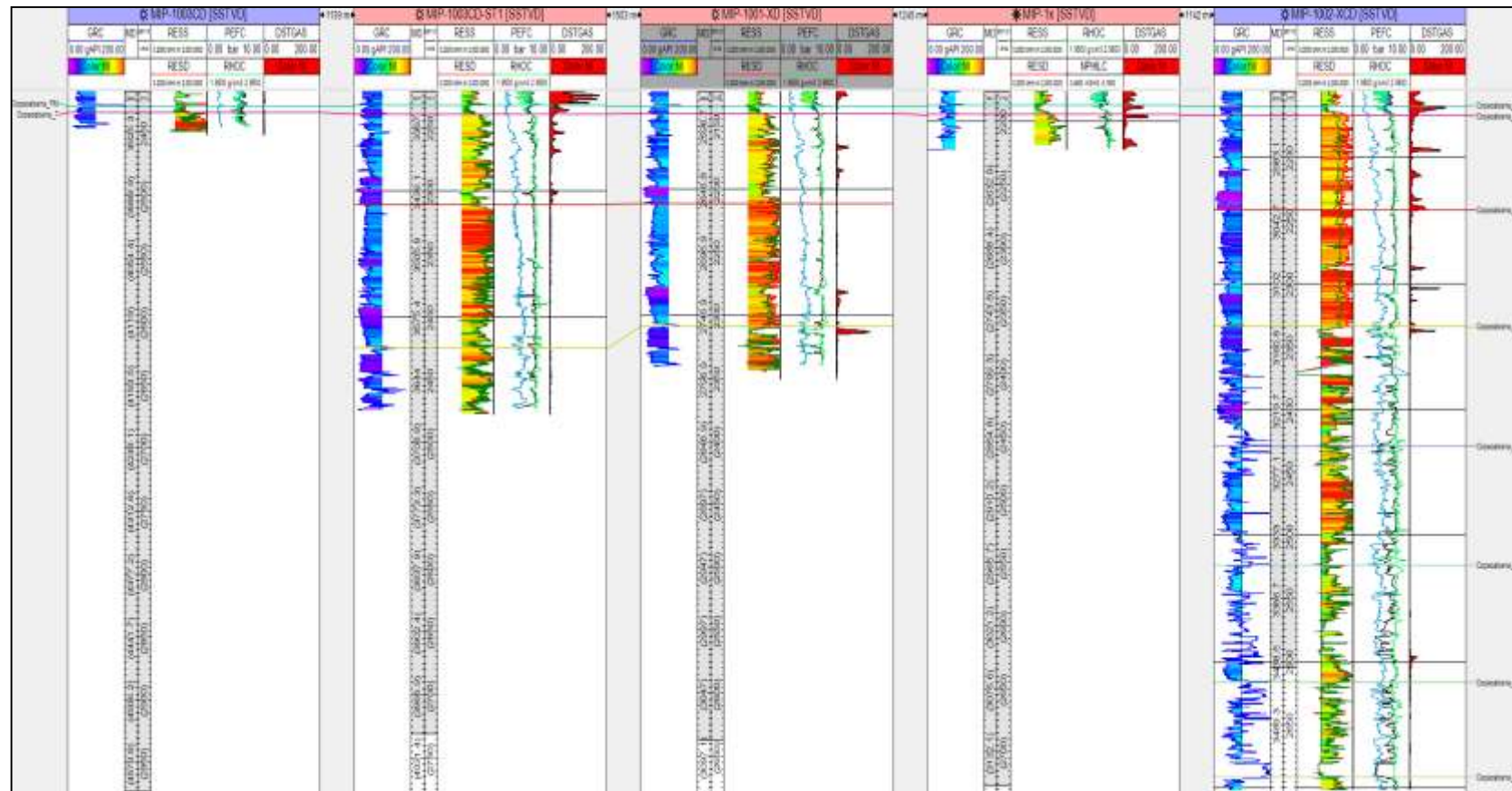


Figura 3.41 Correlación estratigráfica de pozos de Mipaya del grupo Copacabana

Fuente: Elaboración propia



Como se observa en la correlación anterior, Copacabana está dividida por siete unidades estratigráficas con espesores muy similares que permiten una buena correlación entre todos los pozos del yacimiento. Para el proceso de zonación se tomaron en cuenta estas características, definiendo siete zonas conformarles que pertenecen a ciclos sedimentarios repetitivos relacionados al ambiente deposicional como se muestra en la Figura 3.42.

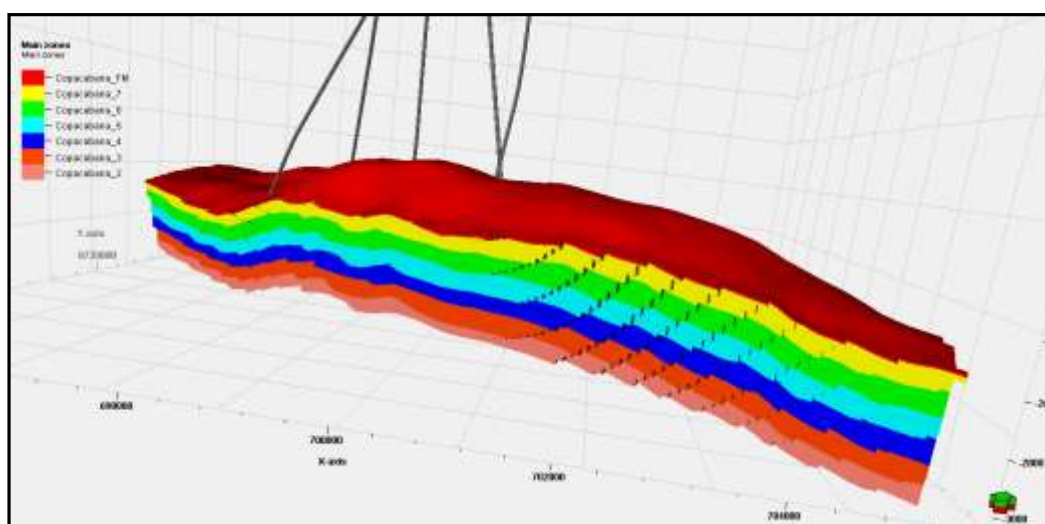
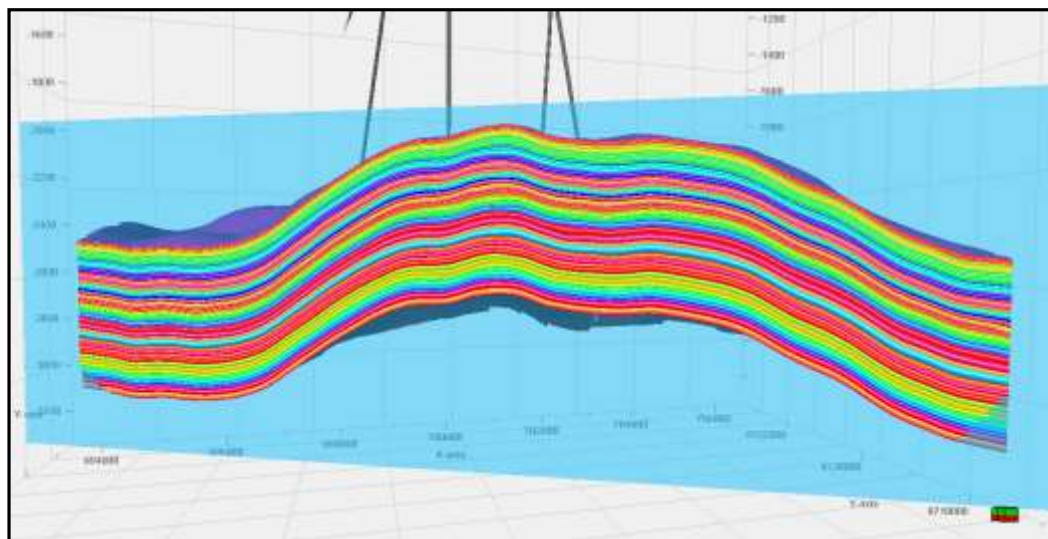


Figura 3.42 Zonación representando cada unidad de Copacabana

Fuente: Elaboración propia

Para definir la resolución vertical denominado “layering” del modelo, se realiza según el espesor de cada unidad estratigráfica, buscando representar de la mejor manera las variaciones verticales dentro de cada unidad, la resolución vertical del modelo es de aproximadamente 2 m de espesor de cada celda. La Figura 3.43 muestra la resolución vertical del modelo con las zonas concordantes.



*Figura 3.43* Resolución vertical (layering) de cada unidad de Copacabana

Fuente: Elaboración propia

### 3.3.4.2 Modelo de propiedades

Con la construcción del esqueleto o armazón del modelo geocelular finalizado se realiza el modelo de propiedades, este proceso consta de tres etapas importantes, escalado de registros, análisis de datos, y propagación 3D de facies sedimentarias y propiedades petrofísicas.

En este proceso se utilizan las facies sedimentarias descritas en las coronas de los pozos y afloramientos de Copacabana, y las propiedades petrofísicas evaluadas a partir de registros eléctricos mencionados anteriormente.

El escalado de registros consiste en asignarle un valor a cada celda que atraviesa el pozo, en este proceso se utilizan diferentes métodos de escalamiento como se muestra en la Figura 3.44, buscando representar y mantener el dato original de cada propiedad. Los métodos de escalado son los siguientes:

- Facies: Método Most-Of.
- Porosidad de matriz: Media aritmética, usando tendencia respecto a las facies.
- Saturación de agua: Mediana, usando tendencia respecto a las facies.

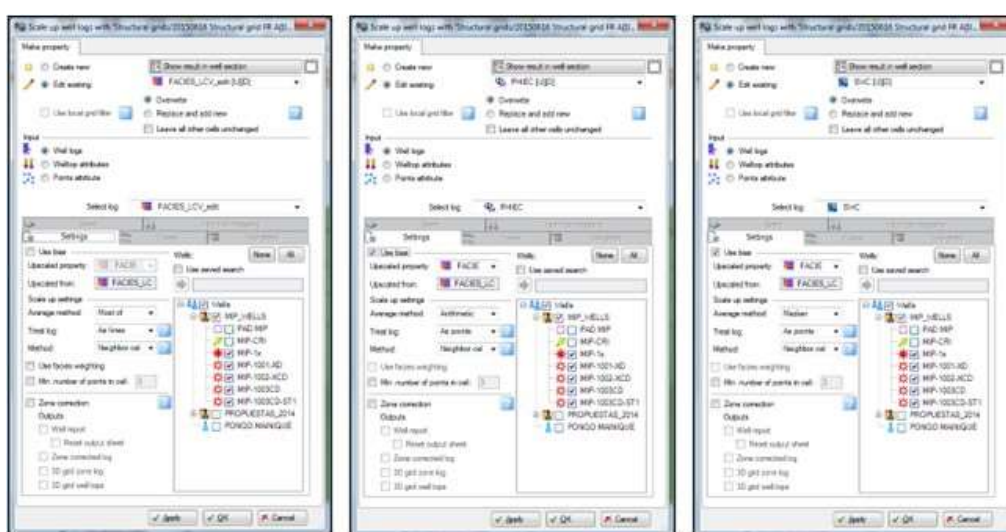


Figura 3.44 Escalamiento de Facies, Porosidad y Saturación de agua.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 3.45 se muestra las propiedades escaladas en el registro de pozo, donde se aprecia que las facies de grainstone oolítico (en rojo) tienen los mejores valores de porosidad y bajos valores de saturación de agua, estas facies tienen valores de hasta 5 m de espesor. En este proceso es fundamental realizar el control de calidad a cada curva donde se compara el valor original contra el valor escalado para cada propiedad como son las facies sedimentarias, porosidad y saturación de agua. La Figura 3.46 muestra la propiedad escala en los pozos en vista 3D.

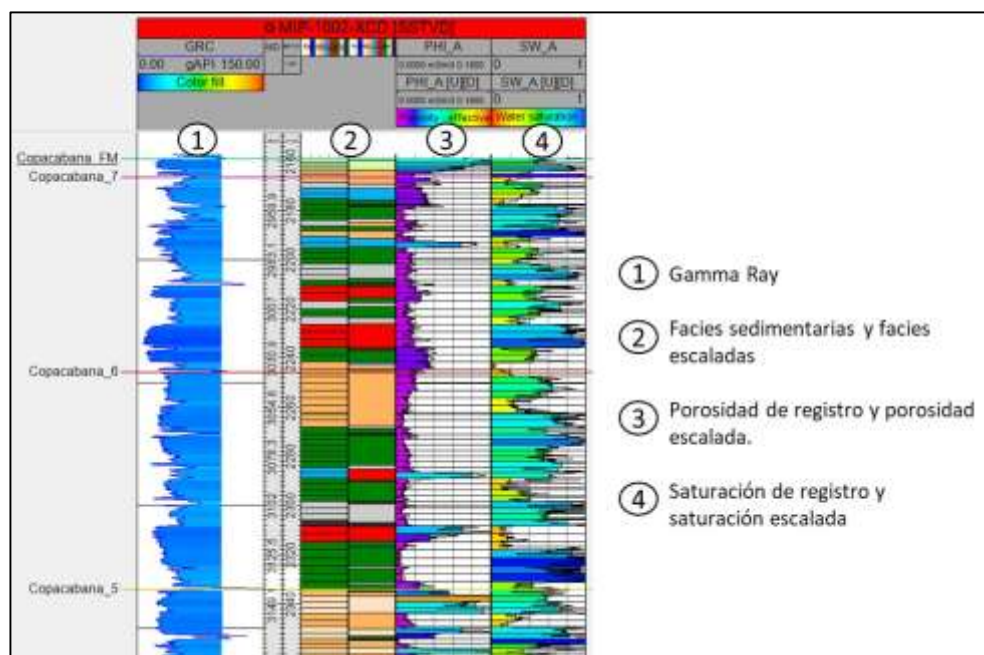


Figura 3.45 Pozo con resultado de escalamiento de Facies, Porosidad y Saturación de agua

Fuente: Elaboración propia

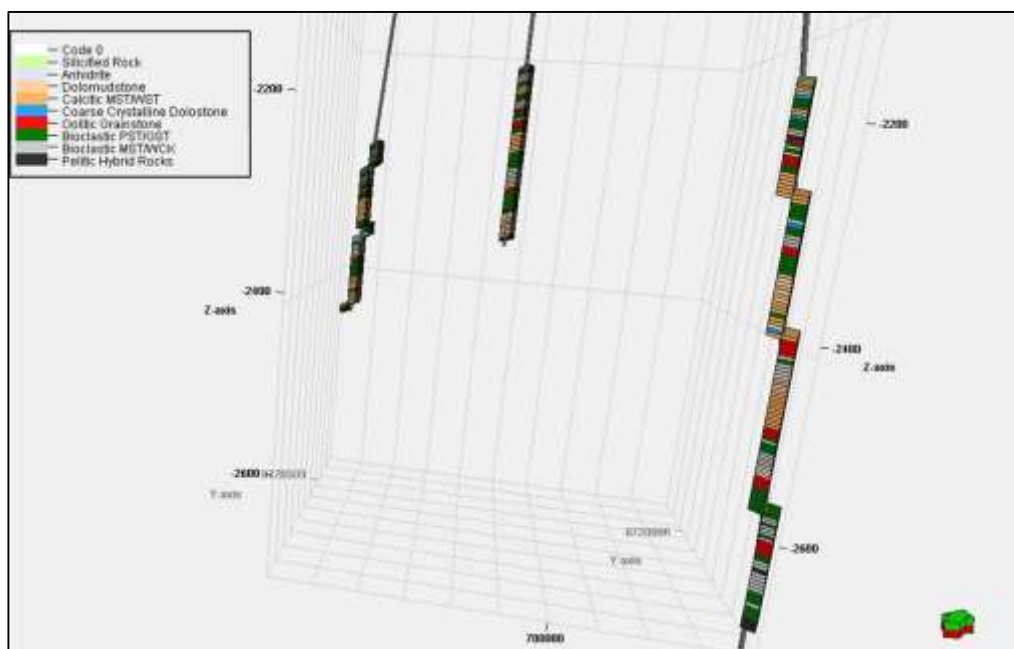
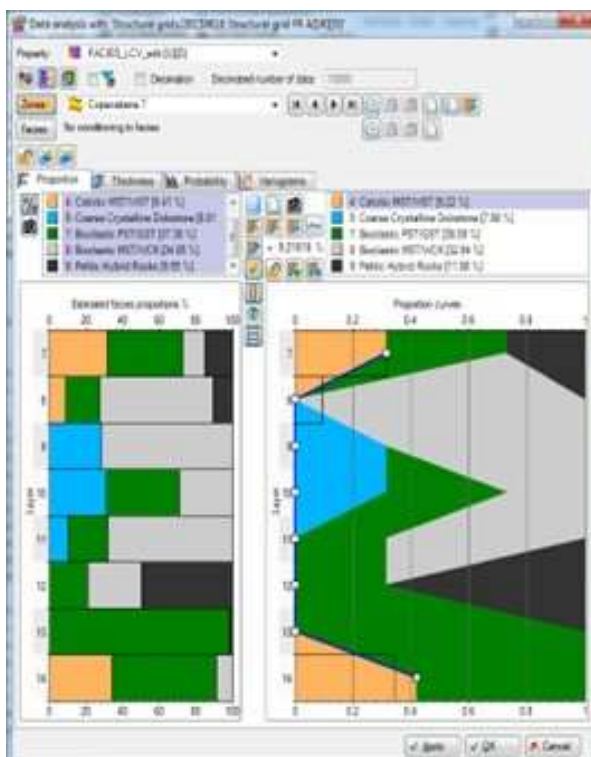


Figura 3.46 Vista 3D de los pozos con facies sedimentarias escaladas

Fuente: Elaboración propia

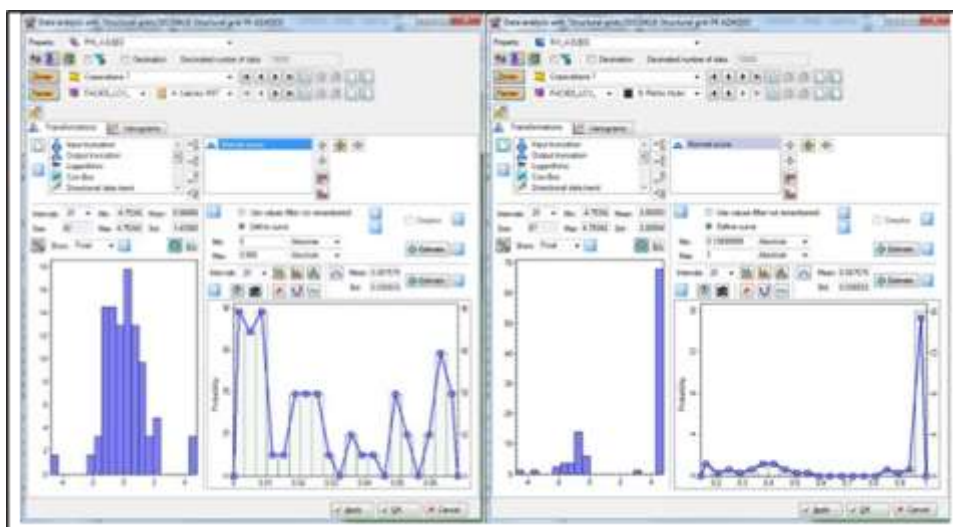
En el proceso de análisis de datos de las capas modeladas, las facies sedimentarias se ajustan utilizando la proporción vertical, manteniendo las relaciones y variaciones que hay entre las facies sedimentarias como se muestra en la Figura 3.47.



*Figura 3.47 Análisis de datos de las facies del modelo*

Fuente: Elaboración propia

Para el caso de las propiedades continuas de porosidad de matriz y saturación de agua, el análisis de datos se condicionó a las facies sedimentarias descritas anteriormente. Además, se realiza un ajuste a los histogramas de los datos de entrada presentes en cada capa como se muestra en la Figura 3.48.



*Figura 3.48* Análisis de datos de propiedades petrofísicas, la porosidad (derecha) y saturación de agua (izquierda) del modelo  
Fuente: Elaboración propia

En el poblado de las facies sedimentarias se utilizó el método denominado “Truncated Gaussian with Trends” (TGT), aplicando los variogramas que se ajustan al sistema depositacional planteado. Dentro de ello se considera la línea de costa paralelo al cratón brasilero con dirección NW-SE y la dirección hacia SW el centro de la cuenca donde encontraremos las facies más distales como son los mudstone y lutitas. La Figura 3.49 muestra el cratón brasilero con un mapa de espesores regional del Grupo Copacabana.

En la Figura 3.50 y 3.51 se observan las facies sedimentarias pobladas, permitiendo identificar la posición de depositación en nuestro modelo de Rampa Carbonatada, en Copacabana 5 observamos las facies sedimentarias compuestas por mudstones, packstones, grainstones oolíticos y dolomudstone que corresponden al ciclo final de cada secuencia. Para Copacabana 6 y 7 observamos principalmente las facies de mudstone

packstone y grainstone, y finalmente en el tope de Copacabana está compuesto por facies de chert.

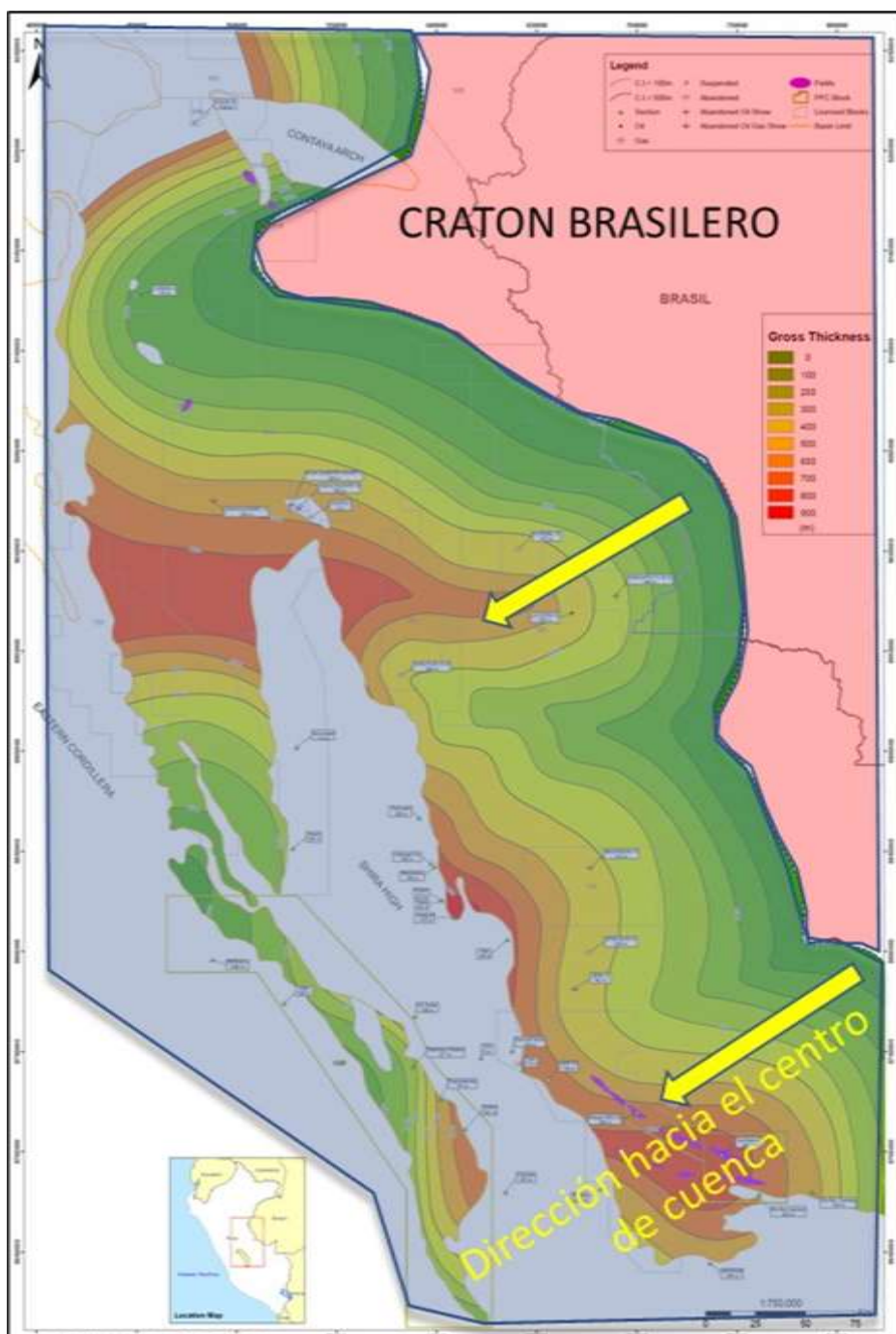


Figura 3.49 Mapa regional de distribución del espesor de Copacabana, utilizando información de pozos y secciones de campo  
Fuente: Elaboración G&G Pluspetrol Camisea

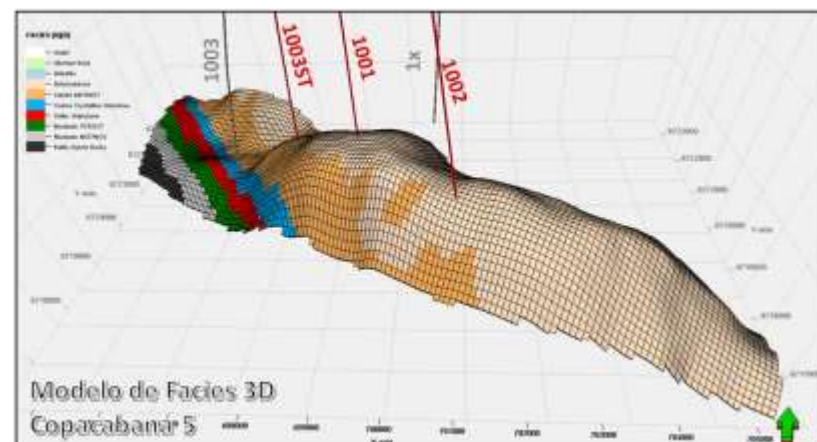
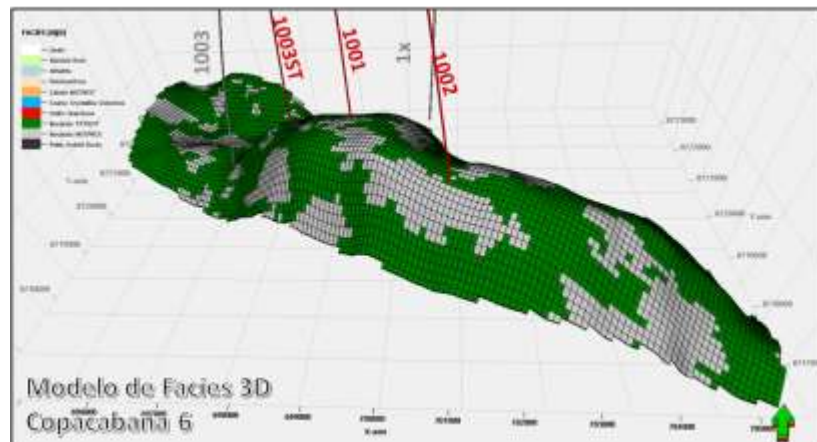
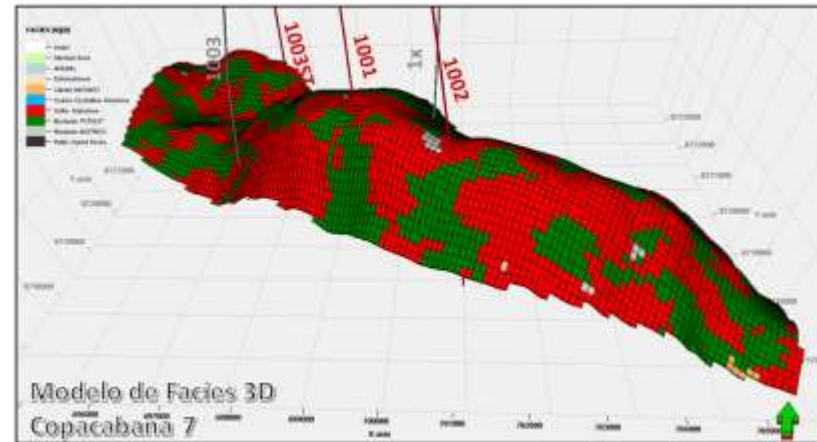
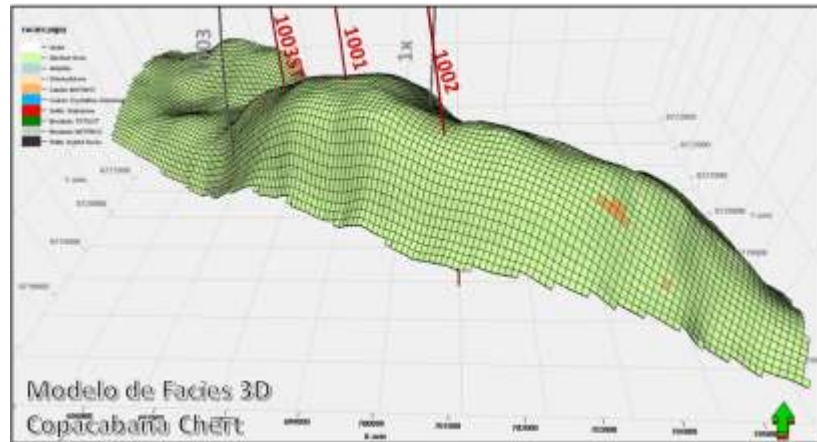


Figura 3.50 Modelo de facies de las unidades Copacabana

Fuente: Elaboración propia



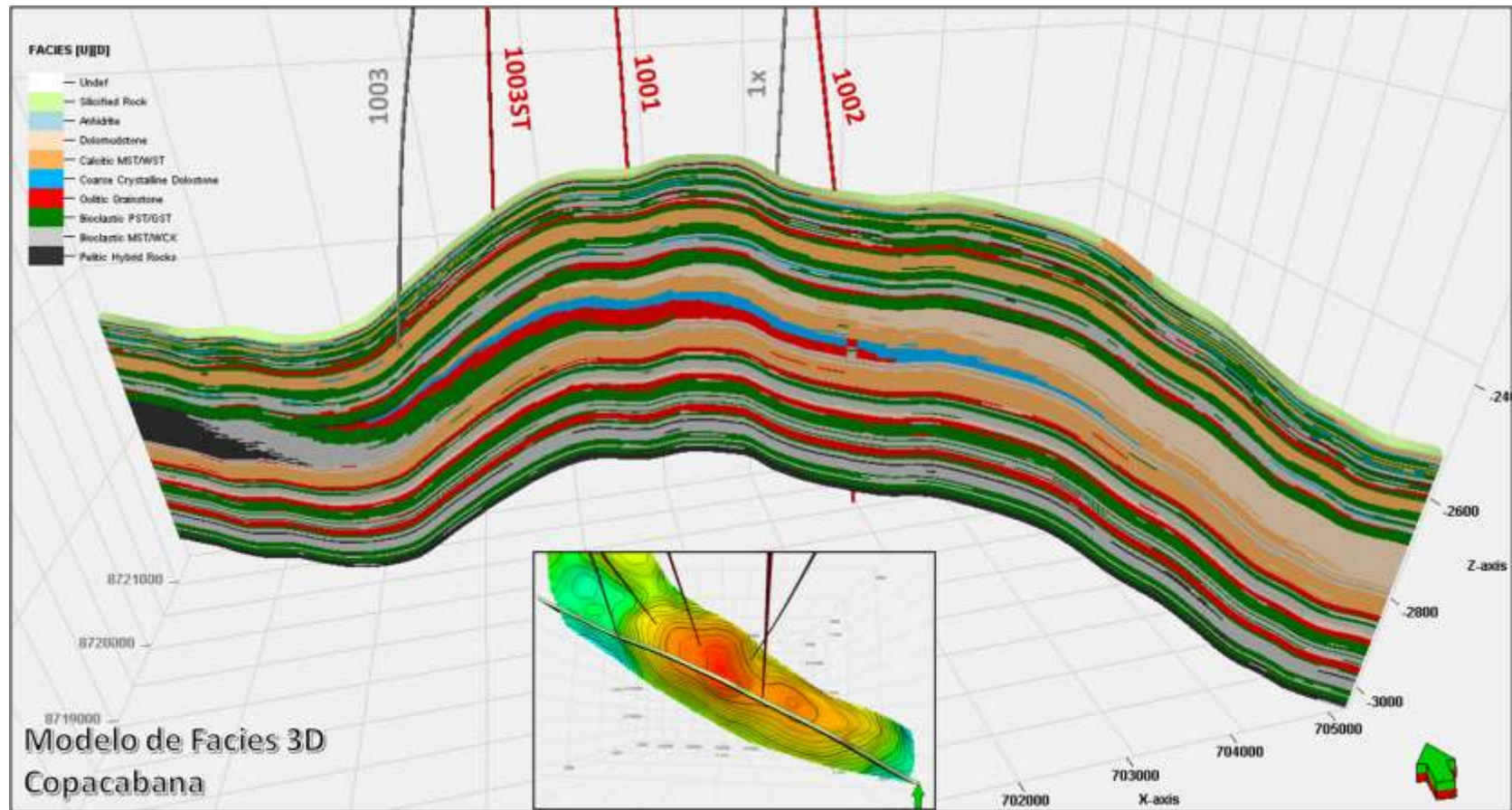


Figura 3.51 Sección del modelo de facies de las unidades Copacabana

Fuente: Elaboración propia

En el poblado de la porosidad de matriz se utilizó el método denominado “Gaussian Random Function Simulation” (GRFS), aplicando los variogramas y las curvas de distribución obtenidos del análisis de datos, siguiendo las facies sedimentarias para cada capa de Copacabana. En la Figura 3.52 y Figura 3.53 se observa que el tope de Copacabana (Chert) y Copacabana 5 tienen los mejores valores de porosidad de matriz, mientras que Copacabana 7 y 6 tienen valores más bajos relacionados a las facies distales de la rampa carbonatada.

En el poblado de la saturación de agua se utilizó el método denominado “Gaussian Random Function Simulation” (GRFS), aplicando los variogramas y las curvas de distribución obtenidos del análisis de datos, siguiendo las facies sedimentarias y se programó para utilizar un Co-Kriging de la porosidad de matriz con una correlación de -0.8 (negativa), esto significa que hay una correlación entre los mayores valores de porosidad y menores valores de saturación de agua como se muestra en la Figura 3.54 y Figura 55.

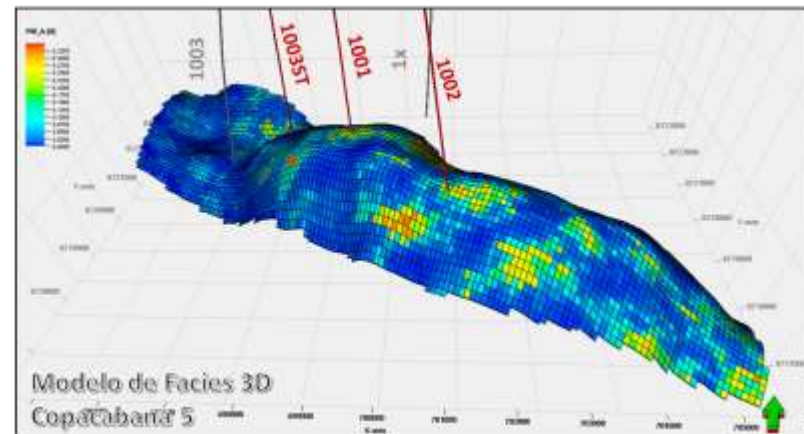
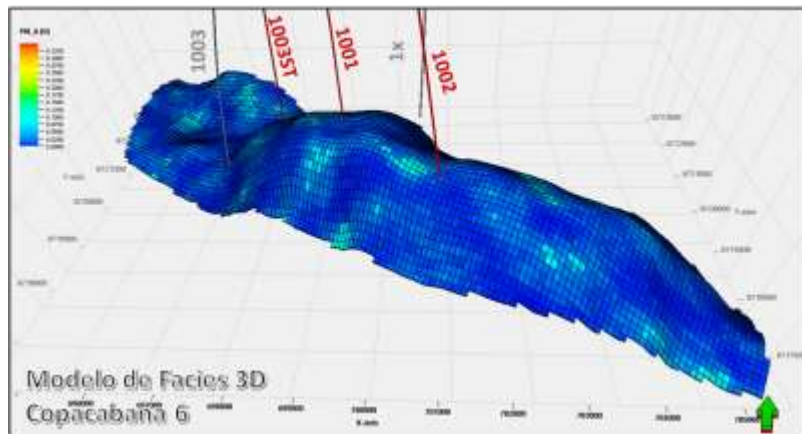
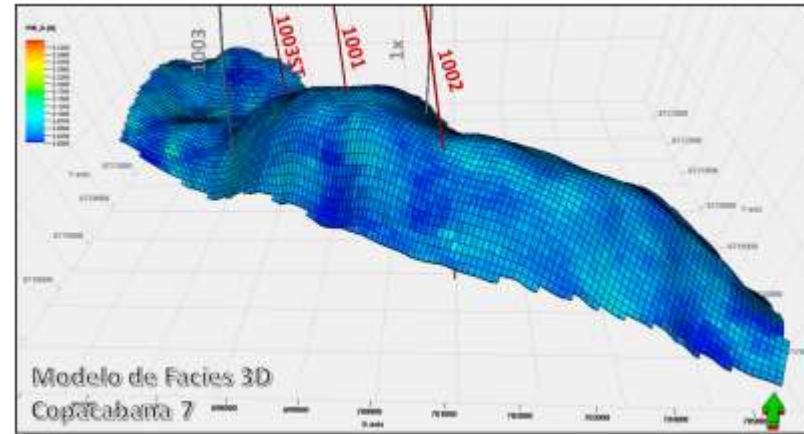
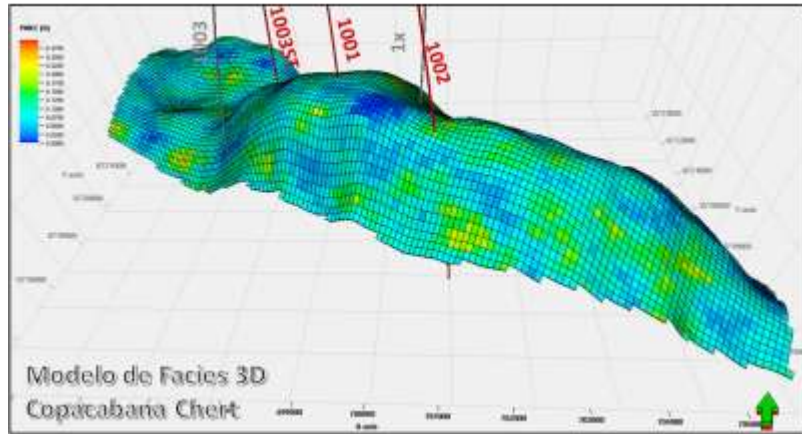


Figura 3.52 Modelo de porosidad de las unidades Copacabana

Fuente: Elaboración propia

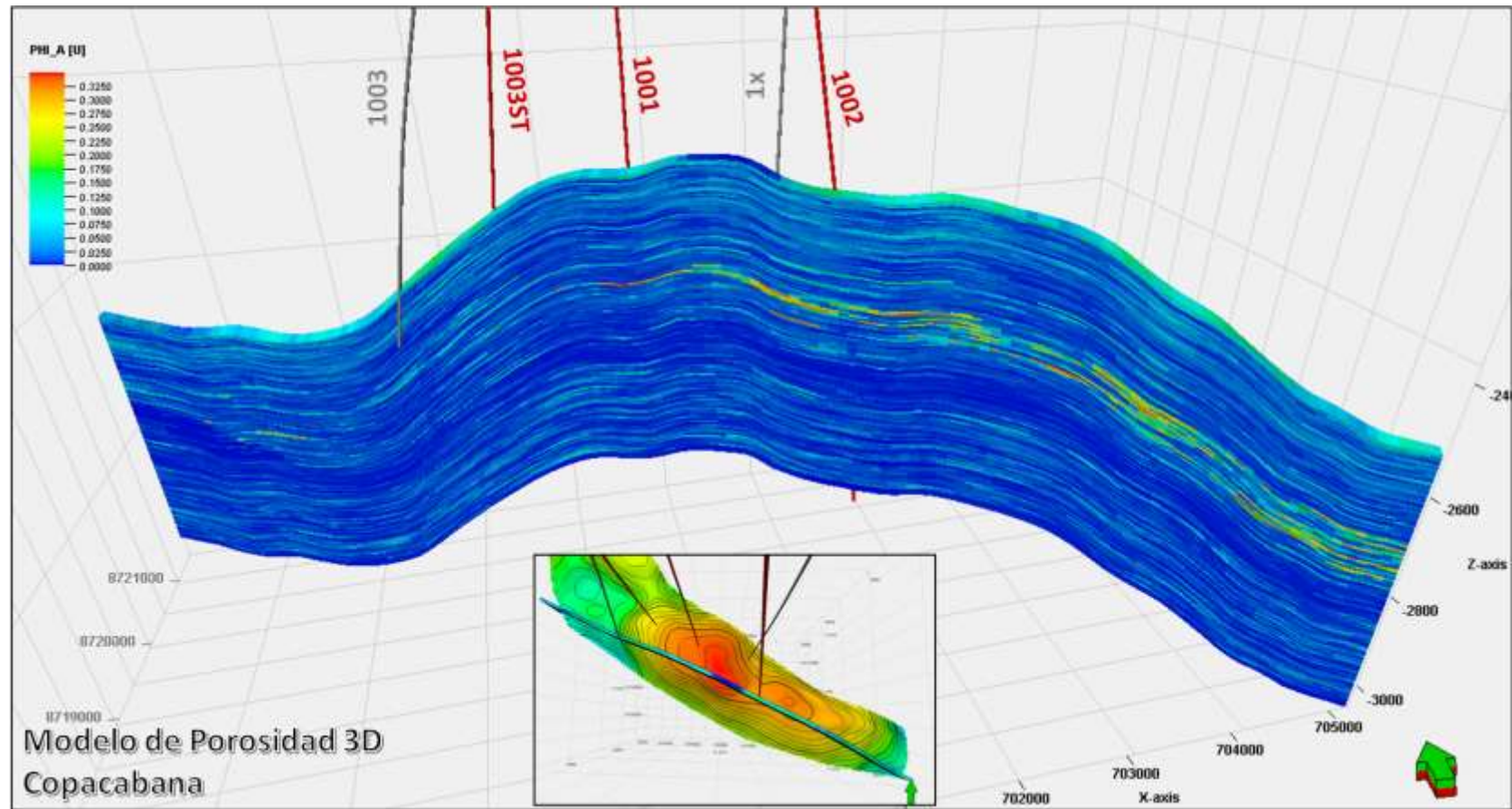


Figura 3.53 Sección del modelo de porosidad de las unidades Copacabana

Fuente: Elaboración propia

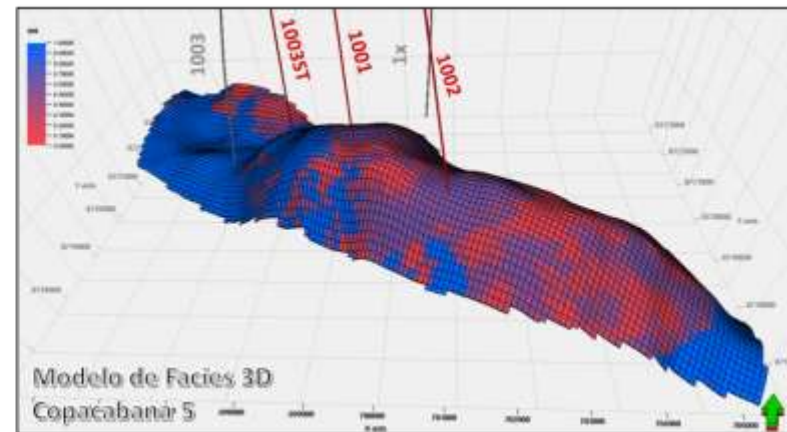
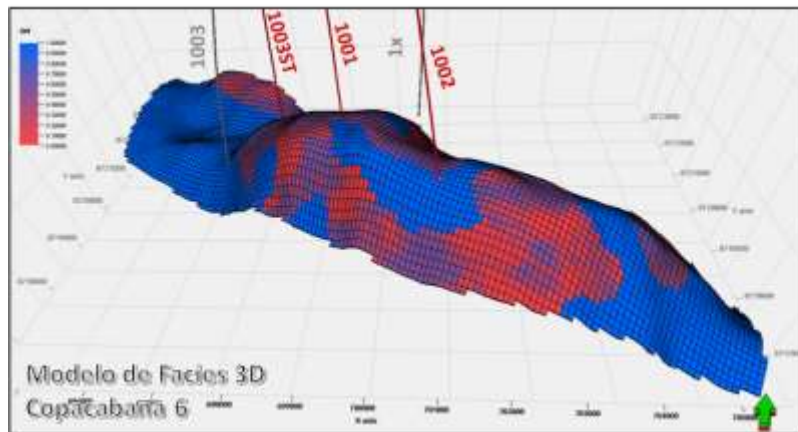
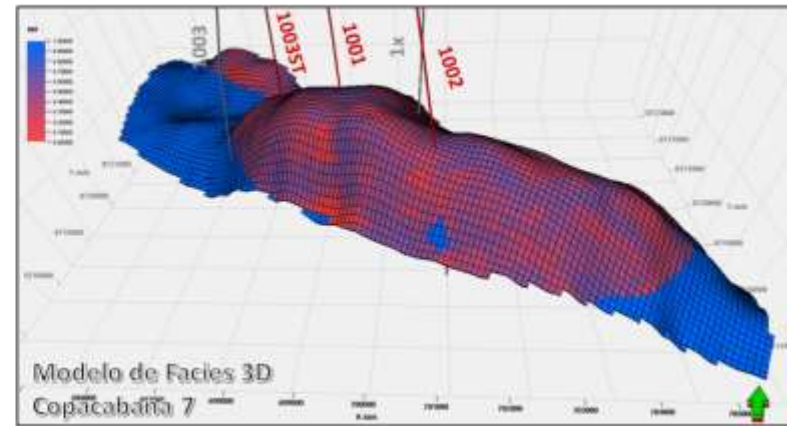
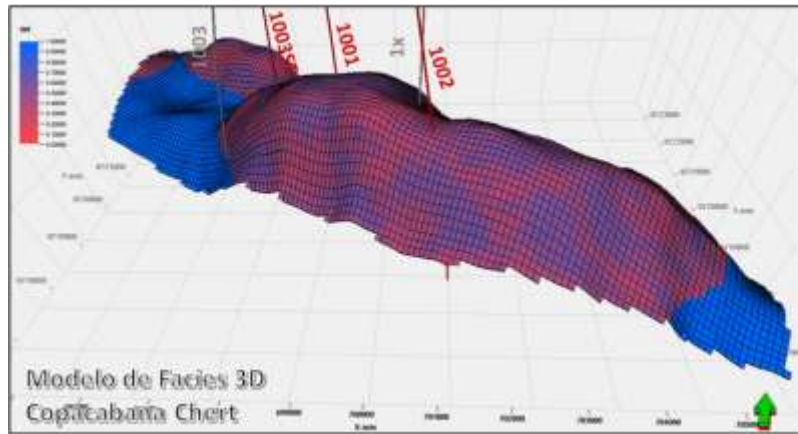


Figura 3.54 Modelo de saturación de agua de las unidades Copacabana

Fuente: Elaboración propia

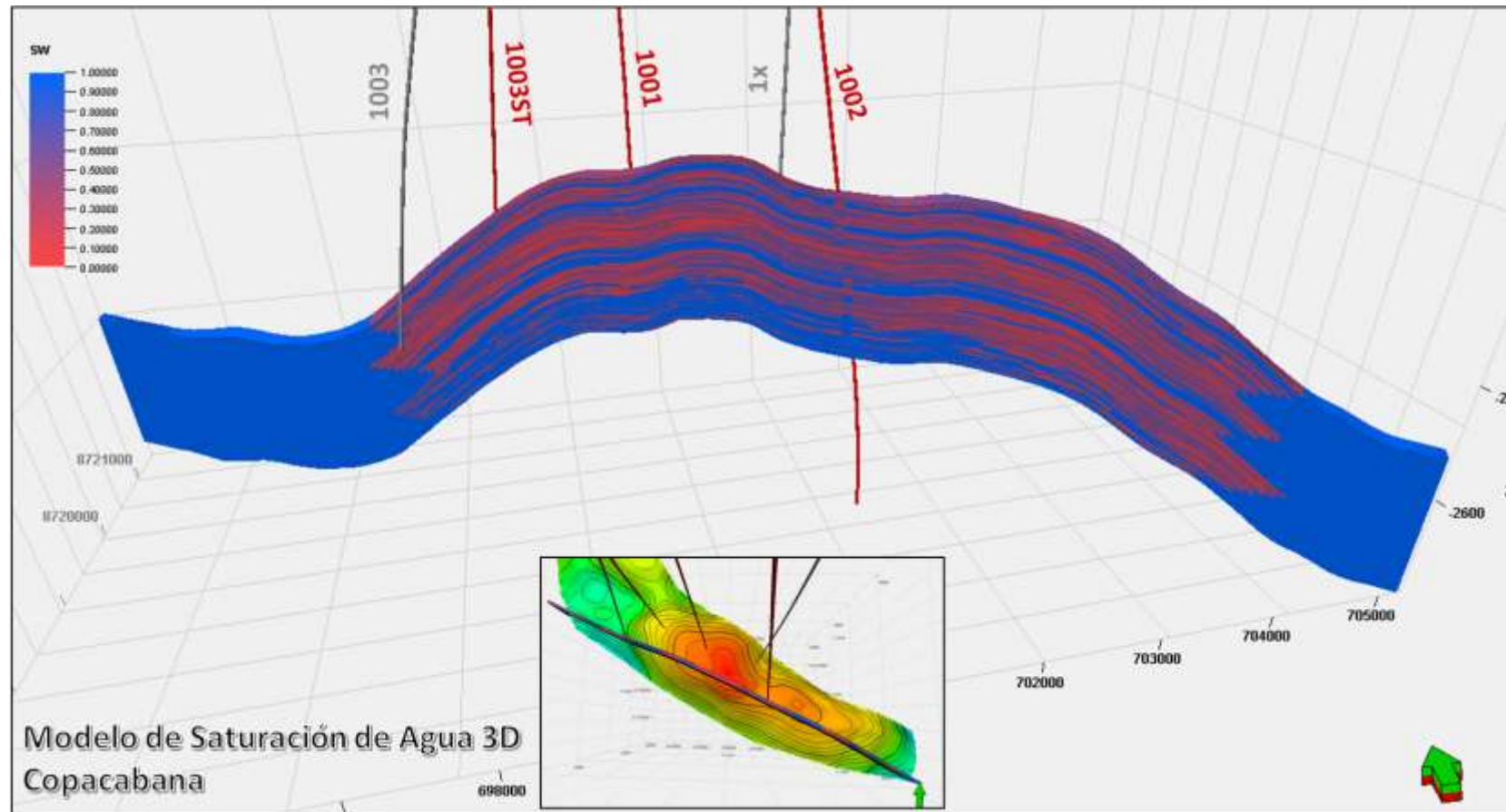


Figura 3.55 Sección del modelo de saturación de agua de las unidades Copacabana

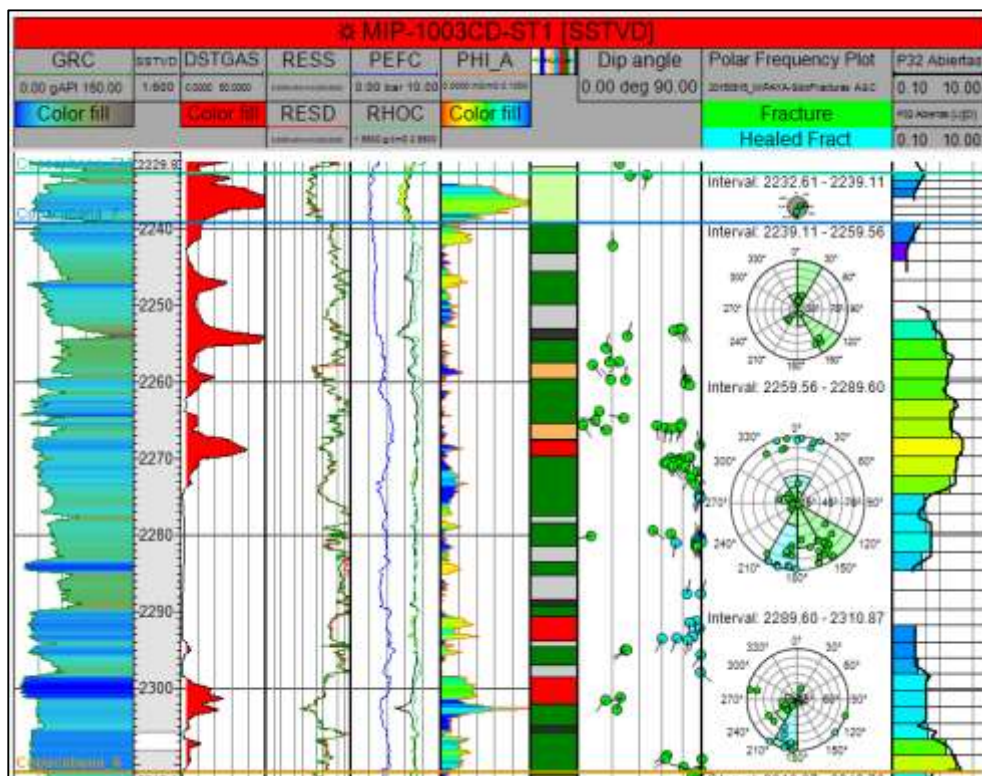
Fuente: Elaboración propia

### 3.3.4.3 Modelo de fracturas

La red de fracturas discretas (DFN) en el modelo, representan explícitamente las propiedades de geometría de cada fractura individual (orientación, tamaño, posición, forma y apertura), estas se construyen estocásticamente con tendencia de la propiedad de curvatura de la estructura integrando a las fracturas obtenidas con el atributo de Ant Tracking.

Los datos de entrada provienen de la interpretación de imágenes resistivas (FMI), estos se verifican en secciones de pozo y en estereogramas, para entender cómo se comportan las fracturas por cada capa.

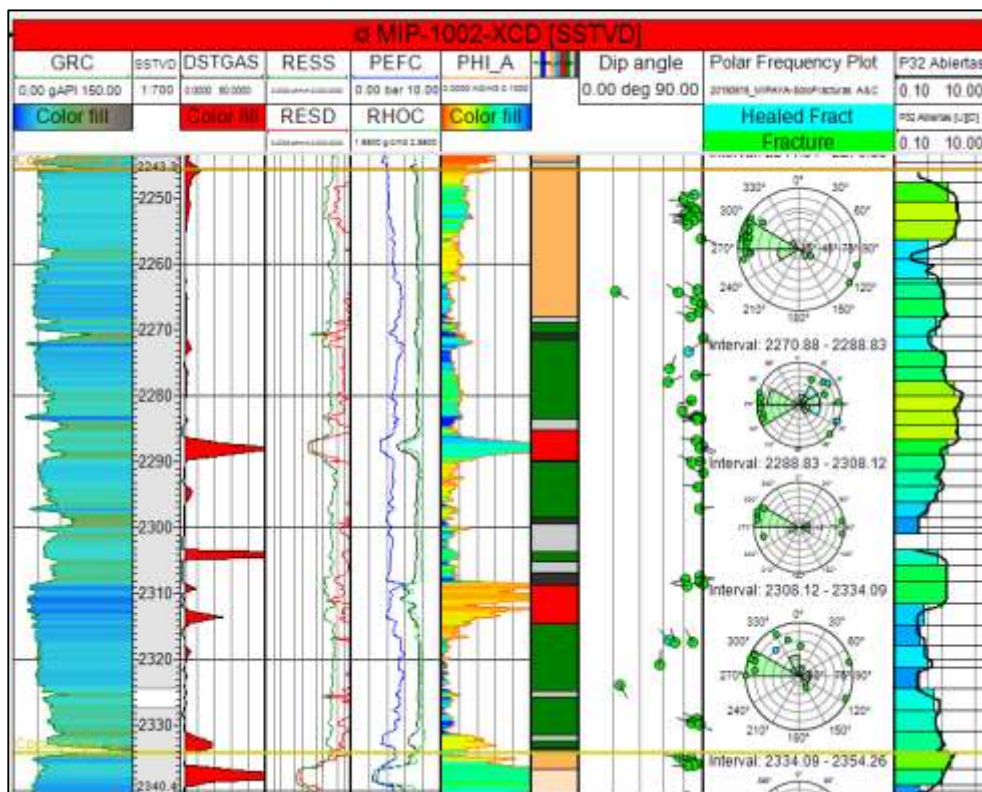
En la Figura 3.56 se muestra un registro compuesto, donde se observa la distribución de las fracturas en las capas del Chert y Copacabana 7. En el Chert se observa que los valores mayores de gas total de la cromatografía (curva roja) están relacionados a la porosidad primaria de la matriz, en el caso de Copacabana 7 los mayores valores de gas total correlacionan con los mayores valores de intensidad de fracturas a pesar de que se muestran valores bajos de porosidad primaria de matriz.



*Figura 3.56* Registro de pozo para las unidades de la parte superior de Copacabana, se muestra la relación entre unidades de gas, porosidad total, facies e intensidad de fracturas  
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.57 se muestra un registro compuesto, donde se observa la distribución de las fracturas en las capas Copacabana 6 y parte de Copacabana 5. En Copacabana 6 se observa que los valores mayores de gas total de la cromatografía correlacionan con los mayores valores de intensidad de fracturas y también a porosidades matriz intermedias producto del tipo de facies como son el grainstone oolítico, para el caso de Copacabana 5 los valores altos de cromatografía de gases están relacionados con la porosidad primaria de la matriz por tratarse de un dolomudstone con buenas características petrofísicas.





*Figura 3.57* Registro de pozo para las unidades de la parte media de Copacabana, se muestra la relación entre unidades de gas, porosidad total, facies e intensidad de fracturas  
Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con los datos de pozo se obtienen dos familias de fracturas dentro de los reservorios de Copacabana, relacionados a potenciales zonas productivas. Las características de estas fracturas son las siguientes:

#### Familias de fracturas 1

- Inclinación 88°
- Azimuth 315°

### Familias de fracturas 2

- Inclinación 6°
- Azimuth 220°

Es importante mencionar que, para la identificación de fracturas a partir de los registros de imágenes resistivas, se utilizan además las coronas las cuales permiten integrar la interpretación. En la Figura 3.58 se observa la distribución de las dos familias de fracturas presentes en los pozos.

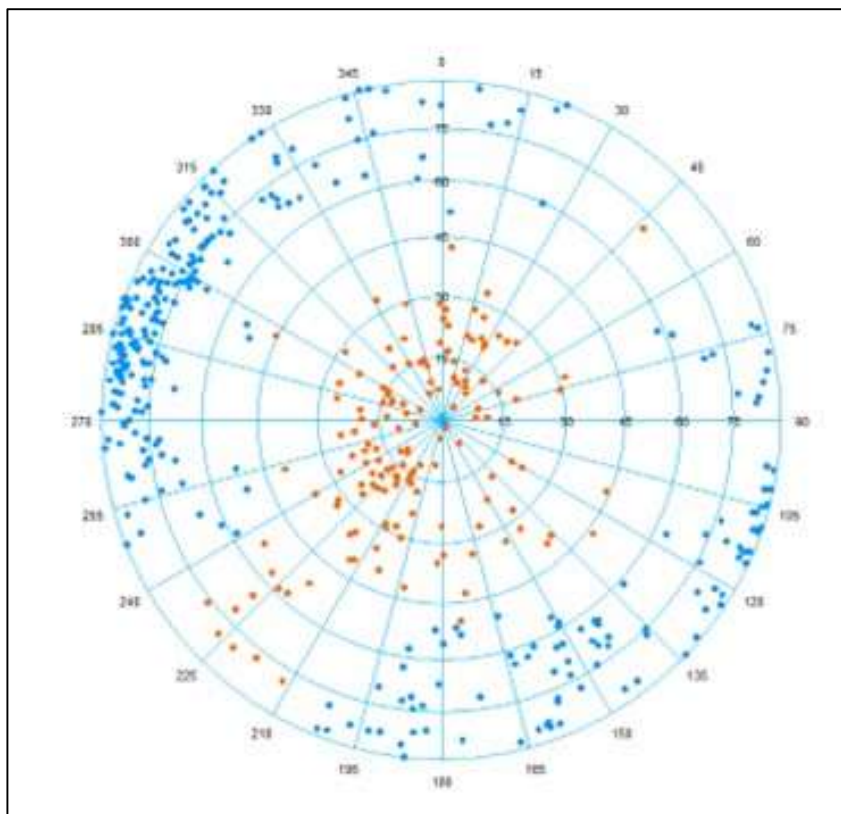
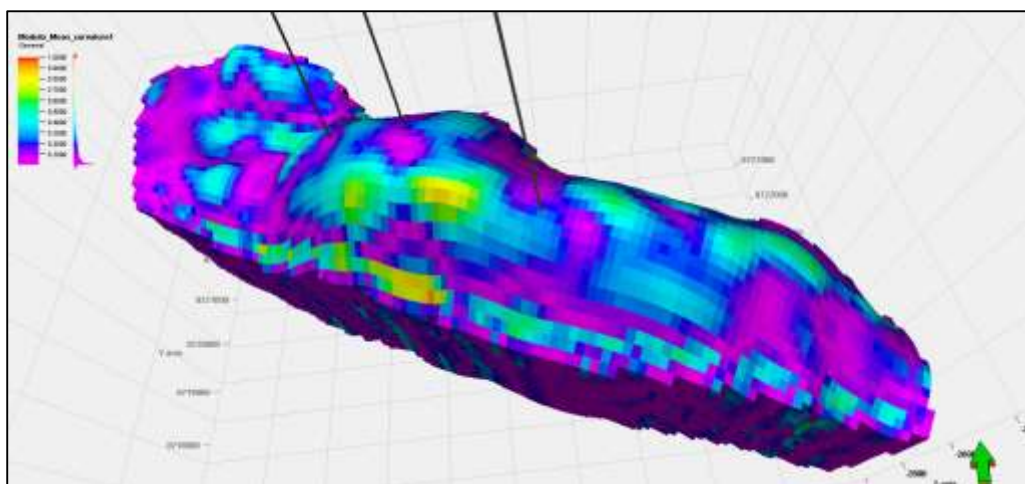


Figura 3.58 Estereonet con puntos que representan las fracturas. Familia de fracturas 1 (azul) y fracturas tipo 2 (naranja)  
Fuente: Elaboración propia

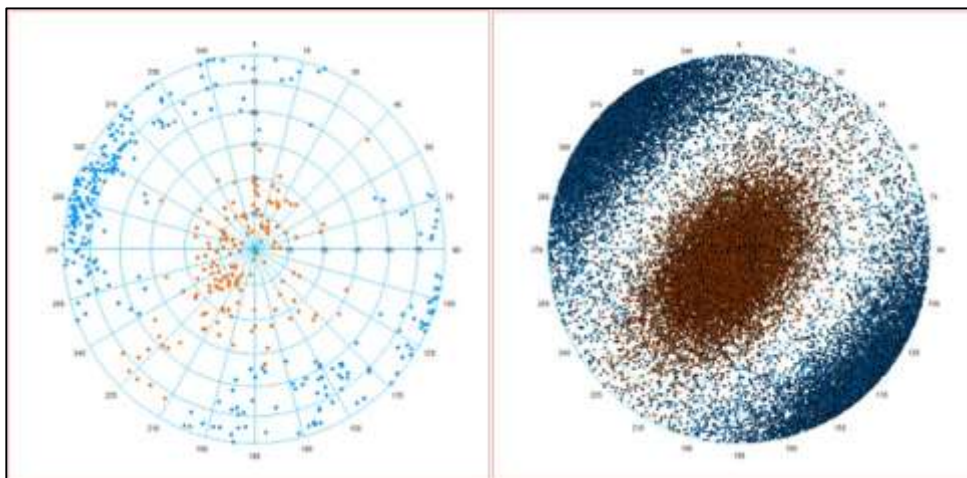
Para realizar el modelo de fracturas, primero se considera las fracturas obtenidas en los pozos, las cuales se poblaron con el método tradicional del DFN, la propiedad a poblar es denominada "P32" que considera principalmente las fracturas abiertas. Se aplicó además el modelo de Bingham en la orientación, permitiendo ajustar la forma de la distribución de fracturas del estereograma. La tendencia en la propagación es a partir de la propiedad generada por la curvatura de la estructura, en la Figura 3.59 se observa cómo atraviesan los pozos según la curvatura de la estructura, esta propiedad es fundamental, permitiendo direccionar los nuevos pozos en las zonas de mayor fracturamiento del reservorio. Los colores celestes y amarillos muestran las zonas donde la curvatura de la estructura es mayor.



*Figura 3.59* Propiedad de curvatura de la estructura

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 3.60 se observa la comparación de los estereogramas con las familias de fracturas de los pozos y las fracturas pobladas en el modelo 3D.



*Figura 3.60* Comparación de estereonets de fracturas en los pozos vs fracturas modeladas. Familia de fracturas 1 (azul, fracturas tipo 2 (naranja)  
Fuente: Elaboración propia

Finalmente, también se modela las fracturas obtenidas a partir del atributo de Ant Tracking, permitiéndonos agregar una familia adicional de fracturas, las cuales son de mayores dimensiones, y atraviesan varias capas dentro de Copacabana como se muestra en la Figura 3.61 y Figura 3.62.

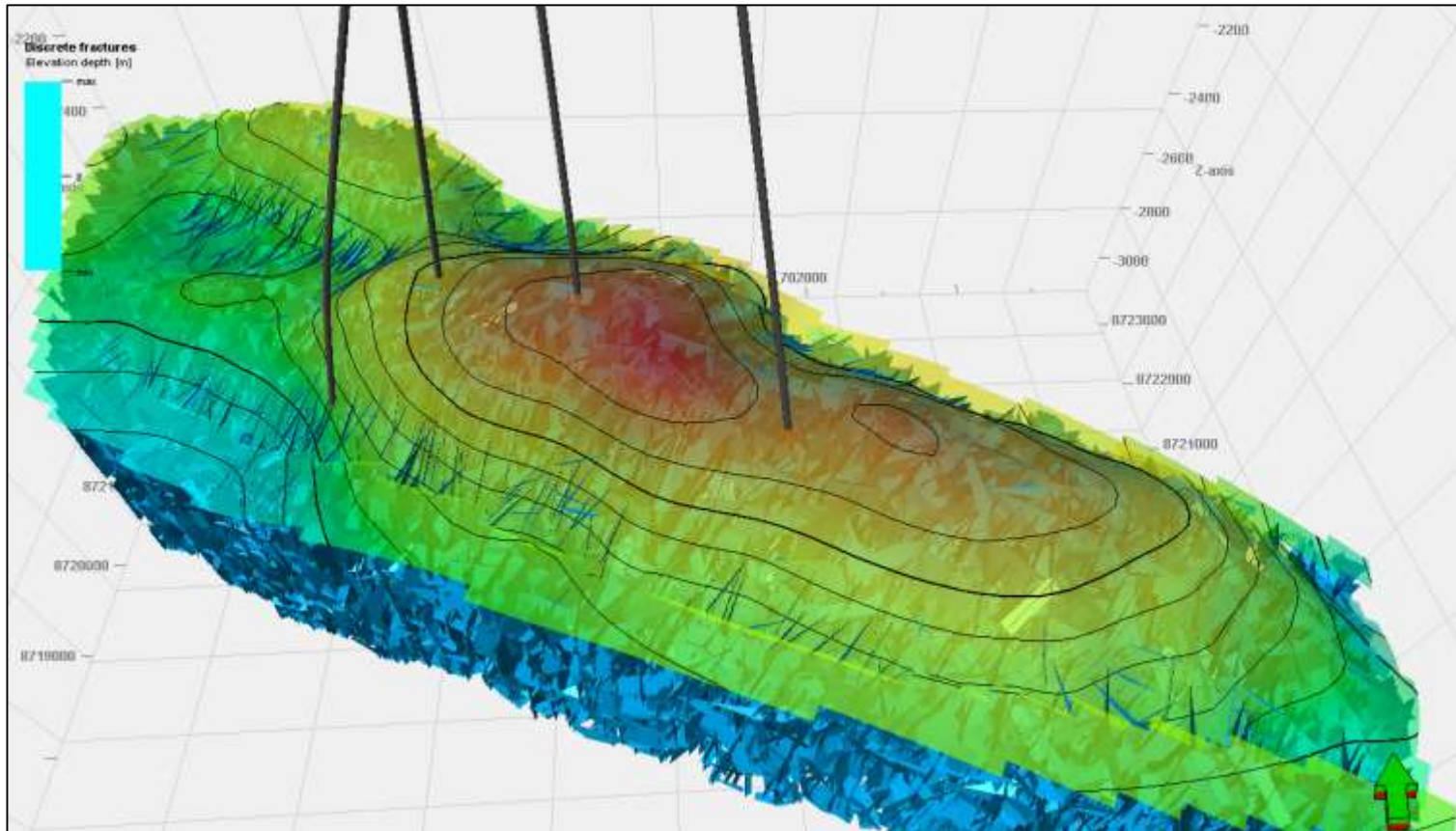


Figura 3.61 Modelo de fracturas con set de datos de pozos

Fuente: Elaboración propia

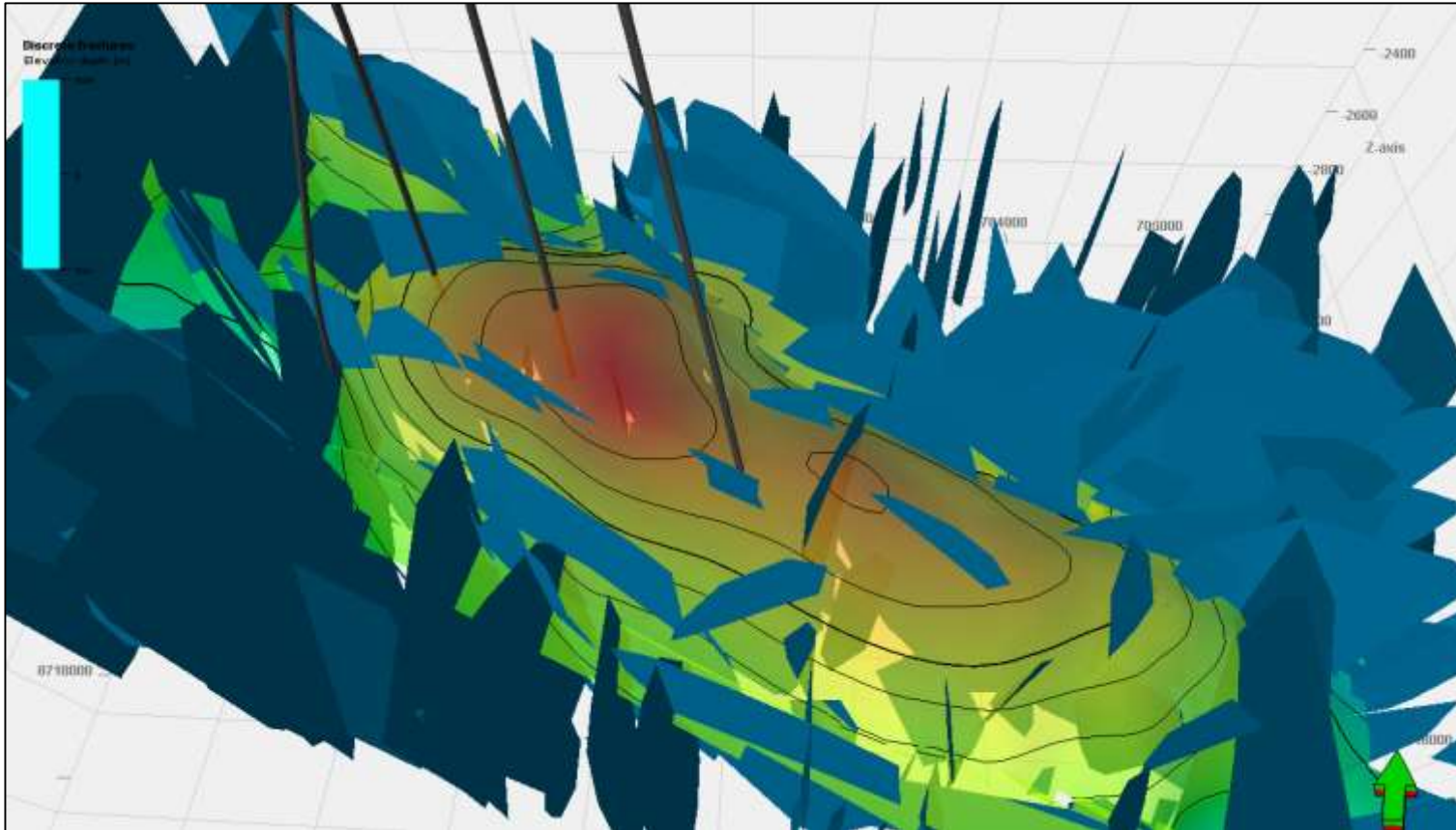


Figura 3.62 Modelo de fracturas con set de datos del atributo de Ant Tracking

Fuente: Elaboración propia

### 3.3.4.4 Cálculo de Gas Original In Situ (GOIS)

Una vez terminado el modelo de las propiedades de matriz y propiedades de fracturas, se realiza el cálculo volumétrico del Gas Original In Situ (GOIS), considerando que la estructura tiene un potencial hasta el punto de fuga de la estructura (spill point). En la Figura 3.63 se muestra el mapa estructural del tope de Copacabana, determinando el contacto gas agua a -2425 m.s.n.m.

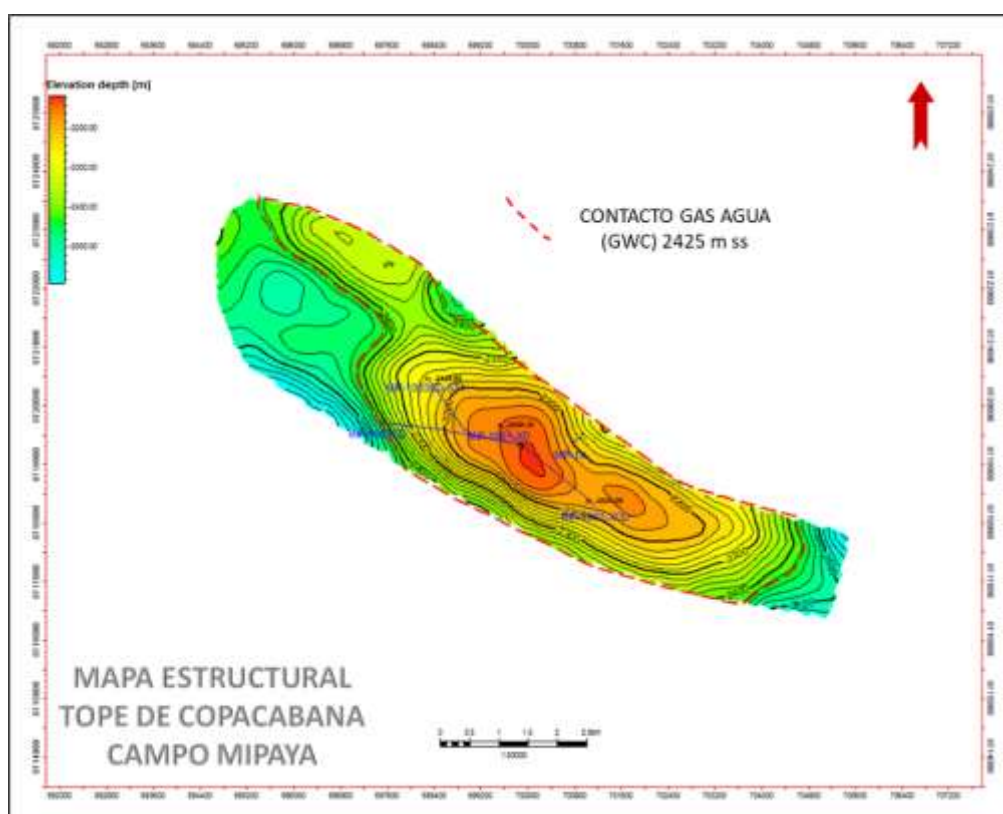


Figura 3.63 Mapa Estructural del tope de Copacabana con el área de acumulación de hidrocarburo

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 3.1 muestra los contactos establecidos en las unidades de Copacabana obtenidos de cada mapa estructural de las unidades de Copacabana.

Tabla 3.1 *Contactos gas agua para las unidades de Copacabana*

<b>UNIDAD</b>	<b>GWC (m)</b>
Chert	-2425
Copacabana 7	-2425
Copacabana 6	-2500
Copacabana 5	-2600

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con nuestros parámetros petrofísicos se consideran unidades reservorios, en el grupo Copacabana, el Chert, Copacabana7, Copacabana 6 y Copacabana 5. Las unidades inferiores de Copacabana no se consideran para el cálculo de volumen in situ, debido a que los valores de porosidad de matriz son muy cercanos a cero y la saturación de agua es de casi 100%. También es importante considerar que las fracturas aportan menos del 2% de almacenamiento de hidrocarburo, por ello no se considera para cálculo total del GOIS.

Para determinar el cálculo volumétrico se realizan los siguientes pasos:

1. Volumen de Roca (Bulk Volume = Total Rock Volume)
2. Volumen Neto (Net Volume = Bulk Volume \* Net/Gross)
3. Volumen Poral (Pore Volume = Bulk Volume \* Net/Gross \* Porosity)
4. Volumen Poral con Hidrocarburo (HCPV gas = Bulk Volume \* Net/Gross \* Porosity \* Sg)
5. Gas Original in Situ (GOIS = GIIP = HCPV gas/Bg)



6. El valor considerado para el Factor Volumétrico del Gas (Bg) es 0.0045 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

Tabla 3.2 *Cuadro resumen de los volúmenes, Gas Original In Situ (GOIS) expresado en trillones de pies cúbicos (TCF)*

<b>Unidad</b>	<b>Vol. Roca [*10<sup>6</sup> ft<sup>3</sup>]</b>	<b>Vol. Neto [*10<sup>6</sup> ft<sup>3</sup>]</b>	<b>Vol. Poral [*10<sup>6</sup> ft<sup>3</sup>]</b>	<b>VPH gas [*10<sup>6</sup> ft<sup>3</sup>]</b>	<b>GOIS [*10<sup>12</sup> ft<sup>3</sup>]</b>
Chert	4947	4700	405	153	0.030
Copacabana 7	45110	33833	1143	518	0.085
Copacabana 6	54769	38338	889	437	0.075
Copacabana 5	52087	41670	1392	506	0.090
<b>Total Gas Original in Situ (GOIS)</b>					<b>0.280</b>

Fuente: Elaboración propia.

## **CAPITULO IV**

### **ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

#### **4.1 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO**

El presente trabajo de investigación tiene por objetivo “Integrar y evaluar las características sísmicas, sedimentológicas, estratigráficas y petrofísicas de la matriz y fracturas naturales del reservorio Copacabana, para la construcción de un modelo geológico 3D de doble porosidad que permita evaluar el potencial hidrocarburífero en el área de Camisea y permita abrir nuevas oportunidades de desarrollo en reservorios no convencionales de la cuenca Ucayali y Madre de Dios”; por lo que al culminar el proceso y análisis de información se concluye lo siguiente:

Al finalizar la construcción del modelo geológico 3D de doble porosidad se realizó el cálculo de hidrocarburo in situ, determinando un potencial de 280 BCF (billones de pies cúbicos) de gas, este volumen representa el 15% de reservas 3P del bloque 56 (Boletín OSINERMINING muestra el cálculo de 1.8 TCF de reservas 3P del lote 56 a diciembre del 2018). Es importante mencionar que Mipaya es uno de los campos más pequeños del área de Camisea, generando

la oportunidad de evaluar el potencial hidrocarburífero en los demás campos de Camisea y otras áreas dentro de las cuencas Ucayali y Madre de Dios.

En los estudios y análisis de las facies sedimentarias realizadas en las coronas de los pozos de Mipaya y los afloramientos del Pongo de Mainique, integradas con los perfiles eléctricos de pozos, se identificaron potenciales reservorios asociados a facies de grainstone oolítico, cherts, grainstone y packstone, estos reservorios además de tener porosidades de matriz promedio de 3 a 18%, también tienen fracturas naturales que permiten la conectividad y flujo del reservorio para la producción de gas.

La Figura 4.1 muestra el registro petrofísico del reservorio Chert, donde los valores de cromatografía de gas son de 80 unidades, la porosidad promedio es de 12 % y casi nula detección de fracturas, sin embargo, a nivel microscopio se identificaron microfracturas mencionadas en la descripción de las facies de corona.

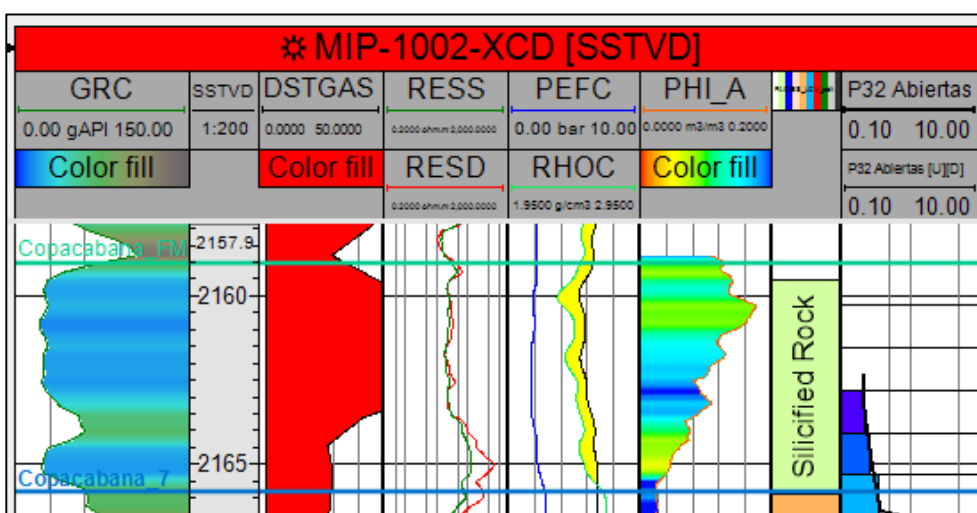


Figura 4.1 Registro petrofísico del Reservorio Chert

Fuente: Elaboración propia

La Figura 4.2 muestra el registro petrofísico del reservorio Copacabana 7 para las facies de grainstone y packstone, donde los valores de cromatografía de gas alcanzan picos de 50 unidades, la porosidad promedio es de 2 %, y los valores de intensidad de fractura llegan hasta los 3 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

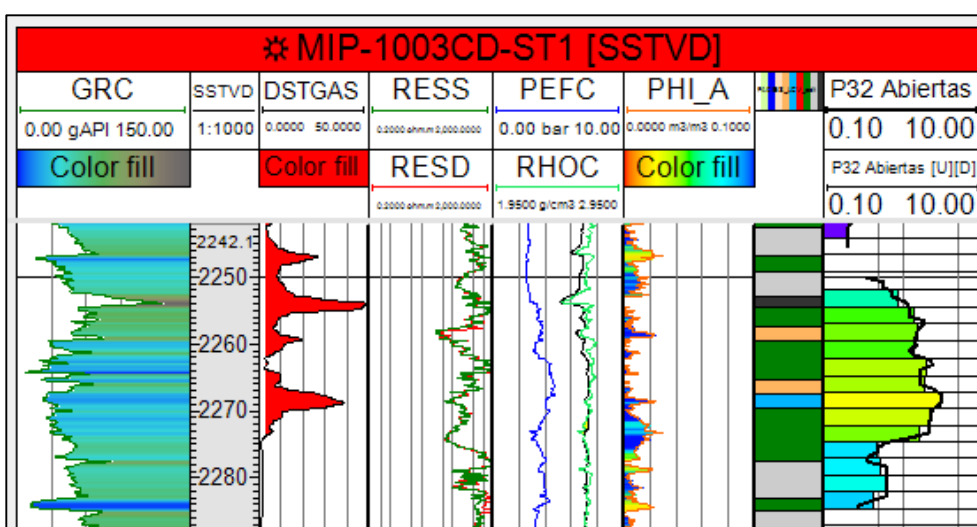


Figura 4.2 Registro petrofísico del Reservorio Copacabana 7 (zona superior)

Fuente: Elaboración propia

La Figura 4.3 muestra el registro petrofísico del reservorio Copacabana 7 para las facies de grainstone oolítico, donde los valores de cromatografía de gas alcanzan picos de 40 unidades, la porosidad promedio es de 4 %, y los valores de intensidad de fractura llegan hasta los 2 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>.

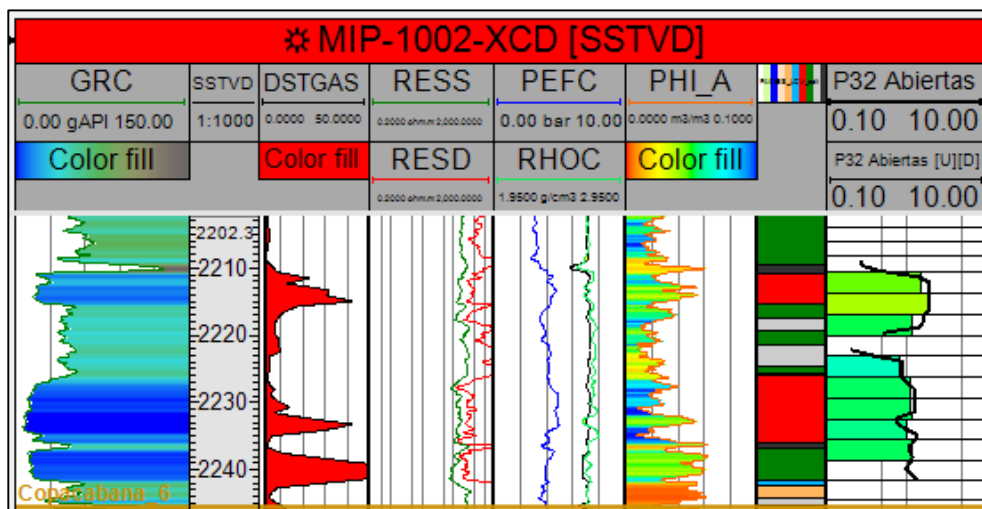


Figura 4.3 Registro petrofísico del Reservoir Copacabana 7 (zona inferior)

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 4.4 muestra el registro petrofísico del reservorio Copacabana 5 para las facies de dolomudstone, donde los valores de cromatografía de gas alcanzan las 80 unidades, la porosidad alcanza valores de hasta 25 %, y los valores de intensidad es casi nula, este reservorio tiene tipo de porosidad interpartícula.

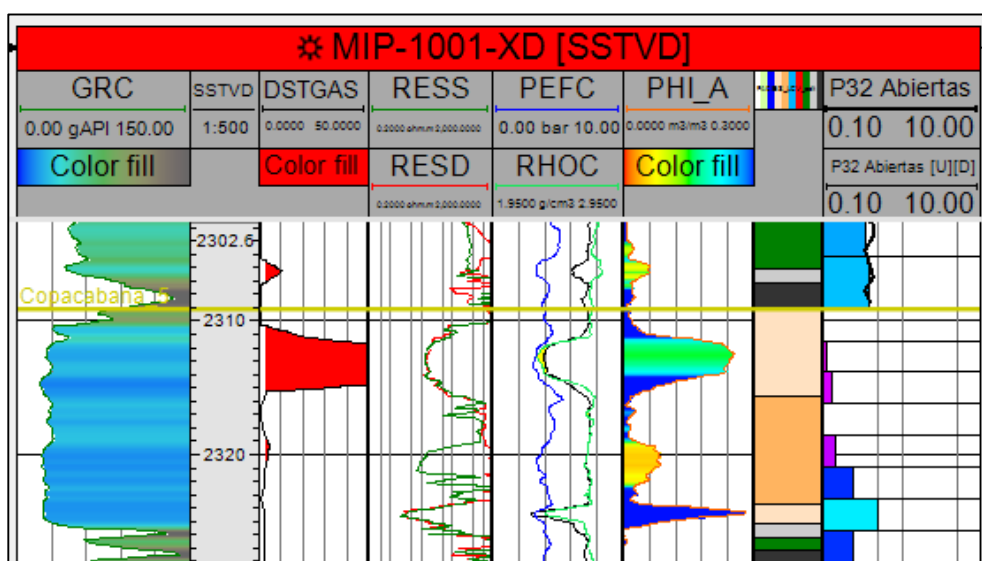


Figura 4.5 Registro petrofísico de reservorio Copacabana 5 (zona superior)

Fuente: Elaboración propia

En los reservorios de Copacabana del campo Mipaya, se determinó que el mejor potencial está en las capas de Copacabana 5, Copacabana 6, Copacabana 7 y el Chert, esto debido a que las capas inferiores muestran porosidades menores al 2% y saturaciones de agua de casi 100%, esto también es corroborado con el registro de cromatografía de gases el cual detectó valores por debajo de 1 unidad. Por ello las capas inferiores no se consideran en el cálculo volumétrico del modelo.

La Tabla 4.1 muestra los valores promedios de gas de cromatografía, petrofísicos e intensidad de fracturas de las unidades de Copacabana considerados reservorios.

Tabla 4.1 *Resumen de características petrofísicas de matriz y fracturas de las unidades de Copacabana*

Unidad	Unidades de Gas Cromatógrafo	Porosidad (%)	Saturación de Agua (%)	Net Pay (m)	Int. de Fracturas P32
Chert	30	9	26	7	0.25
Copacabana 7	8	4	35	32	0.69
Copacabana 6	4	3	40	36	0.72
Copacabana 5	4	7	45	30	0.45

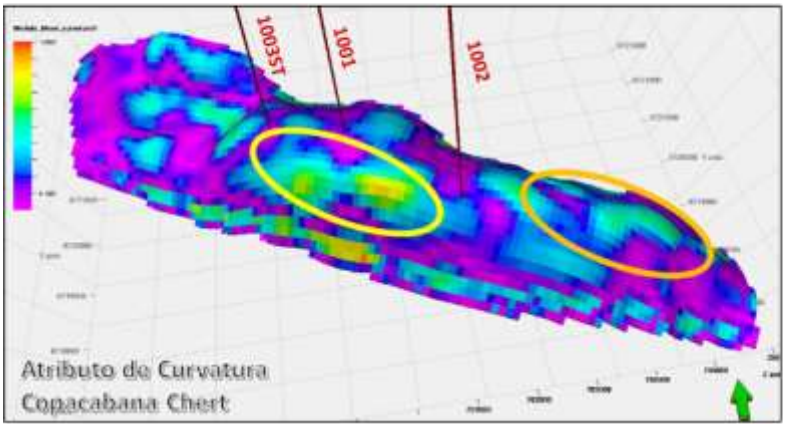
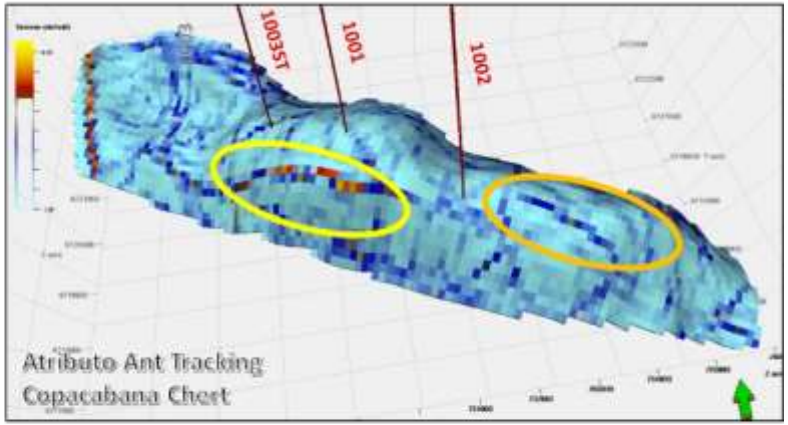
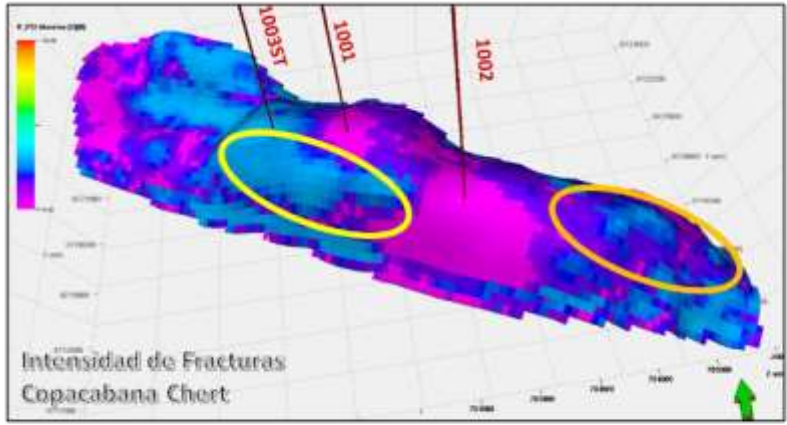
Fuente: Elaboración propia

También en el modelo de doble porosidad se identificaron zonas para la ubicación de locaciones de perforación, estas zonas tienen los mejores valores de intensidad de fracturas para cada reservorio o secuencia de Copacabana.

El reservorio Chert tienen intensidad de fracturas máxima de 0.35 a 0.45 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>, estos valores son considerados moderados a bajos, sin embargo, como se describió en los estudios de corona estas facies tienen microfracturas que mejoran la conectividad del reservorio, ver Figura 4.4.

Los reservorios Copacabana 7 y 6 tienen intensidades de fracturas de 1.3 a 2.2 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>, estos valores son considerados moderados, y permiten la conectividad horizontal y vertical de los reservorios en las facies de grainstone, packstone y wackstone, ver Figura 4.5 y Figura 4.6.

Finalmente, el reservorio Copacabana 5 tiene intensidad de fracturas de 1.4 a 1.5 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>, estos valores son considerados moderados, sin embargo, debido a las facies de dolomustone que son la principal composición de este reservorio, las porosidades primarias y permeabilidades de la matriz que son bastante altas similares a facies silicoclásticas, ver Figura 4.7.





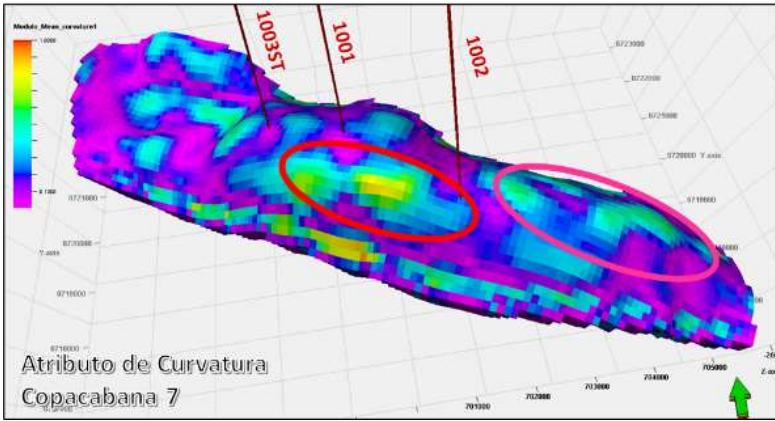
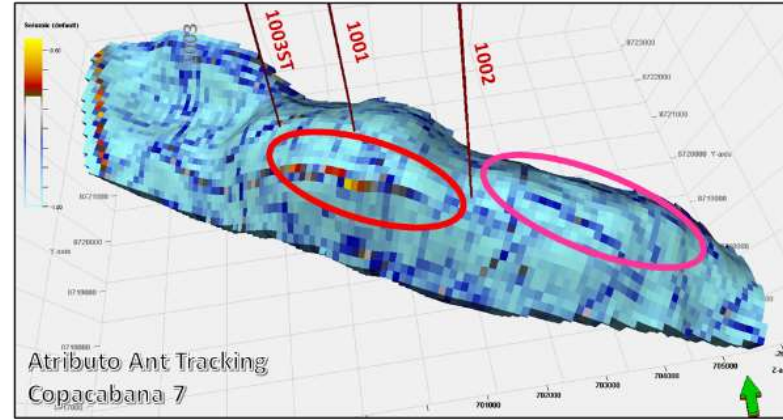
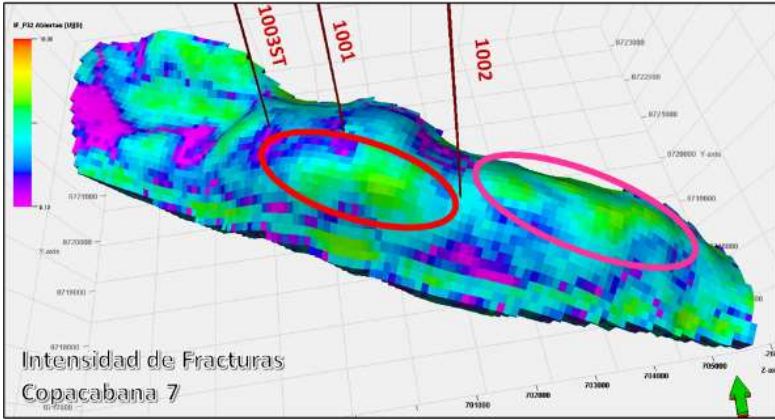
- Zonas propuestas para perforación**
-  Zona 1, valor de IF 0.45 m2/m3
  -  Zona 2, valor de IF 0.35 m2/m3

Figura 4.4 Zonas propuestas para perforación de pozos, reservorio Chert

Fuente: Elaboración propia





**Zonas propuestas para perforación**



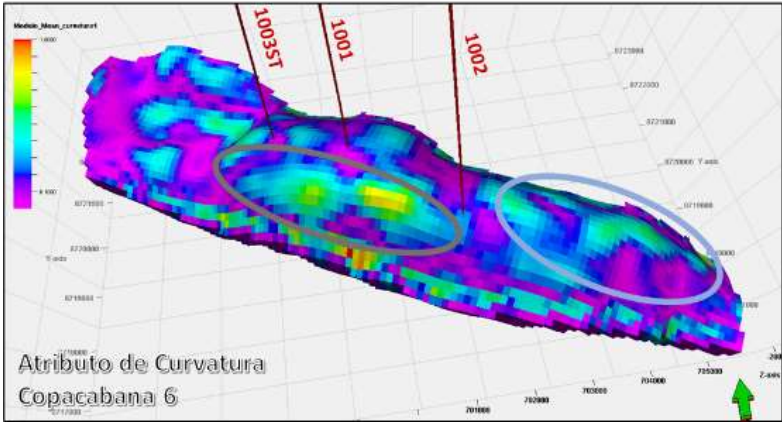
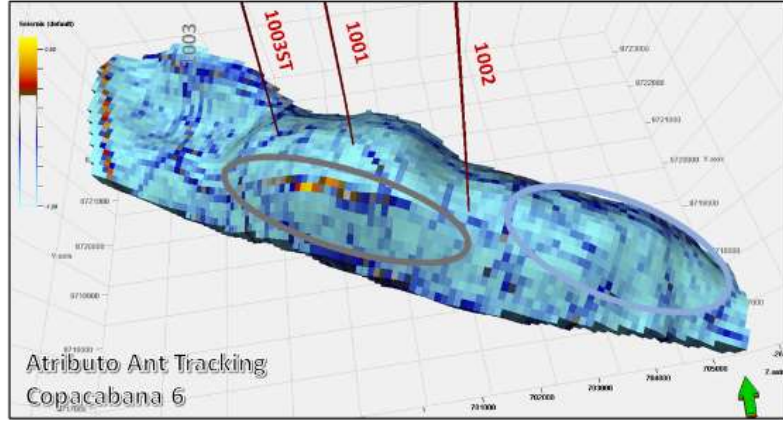
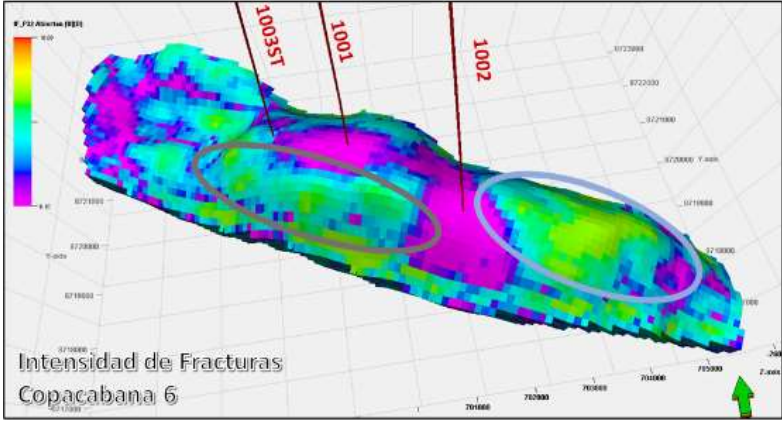
-  Zona 3, valor de IF 1.7 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>
-  Zona 4, valor de IF 1.5 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>

Figura 4.5 Zonas propuestas para perforación de pozos, reservorio Copacabana 7

Fuente: Elaboración propia



**Zonas propuestas para perforación**



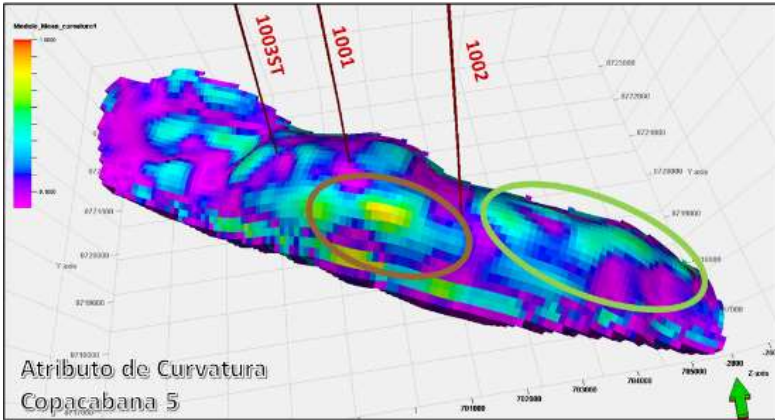
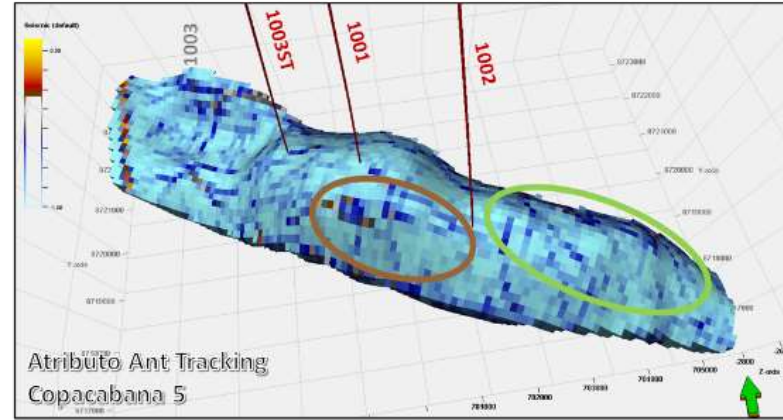
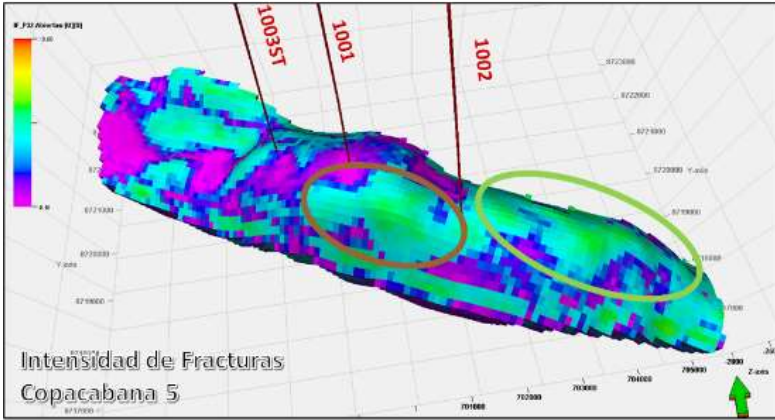
Zona 5, valor de IF 1.3 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>



Zona 6, valor de IF 2.2 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>

Figura 4.6 Zonas propuestas para perforación de pozos, reservorio Copacabana 6

Fuente: Elaboración propia



**Zonas propuestas para perforación**



-  Zona 8, valor de IF 1.4 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>
-  Zona 9, valor de IF 1.50 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup>

Figura 4.7 Zonas propuestas para perforación de pozos, reservorio Copacabana 5

Fuente: Elaboración propia

## 4.2 CONTRASTACIÓN DE LA HIPÓTESIS

El presente trabajo de investigación tiene por hipótesis “La integración y evaluación de propiedades de fracturas y propiedades estáticas de matriz en la construcción de un modelo geológico 3D de doble porosidad, influirán en el potencial y productividad del reservorio carbonatado de Copacabana, abriendo la oportunidad de exploración y desarrollo de reservorios no convencionales en el área de Camisea”

Según los resultados obtenidos determinamos que la hipótesis es positiva, porque lo siguiente:

- Se identificó y caracterizó las fracturas de los reservorios del grupo Copacabana a partir de los análisis de coronas, registro de imágenes resistivas (FMI) y generación del atributo de Ant Tracking.
- Se determinó las propiedades petrofísicas de la matriz y las fracturas de los reservorios del Grupo Copacabana, siendo las propiedades de matriz fundamentales para el cálculo de volumen de gas in situ.
- Se integró las propiedades de matriz y fracturas en un modelo geocelular 3D, permitiendo identificar las zonas con mayor cantidad de fracturas para ubicación de locaciones de perforación.
- Se realizó el cálculo de volumen de gas in situ, identificando los reservorios con potencial productivo que pertenecen al grupo Copacabana en el campo Mipaya, generando oportunidades para evaluaciones de recursos prospectivos en los campos de Camisea y nuevas áreas de las cuencas Ucayali y Madre de Dios.

## CONCLUSIONES

- Los resultados de la presente investigación demuestran el potencial hidrocarburífero de Copacabana en el Campo Mipaya, donde se calculó un volumen de hidrocarburos de 280 BCF, considerando para el cálculo las unidades de Copacabana 5, Copacabana 6, Copacabana 7 y el Chert. Esto genera oportunidades para la evaluación del potencial de los otros campos del área de Camisea, así como la identificación de nuevos plays para la exploración de Copacabana en las cuencas Ucayali y Madre de Dios.
- Aplicando un factor de recobro teórico de 75% el campo Mipaya tiene 3P de 210 BCF que corresponde al 11 % de las reservas 3P del Lote 56. También este volumen de reservas equivale a 10 meses del consumo total de gas en el Perú, siendo la demanda interna de 670 MMPCD reportado por OSINERMING en el año 2019.
- Con la integración y evaluación de las características geológicas de Copacabana se construyó un modelo geológico 3D de doble porosidad que permitió calcular el potencial hidrocarburífero del Campo Mipaya.
- Las principales facies sedimentarias de Copacabana consideradas reservorios son el Chert (en el tope de Copacabana), grainstone oolítico, grainstone, wackstone y dolomudstone, estas facies tienen importantes

lecturas de cromatografía de gases, porosidades primarias que almacenan el gas y fracturas naturales que proporcionan las vías de flujo.

- Las fracturas de Copacabana identificadas con el registro de imágenes y coronas están relacionados al esfuerzo principal del Campo, siendo propagadas por el atributo de curvatura de las unidades de Copacabana. Las fracturas son fundamentales para la conectividad y producción de hidrocarburos del reservorio, sin embargo, el volumen de hidrocarburos contenido es despreciable.
- Las fracturas obtenidas a partir del cubo de Ant Tracking, permiten identificar las zonas del reservorio donde encontraremos la mayor cantidad de fracturas, sin embargo, es importante considerarlos para la propuesta de pozos en estar alejados de corredores de facturas que conecten verticalmente los reservorios productores con los acuíferos inferiores del Campo.
- La integración del modelo de fracturas permite identificar zonas con mayor intensidad de fracturas, donde se proponen los pozos a perforar, siendo estos verticales u horizontales buscando tener el mayor recobro de las reservas del campo.

## RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar un estudio regional de Copacabana utilizando datos de afloramientos y pozos perforados en las cuencas Ucayali y Madre de Dios, para identificar zonas de mayor desarrollo de facies reservorios de acuerdo con el modelo depositacional planteado.
- ✓ Realizar un estudio sismoestratigráfico regional de Copacabana para la ubicación o delimitación de áreas con potencial de recursos prospectivos.
- ✓ Realizar un estudio del sistema petrolero de Copacabana, para determinar si acumulación de gas y/o petróleo se generaron en las rocas del grupo Copacabana.
- ✓ Realizar un cálculo de recursos prospectivos en los campos de Camisea y alrededores siguiendo como base la metodología plantea el presente trabajo de investigación.
- ✓ Realizar un estudio de la dirección de los esfuerzos principales de los campos de Camisea y compararlos con los esfuerzos que originaron las estructuras del área.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilera, R. (1995). *"Naturally Fracture Reservoirs"*. Segunda Edición, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma.
- Aguilera, R. (1998). *"Geologic aspects of naturally fractured reservoirs"*. The Leading Edge 17, SEG. <https://doi.org/10.1190/1.1437912>.
- Aguilera, R. (1999). *"Recovery Factors and Reserves in Naturally Fractured Reservoirs"*. J Can Pet Technol 38. <https://doi.org/10.2118/99-07-DA>.
- Aguilera, R. (2003). *"Net Pay in Naturally Fractured Reservoirs"*. CSPG Reservoir, vol.30, Issue 6, p.28-29.
- Bennett, S., Van Genuns, L. (1996). *"Geological Fieldwork Report, Ucayali Basin"*. Shell, Peru.
- Blanco, S., Frigerio, P., Cabello, E., Aguirre, C. (2012). *"Estudio Sedimentológico, Petrográfico y Mineralógico de la corona del pozo Mipaya 1001, Copacabana"*. Reporte de LCV & Pluspetrol, Perú.
- Blanco, S., Romero, C., Castelli, R., Aguirre, C., López, M. (2012). *"Estudio Sedimentológico, Petrográfico y Mineralógico de la corona del pozo Mipaya 1002, Copacabana"*. Reporte de LCV & Pluspetrol, Perú.
- Bratton, T., Canh, D., Duc, N., Gillespie, P., Hunt, D., Li, B., Marcinew, R., Ray, R., Montaron, B., Nelson, R., Schoderbek, D., y Sonneland, L. (2006). *"La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados"*. Oilfield Review, Schlumberger.
- Carloto, V., Gil, W. (1996). *"Geología de los Cuadrángulos de Urubamba y Calca"*. INGEMMET.
- Catuneanu, O. (2006). *"Principles of Sequences Stratigraphy"*. Primera Edición, Elsevier Science, Amsterdam.
- Disalvo, A., Arteaga, M., Chung, J. (2002). *"Geometría de las trampas y análisis estructural en el área de Camisea y sus alrededores. Cuenca de Ucayali. Oriente de Perú"*. INGEPET 2002. Lima.
- Dunham, R. (1962). *"Classification of carbonate rocks according to depositional texture, – In: Ham, W.E., (Ed.). Classification of carbonate rocks"*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 108-122. Tulsa.



- Embry, A., Klovan, J (1971). "Late Devonian reef tract on northeastern Banks Islands, Northwest Territories". *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v.19, p. 730-781.
- Fang, J., Fengde Z., Zhonghua, T. (2017). "Discrete Fracture Network Modelling in a Naturally Fractured Carbonate Reservoir in the Jingbei Oilfield, China". *Energies* 10, 183. <https://doi.org/10.3390/en10020183>.
- Ferraresi, P., Blanco, S. (2013). "Copacabana Formation – Camisea área, Sedimentologic Study" Pluspetrol & LCV, Perú.
- Flores, H. 2013. "Paleogeography and their significance to Hydrocarbon Potential, Sub Andean Basin of Peru". PERUPETRO.
- Folk, R (1962). "Spectral subdivision of limestone types, in Ham, W.E., ed. *Classification of carbonate Rocks-A Symposium*". American Association of Petroleum Geologists Memoir 1, p. 62-84.
- Franseen, E., Goldstein, R. (2014). "Play Concepts & Controls on Porosity in Carbonate Reservoir Analogs, A Guidebook for Miocene-Pliocene Carbonate Complexes, Cabo de Gata Area, Field Trip". American Association of Petroleum Geologist AAPG, Almería.
- Grosso, S., Salas, G., Navarro, W., Gabulle, J., Seminario, F. (2012). "Estratigrafía y Petrofísica de los reservorios carbonáticos del Grupo Copacabana en el área de Camisea, Cuenca Ucayali Sur, Perú". XVI Congreso Peruano de Geología, Lima.
- Grosso, S., Lopez, R., Vergani, G., O'Leary, S. (2013). "Reservorios carbonáticos naturalmente fracturados en el Yacimiento Caimancito (Formación Yacoraite), cuenca cretácica del noroeste argentino". *Revista de la Asociación Geologica Argentina*, Vol 70, pp 53-69.
- Hameed El Redini, N., Ali Bakr, A., Dahroug, S. (2017). "Seismic data interpretation for hydrocarbon potential, for Safwa/Sabbar field, East Ghazalat onshore area, Abu Gharadig basin, Western Desert, Egypt". *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S209099771730010X>.
- Ham W. (1962) "Clasificación de los carbonatos". Asociación Americana de Geólogos de Petróleo, AAPG, Memoria 1, p. 272, Tulsa, Oklahoma.
- Hendry, J., Burgess, P., Hunt, D., Janson, X., Zampetti, V. (2021). "Seismic Characterization of Carbonate Platforms and Reservoirs". Geological Society, London, Special Publications, 509, <https://doi.org/10.1144/SP509-2021-51>
- Jones, R., Lucia, F. (2002) "Integration of Rock Fabric, Petrophysical Class, and Stratigraphy for Petrophysical Quantification of Sequence-Stratigraphic Framework, Fullerton Clear Fork Field, Texas". Technical Report, Bureau of Economic Geology, Austin, Texas.

- Larssen, K., Senger, K., Grundvag, S. (2020). "Fracture characterization in Upper Permian carbonates in Spitsbergen: A workflow from digital outcrop to geo-model". El Sevier. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104703>.
- Lucia J. (1983). "Petrophysical Parameters Estimated from visual Descriptions of Carbonate Rocks; a Field Classification of Carbonate Pore Space". Journal Pet. Technol. Vol. 23. pp. 629-637.
- Lucia, F. (1999). "Carbonate Reservoir Characterization". Segunda Edición, Springer-Verlag, New York.
- López, R., Ruiz, R., Spacapan, J., Hryb, D. (2018) "Por qué y cómo hacer un modelo conceptual de fracturas naturales, el ejemplo de la Formación Cupén Mahuida". 10° Congreso Argentino de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mendoza.
- Martínez, W., Monge, M. (2000). "Estratigrafía del Paleozoico de la Cordillera Oriental al Sureste del Perú, frontera Perú – Bolivia" INGEMMET, Lima.
- Navarro, W., Seminario, F., Gabulle, J., Grosso, S. (2014). "Nuevas fronteras en la evaluación de reservorios no convencionales en el área de Camisea – Unidad Copacabana". VIII INGEPET, Lima.
- Nelson, R. (2001). "Geologic Analysis of Natural Fracture Reservoir", Segunda Edición Gulf Publishing Co. Woburn, Massachusetts.
- OSINERMING (2020). "Boletín Estadístico, Procesamiento, Producción y Transporte de Gas Natural". [https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/gas\\_natural](https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/gas_natural).
- OSINERMING (2019). "La industria de Hidrocarburos en el Perú. Mirando el Bicentenario y perspectivas recientes". [https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/gas\\_natural](https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/gas_natural).
- Pascal, R., Lamine, S., Pattnaik, C. (2017). "Integrated Fracture Characterization and Modeling in North Kuwait Carbonate Reservoirs". SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, UAE.
- Pozo, E. (2012). "Análisis de Facies Sedimentarias y Estratigrafía de Secuencias de Rocas Pérmicas: Integración de Afloramientos del Pongo de Mainique con el Subsuelo, Subcuenca De Camisea, Cusco – Perú". XVI Congreso Nacional de Geología, Lima.
- Pozo, E. (2020). "Estratigrafía de Secuencias en Rocas del Pérmico Aplicada a la Exploración de Hidrocarburos en las Cuencas del Sur Oriente Peruano". Tesis de grado de maestro, Universidad Nacional San Marcos.
- Prezbindowski, D. (2013). "Integrated Carbonate Reservoir Characterization" PetroSkills. Tulsa, Oklahoma.
- Rangel, J., Aguilera, R. (2015). "Aplicación de Diferentes Metodologías para la Determinación del Exponente de Cementación "m" y sus Efectos en el Cálculo

*de Reservas en un Yacimiento Naturalmente Fracturado*". SPE WVS, Congreso de Petróleo y Gas de Sudamérica, Maracaibo.

- Roque, E. (2016). *"Caracterización Sísmica de Fracturas en Reservorios Carbonatados – Cuenca Ucayali Sur, Área de Camisea - Perú"*. Tesis de pregrado, Universidad Nacional San Agustín.
- Ruppel, S., Jones, R. (2002). *"Facies, Sequence Stratigraphy and Porosity Development in the Fullerton Clear Fork Reservoir"*. Technical Report, Bureau of Economic Geology, Austin, Texas.
- Ruppel, S. (2004). *"Multidisciplinary Imaging of Rock Properties in Carbonate Reservoirs for Flow-Unit Targeting"*. Final Technical Report, Bureau of Economic Geology, Austin, Texas.
- Sadeq, Q., Wan Yusoff, W. (2015). *"Porosity and Permeability Analysis from Well Logs and Core in Fracture, Vugy and Intercrystalline Carbonate Reservoirs"*. Journal of Aquaculture, Research and Development. doi:10.4172/2155-9546.1000371.
- Schlager, W. (2005). *"Carbonate Sedimentology and Sequence Stratigraphy"*. Society for Sedimentary Geology.
- Shepherd, M. (2009), *"Carbonates Reservoir"* AAPG Memoir 91, p. 301-309. [https://wiki.aapg.org/Carbonate\\_reservoir](https://wiki.aapg.org/Carbonate_reservoir).
- Stearns, D. (1967). *"Certain aspects of fracture in naturally deformed rocks, in R.E. Rieker, editor, NSF Advanced Science Seminar in Rock Mechanics: Bedford"*. Air Force Cambridge Research Laboratories, p. 97-118.
- Tomassini, F., Hryb, D., Sagasti, G., Massaferrero, J., Langhorne, S. (2016) *"Why Do We Have to Care about Detailed Reservoir Characterization? We Will Break It All. Do We?"*. SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2016-2460837>
- Vásquez, M., Venturo, D. (2015). *"Cuencas emergentes: Potencial hidrocarburífero de los reservorios carbonatados jurásicos y paleozoicos en la Faja Subandina peruana"*. Boletín de la Sociedad Geológica del Perú, v.110, p. 86-90.
- Wang, F., Lucia, F. (2003) *"Reservoir Modeling and Simulation of Fullerton Clear Fork Field, Andrews County, Texas"*. Technical Report, Bureau of Economic Geology, Austin, Texas.
- Wenzhi, Z., Suyun, H., Wei, L., Tongshan, W., Yongxin, L. (2014). *"Petroleum geological features and exploration prospect of deep marine carbonate rocks in China onshore"*. Natural Gas Industry B, 15p. <https://www.sciencedirect.com>.

# **ANEXOS**

## ANEXOS

### Anexo N° 01

#### Coordenadas de los pozos del campo Mipaya

Pozos	Nivel del terreno (m)	Coordenadas UTM		Inclinación (°)	Azimut (°)	Profundidad total		Año de perforación
		Norte	Este			MD	SS	
1001	349	8719331	69988.96	25	316	2802	-2354	2011
1002	349	8719344	699886.39	36	129	3559	-2719	2011
1003	349	8719337	699883.69	55	281	3934	-2457	2012
1003-ST1	349	8719337	699883.69	44	330	3687	-2483	2012

## Anexo N° 02

### Lista de registros eléctricos de los pozos del campo Mipaya

POZOS	TAMAÑO DEL HOYO (in)	HERRAMIENTAS DE REGISTROS ELÉCTRICOS	
		LWD	WL
1001	8.5	ECOSCOPE AND GVR	SGTN-PPC-HRLT-XPT GPIT-PPC-MSIP-FMI HNGS-CMR
1002	6	ECOSCOPE AND GVR	PPC-HRLT-PEX-GR PPC-CMR-HNGS FMI
1003	8.5	ECOSCOPE AND GVR	MFT – MCG – GR
1003-ST1	8.5	ECOSCOPE AND GVR	MFT – MCG – GR DSI - FMI

LWD: Herramientas registradas durante la perforación.

WL: Herramientas registradas con cable después de la perforación.

## Anexo N° 03

### Lista de coronas de los pozos del campo Mipaya

Pozos	Profundidad de corte		Longitud de la corona (m)		Recuperación (%)
	Tope (m)	Base (m)	Cortado	Recuperado	
1001	2572	2596	24	24	100%
1002	3145	3157	12	11.5	96%