

INTRODUCCIÓN

Las características de los sedimentos de origen reciente y rocas sedimentarias antiguas pueden combinarse y condensarse en la idealización de modelos que caracterizan ciertos ambientes sedimentarios particulares. La geoestadística es una herramienta que permite estimar o simular las propiedades petrofísicas de un yacimiento en zonas donde no hay datos. La geoestadística se ha transformado en una herramienta indispensable para construir modelos 3D de los yacimientos.

Los modelos de yacimientos deben resumir todas las características descriptivas importantes del sistema sedimentario. Los modelos 3D deben ser una herramienta predictiva, en el ámbito geológico, debemos tener la capacidad de realizar predicciones.

En el caso de la construcción del modelo de facies geoestadístico para las arenas del Campo Rio Caribe, la metodología es geoestadística plurigaussiana. Para realizar este modelo se contó con 393 km² de sísmica 3D de buena calidad (resolución vertical de 40 pies), 462 pies de núcleo, el conocimiento de la geología regional y se dispone de 2 pozos en el área.

CAPÍTULO I

1. OBJETIVOS

1.2 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar e implementar una metodología para construir un modelo geoestadístico de facies basado en la metodología plurigaussiana, para las arenas P1 y P234 del campo Rio Caribe, que permita la caracterización detallada de los yacimientos y sus heterogeneidades.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Revisar los modelos geoestadísticos existentes para el Campo Rio Caribe para las arenas A y B.
2. Revisar el modelo estructural, modelo sedimentológico, modelo petrofísico existentes en el Campo Rio Caribe.
3. Construir geomodelo estructural, con base en horizontes interpretados en profundidad y fallas provenientes de la sísmica.
4. Construir el “grid” estratigráfico, con unidades lito-estratigráficas independientes y homogéneas desde un punto de vista sedimentológico de los ambientes de depositación y a partir de los marcadores geológicos definidos previamente (tope, base).

5. Definir y clasificar las facies sedimentológicas a partir de los núcleos y de los registros.
6. Discretizar los pozos según el mallado estratigráfico previamente construido.
7. Construir curvas verticales de proporción y matriz de proporción para realizar el modelado de facies.
8. Integrar cuando sea posible, imágenes sísmicas como guías en las tendencias sedimentológicas, para reforzar el cartografiado de la distribución de cuerpos de arena.
9. Cálculo de los variogramas y análisis variográfico para cuantificar las extensiones espaciales (lateralmente y verticalmente) de los cuerpos yacimiento de cada una de las unidades lito-estratigráficas.
10. Realizar simulaciones geoestadísticas utilizando el método plurigaussiano. Las simulaciones respetan las CPV y honran los datos de pozos como puntos condicionantes.
11. Asignar las propiedades petrofísicas de porosidad y saturación de gas por litotipo y por unidad lito-estratigráfica según leyes pre-definidas a partir del estudio petrofísico cuantitativo convencional. Esta asignación respetará y honrará los resultados petrofísicos en los pozos.

1.4 Importancia y Justificación

En el campo de las geociencias es común encontrar variables distribuidas espacialmente. Para realizar el estudio de estas variables se utilizan diferentes procedimientos geoestadísticos de estimación. Todo esto se realiza a partir de un conjunto de muestras tomadas en las localizaciones del dominio en que se manifiesta el fenómeno que se va a estudiar y considerando la representatividad de su realidad, la cual generalmente es desconocida. Estas técnicas o procedimientos permiten la caracterización de las variables con dos objetivos diferentes: primero, proporcionar valores estimados en las localizaciones de interés y segundo, generar valores que en conjunto presenten iguales características de dispersión que los datos originales.

El modelaje de yacimientos es una herramienta esencial y poderosa, ampliamente utilizada en las gerencias estudios de yacimientos para la toma de decisiones, calculo de reservas, planificación temprana de producción y diseño de instalaciones de superficie, entre otros. Esta herramienta permite a los ingenieros y geólogos predecir la arquitectura interna y externa de los yacimientos.

En este estudio se construirá un modelo geoestadístico 3D de alta resolución, que ayude a definir mejor la geometría externa e interna del yacimiento y entender las complejidades geológicas existentes en el área. Para la construcción del modelo se utilizaron las secuencias sedimentarias obtenidas de los estudios de correlación realizados entre pozos en el área, la determinación de las facies sedimentarias, las propiedades petrofísicas del yacimiento basadas en análisis de perfiles y núcleos.

1.5 Alcances

El alcance de esta caracterización es construir un modelo geoestadístico 3D de alta resolución, el estudio se realizará utilizando el paquete RML para la caracterización y la construcción de yacimientos. Con la herramienta ZMAP se generarán las superficies de los horizontes asociados a cada intervalo estratigráfico (mapa estructural de tope y base). Para cada uno de los intervalos estratigráficos estudiados, se generara un mallado cartesiano en XY y se simulará la distribución de facies sedimentarias en función de sus características sedimentológicas y sísmicas, luego se asignarán las propiedades de la roca/yacimiento condicionadas a las facies.

En este proyecto se mostrará una metodología práctica que permitirá la construcción y ejecución de un modelo geoestadístico integrado con datos e interpretación sísmica y por consiguiente confiabilidad, además de la integración del modelo sedimentológico y petrofísico permitiendo generar un modelo 3D consistente.

CAPÍTULO II

2. FUNDAMENTOS TEÓRICO

2.1 Modelaje de Yacimientos

2.1.1 La Geoestadística

La geoestadística está construida sobre los principios estadísticos basados en los conceptos de variable aleatoria en el espacio. Probablemente la estadística descriptiva más usada es la media. La media es una medida particularmente informativa de la tendencia central de la variable si esta es reportada junto con su intervalo de confianza. Las técnicas geoestadísticas son una parte indispensable de la administración del yacimiento porque se requieren modelos numéricos cuantitativos para la optimización económica y de planteamiento.

En el campo de las geociencias es común encontrar variables distribuidas espacialmente. Para realizar el estudio de estas variables se utilizan diferentes procedimientos geoestadísticos de estimación y/o simulación. Todo esto se realiza a partir de un conjunto de muestras tomadas en las localizaciones del dominio en que se manifiesta el fenómeno que se va a estudiar y considerando la representatividad de su realidad, la cual generalmente es desconocida. Estas técnicas o procedimientos permiten la descripción o caracterización de las variables con dos objetivos diferentes: primero, proporcionar valores estimados en las localizaciones de interés y segundo, generar valores que en conjunto presenten iguales características de dispersión que los datos originales.

En los últimos años, los métodos geoestadísticos han sido ampliamente utilizados para la caracterización estocástica de yacimientos mediante la generación

de múltiples modelos de yacimiento, los cuales pueden estar condicionados por datos geológicos, sísmicos y/o de producción. El objetivo principal de la geoestadística es construir modelos realistas de la distribución de propiedades del yacimiento, evitando el uso de promedios lineales. Esta técnica permite tomar en cuenta la heterogeneidad, continuidad, anisotropía y propiedades azimutales de los datos. Las técnicas geoestadísticas proveen métodos estocásticos que permiten generar múltiples realizaciones de la distribución de las propiedades del yacimiento y con ellas se puede cuantificar la incertidumbre asociada al modelo. Estas realizaciones comparten las mismas propiedades estadísticas y por lo tanto son equiprobables. La geoestadística nos provee una descripción de la heterogeneidad del yacimiento. Esta nos da una mejor estimación de las reservas debido al cálculo de modelos de propiedad mejoradas (Figura N° 1).

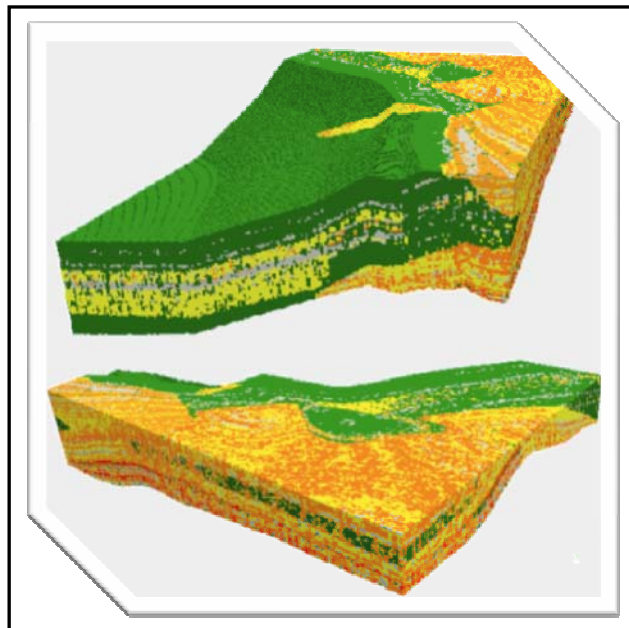


Figura N° 1. Modelo geoestadístico 3 D.

Hay muchos beneficios para la construcción de modelos geoestadísticos de yacimientos, el más importante es modelar integrando datos desde diferentes fuentes. La subjetividad en el modelado de yacimientos costa afuera es inevitable, debido a los pocos datos existentes, pero esta provee una oportunidad de adicionar experiencia, es necesaria la integración de datos de yacimiento, haciendo que el modelador baya más allá.

2.1.2 Modelaje de Yacimientos 3D

El modelado de yacimientos en tres dimensiones comprende un amplio campo de experticia en el cual la geoestadística es una de las componentes claves. El orientar el modelaje es proveer una o más alternativas de modelos numéricos 3D queriendo representar así las interpretaciones geológicas, geofísicas y aspectos de ingeniería de yacimiento del subsuelo. Los modelos numéricos son usados para estimar parámetros claves de los yacimientos tales como: predicción de producción, calculo de reservas y proveer incertidumbres cuando es necesario. Muchas fuentes de datos pueden estar disponibles para el modelado de yacimientos:

1. **Data Geológica** podemos mencionar, cualquier data relacionada con el estilo de depósito :

- ✓ Data de núcleo (porosidad, permeabilidad y permeabilidades relativas por facies).
- ✓ Registros de pozos indicando litología, petrofísica y tipos de fluidos cerca del hoyo.
- ✓ Interpretación sedimentológica y estratigráfica.
- ✓ Datos de afloramientos análogos.

2. **Data geofísica** alguna data originada de surveys sísmicos.
 - ✓ Superficies interpretadas y fallas interpretadas en sísmica 3D.
 - ✓ Atributos sísmicos.
 - ✓ Data física de la roca.

3. **Data de ingeniería de yacimientos** alguna data relacionada con las pruebas de producción del yacimiento.
 - ✓ Data de presión, volumen y temperatura.
 - ✓ Pruebas de pozos.
 - ✓ Data de producción.

Un modelo de yacimiento 3D es construido usando todos los datos de yacimiento disponibles. La fuente de conocimiento son los datos de yacimiento y la experiencia en la interpretación de los mismos. La construcción de un modelo de yacimientos consiste en la integración de ambas fuentes.

Una de las metas del modelado 3 D es representar aspectos de las variaciones espaciales de las propiedades del yacimiento, heterogeneidades extendidas desde la escala de poro a la escala de la cuenca. Un modelo 3D completo puede proveer una descripción completa a gran escala de fallas y pequeña escala fracturas, variaciones litológica, permeabilidad, porosidad y saturación (Figura N° 2).

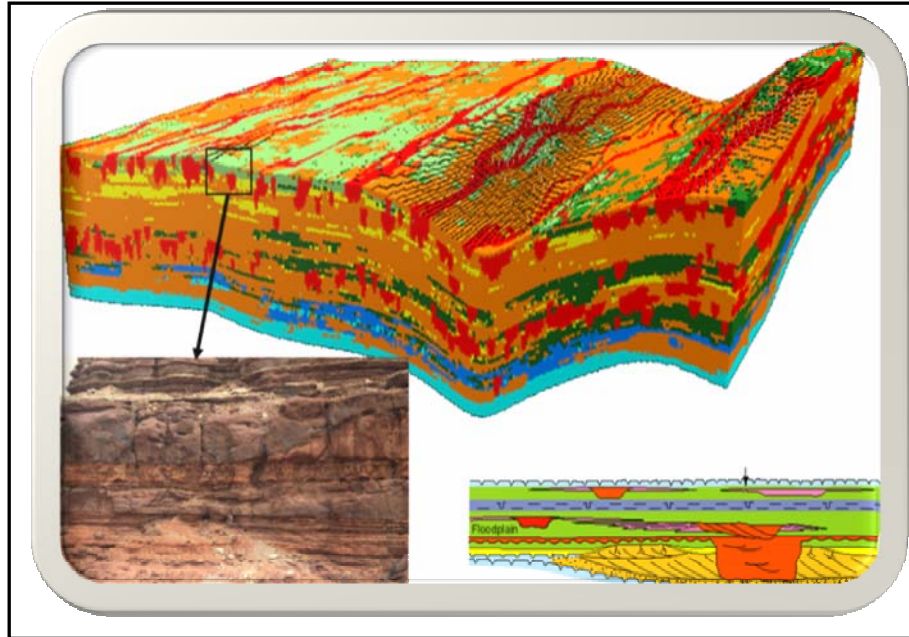


Figura N° 2 Modelo Geoestadístico 3D, representando la interpretación geológica.

Las dimensiones del modelo dependen de las metas del estudio y de la data disponible. Una de las bases principales son los registros de pozos, resolución de la sísmica. Hoy en día la alta resolución de los modelos numéricos están compuestos por 50 millones de celdas, esto va a depender del tamaño del yacimiento, numero de pozos y el nivel de detalle deseado.

El flujo de trabajo para construir un modelo geocelular 3D es el siguiente:

Paso1: establecer la geometría y arquitectura del yacimiento en términos de horizontes y fallas. Los horizontes y fallas son determinados desde la sísmica 3D y marcadores de pozos.

Paso 2: Construir un grid estratigráfico 3D desde el esqueleto estructural previo.

Paso 3: Desde el grid estratigráfico un grid cartesiano es construido, idealmente en el espacio deposicional original. Este grid toma en cuenta sistema de coordenadas para el ambiente deposicional original. Uno a uno la relación es establecida entre cada celda del grid en el grid cartesiano y en el grid estratigráfico. Toda la data de registro de pozos y sísmica 3D son importado dentro del grid cartesiano.

Paso 4: El grid cartesiano es poblado con los tipos de facies. Data de afloramiento y modelo sedimentológico dan información sobre el estilo de la arquitectura de las facies, registros de pozos, núcleos y data sísmica provee contrastes locales en la distribución espacial de estos tipos de facies.

Paso 5: Cada tipo de facies, porosidad es asignado en cada celda del grid en base a registros de pozos y data de núcleo. El modelado de la permeabilidad 3D es derivada desde el modelo de porosidad. La porosidad es usualmente calculada primero porque la data de porosidad es más confiable y abundante que la data de permeabilidad.

Paso 6: Las propiedades petrofísicas son mapeadas dentro del grid estratigráfico para proveer un modelo geocelular 3 D de alta resolución.

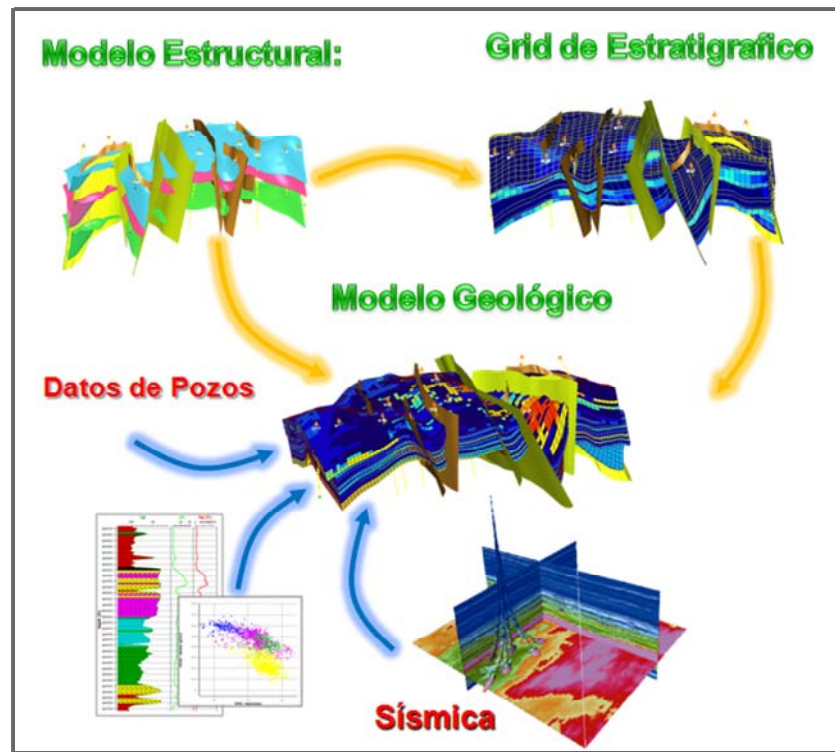


Figura N°.3 Flujo de trabajo para construir un modelo geocelular 3D.

2.1.2.1 Kriging

Es una técnica de interpolación basada en las propiedades estadísticas fundamentales de los datos media y varianza. El kriging es un sistema de ecuaciones lineales donde los valores del variograma son los parámetros conocidos, y los pesos del kriging son los parámetros desconocidos (Figura 2.4).

Una suposición que se hace al respecto a las reglas del comportamiento de las propiedades que son analizadas, estudiadas o modeladas con las herramientas geoestadísticas es la estacionariedad. La regla sostiene simplemente que la propiedad

se debe comportar consistentemente dentro del volumen elegido para el análisis, estudio o modelado. Si no lo hace entonces las herramientas geoestadísticas que utilizamos no funcionarían apropiadamente. La estacionariedad asume que la propiedad se comporta de la misma manera en todas las posiciones del volumen elegido que los muestreos no tienen una guía (“trend”) inherente. Si existe una guía (trend) esta debe ser eliminada antes de utilizar ciertos algoritmos.

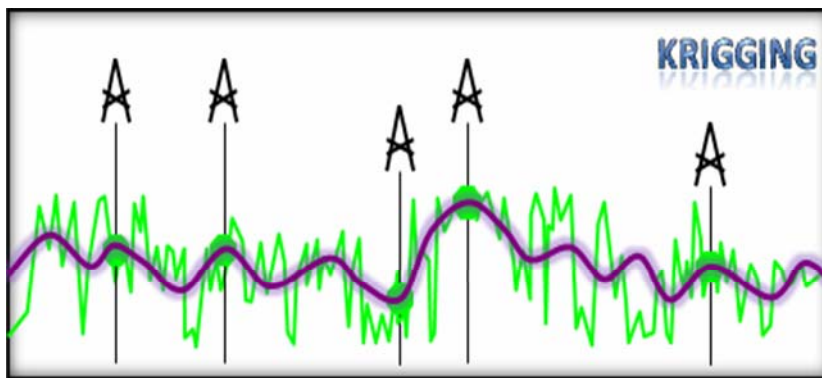


Figura N° .4 Interpolación por Krigging.

2.1.2.2 Simulación Secuencial Gaussiana

La Simulación Secuencial Gaussiana (SGS, en inglés “Sequential Gaussian Simulation”) es un algoritmo estocástico ampliamente utilizado en geoestadística para reproducir la distribución espacial y la incertidumbre de las variables de diferentes fuentes naturales cuando los datos presentan una distribución normal. El primer paso de una SGS es determinar si los datos conocidos están normalmente distribuidos. En caso de no cumplirse esta condición, se procede a aplicar una transformación de los datos al espacio normal. El próximo paso es el proceso de simulación como tal, donde primero, se estiman los parámetros de la función densidad de probabilidad local para

cada localización del grupo de datos y luego, aleatoriamente, se genera un valor a partir de su distribución.

El resultado de una simulación es por lo tanto, una versión ruidosa de un procedimiento de estimación, el cual reproduce la estadística de los datos conocidos, dando un aspecto más realístico del modelo, pero proporcionando un bajo comportamiento de predicción. Sin embargo, cuando se diseñan múltiples secuencias de simulación, se pueden dibujar mapas probabilísticos más confiables (Figura 2.5).

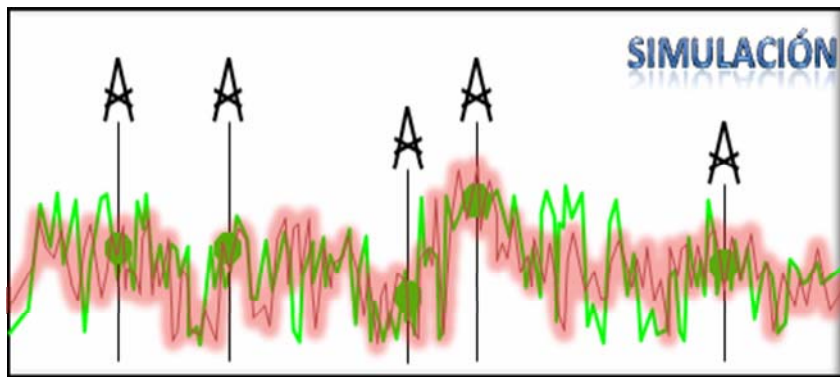


Figura N° 5. La simulación permite reproducir las variabilidades y heterogeneidades.

2.1.2.3 Simulación Basada en Objetos

La técnica de simulación basada en objetos es comúnmente utilizada para reproducir heterogeneidades a gran escala en yacimientos de hidrocarburo, tales como canales, diques y abanicos de rotura en ambientes fluviales. Frecuentemente estos cuerpos no están distribuidos uniformemente en el dominio de estudio. Sus localizaciones se pueden deducir a partir de datos adicionales, tales como datos

sísmicos, los cuales son interpretados en términos de las proporciones de las facies del yacimiento.

El objetivo de este tipo de simulación es reproducir la geometría de cuerpos de manera que estos coincidan con las interpretaciones geológicas. Cada cuerpo individual se considera como un objeto con una geometría dada y una gran cantidad de ellos se colocan en orden aleatorio para llenar las unidades geológicas.

El procedimiento que lleva a cabo esta técnica consiste en primero seleccionar las formas básicas de cada una de las facies depositacionales las cuales describen su geometría, especificar las proporciones de dichas formas en el modelo final y establecer la distribución para los parámetros que definen las formas. Una vez establecido esto, se llena el fondo del modelo del yacimiento con alguna de las litofacies (por ejemplo lutita), se selecciona aleatoriamente un punto de partida en el modelo y una forma de litofacies para luego dibujar dicha forma con un tamaño, anisotropía y orientación adecuada. Posteriormente se verifica si la forma coincide con cualquiera de los datos de condicionamiento (como por ejemplo datos de pozos) o con otras formas previamente simuladas. Si ocurre esto se mantiene la forma, de lo contrario se rechaza y se regresa al paso anterior. Para finalizar se verifica si las proporciones globales del modelo se cumplen y si esto no ocurre se repite el procedimiento a partir de la selección aleatoria del punto de partida en el modelo.

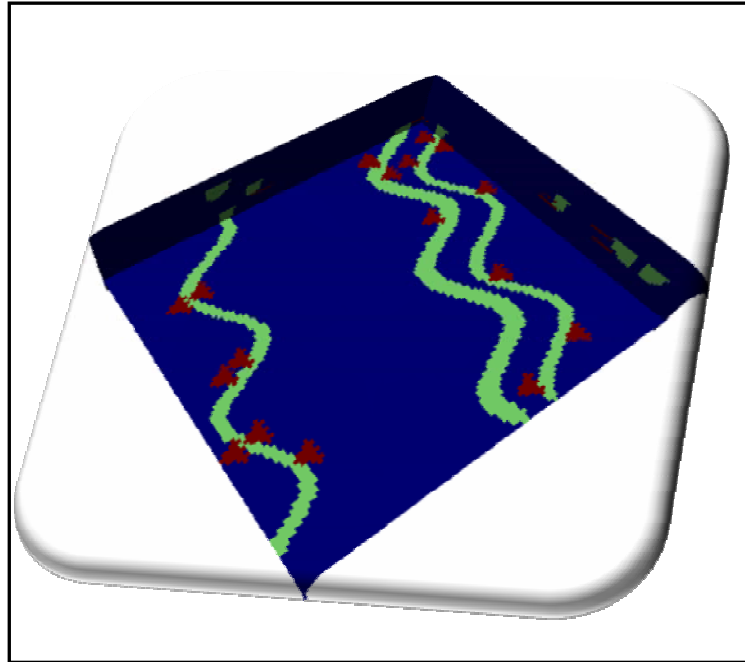


Figura N° 6. Ejemplo de imagen de entrenamiento de canales con abanicos de rotura.

La simulación basada en objetos es una técnica de actual interés en la industria petrolera. Esta propuesta de modelaje es particularmente satisfactoria para los geólogos debido a que los objetos creados están basados en las estadísticas de relaciones de formas y facies que han sido medidas y debido a que las imágenes provenientes de los modelos resultantes de facies depositacionales lucen realísticos.

2.2 Facies

El uso geológico moderno del término facies fue usado por primera vez por Gressly en 1893 quien lo utilizó para definir la suma total de los aspectos paleontológicos y litográficos de una unidad estratigráfica. La clave para la

interpretación de facies reside en la combinación de observaciones hechas en sus relaciones espaciales y sus características internas (estructuras litológicas y sedimentarias) con la información comparativa de otras unidades estratigráficas estudiadas a fondo y particularmente del estudio de entornos sedimentarios recientes.

Las facies pueden definirse en diferentes escalas. En un estudio dedicado exclusivamente a la definición de los entornos deposicionales, usualmente hay un intento deliberado de subdividir un cuerpo rocoso en facies constitutivas (Unidades de aspecto similar). Este es un procedimiento clasificatorio y el grado de subdivisión está dominado por los objetivos de estudio. Si el objetivo es una descripción de rutina o la interpretación a gran escala, una cantidad considerada de subdivisiones de facies será suficiente. En caso de que el estudio sea más detallado, quizás referente a la refinación de un modelo ya existente o la definición de uno nuevo, la subdivisión de facies debe ser mucho más detallada. La escala de subdivisiones no depende únicamente de los objetivos, sino también del tiempo disponible en el campo, el grado de preservación y la abundancia de estructuras físicas y biológicas en las rocas.

La subdivisión de un cuerpo rocoso en facies ideales no debe intentarse hasta que no estemos familiarizados con el cuerpo rocoso en cuestión. Solo así podremos establecer la variabilidad que existe y como las diferentes facies se pueden usar para definir la unidad. En el campo la mayoría de los estudios de facies están basados en la combinación de estructuras orgánicas y sedimentarias distintivas. Los métodos estadísticos, también son usados en las facies (Figura N° 7).

En el subsuelo, los cuerpos rocosos pueden definirse sísmicamente y diferentes secciones del registro sísmico pueden poseer aspectos diferentes. Esto le confiere mucha importancia al concepto de facies sísmicas. Si se poseen datos de

boca de pozo los registros geofísicos y eléctricos pueden poseer aspectos diferentes y podrían permitir la definición de sucesión de facies basados en las características del registro.

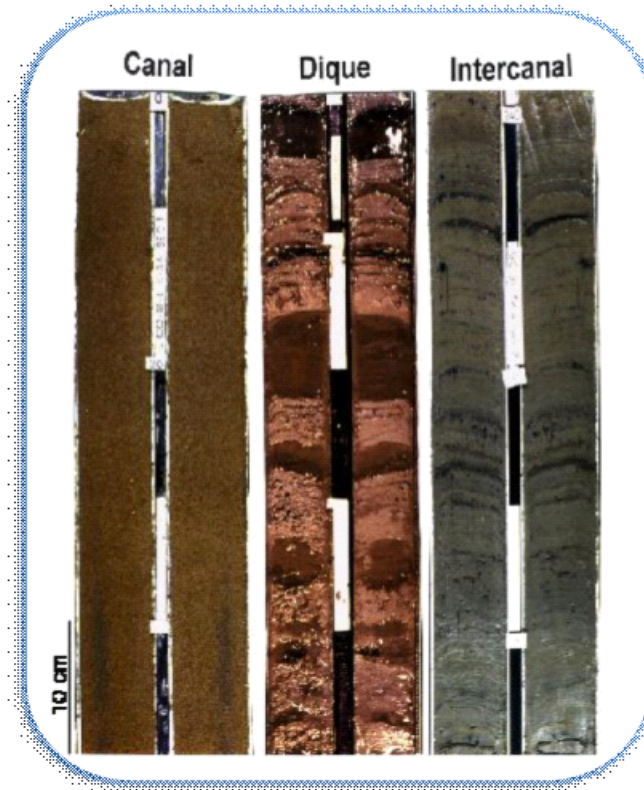


Figura N° 7. Facies sedimentarias del complejo canal-dique de tipo erosivo-deposicional: Facies de canal con arenas limpias; Facies de diques constituidas por niveles de limos-arenosos y limos intercalados con fangos turbidíticos; y Facies de intercanal compuesta por fangos turbidíticos con niveles de escaso espesor de limos turbidíticos. Sistema turbidíticos del Ebro.

2.2.1 Sucesión de facies

En los estudios estratigráficos, al término secuencia se le ha dado una definición muy específica. El término sucesión de facies es usado preferiblemente con secuencias antiguas de facies. El concepto de una sucesión implica que ciertas propiedades de las facies cambian progresivamente en una dirección específica (vertical o lateral) estas propiedades pueden tomar en cuenta la proporción de arena, la cantidad de bioturbación o el tamaño de los granos de arena. En su mayoría, sino todas, las facies que se definen en el campo poseen interpretaciones ambientales ambiguas.

La relación entre los sistemas deposicionales y las sucesiones estratigráficas resultantes desarrolladas en el tiempo, fue enfatizada por Johannes Walter en su obra "Leyes de la Correlación de Facies" en donde señaló "es una aseveración básica de gran significado que solo algunas facies o áreas de facies puedan ser superimpuestas de manera primaria una al lado de la otra lo cual se hace observable en el presente". La aplicación cuidadosa de la ley sugiere que en una sucesión vertical, una transición gradual de una facies a la otra implica que ambas facies representan entornos que en su momento fueron lateralmente adyacentes. Si los contactos entre las facies o las asociaciones de estas son severos o erosivos no existe manera de conocer cuando dos facies verticalmente adyacentes representan entornos que una vez fueron lateralmente adyacentes.

2.2.2 Modelado de Facies

Las características de los sedimentos de origen reciente y antiguas rocas sedimentarias pueden combinarse y condensarse en la idealización de modelos que caracterizan ciertos ambientes sedimentarios particulares. Esta combinación de situaciones actuales y antiguas ha sido enfatizada desde sus inicios; en 1893 Johanness Walter (Citado por Middleton, 1973, Pág. 981) “subrayo que las explicaciones genéticas más satisfactorias de fenómenos de la antigüedad era por medio de la analogía con modelos geológicos modernos”.

Un buen modelo contiene una gran cantidad de información proveniente de diversos ejemplos del mismo sistema deposicional. Por ello representan un excelente punto de referencia para la interpretación de nuevas muestras del mismo sistema y permite la realización de predicciones a partir de cantidades limitadas de información. Las capacidades predicativas de los modelos se han utilizado mucho en la exploración de petróleo y gas y en menor escala en la exploración de minerales en rocas sedimentarias. Sin embargo, el amplio conocimiento que se tiene en cuanto a los modelos de sistemas deposicionales se ha hecho mucho más importante en el modelado del movimiento del agua y contaminantes a través de los sedimentos superficiales no consolidados, en donde el movimiento es una función parcial de la geometría de las capas permeables e impermeables.

Esta geometría depende mayormente de los procesos deposicionales que operan en los procesos en el ambiente sedimentario original. Los modelos de facies también contienen información sobre cómo funcionan los sistemas de rocas sedimentarios y hasta qué punto pueden ser manejados (Figura N° 8).

A través de los años se han utilizado diferentes métodos y conceptos e el estudio de las rocas sedimentarias. El modus operandi, o la manera en que las rocas actúan depende de los objetivos. Los estudios de entornos deposicionales antiguos se inician normalmente con mediciones estratigráficas y correlaciones, para así definir los tipos de roca presentes, su geometría tridimensional y sus estructuras sedimentarias internas.

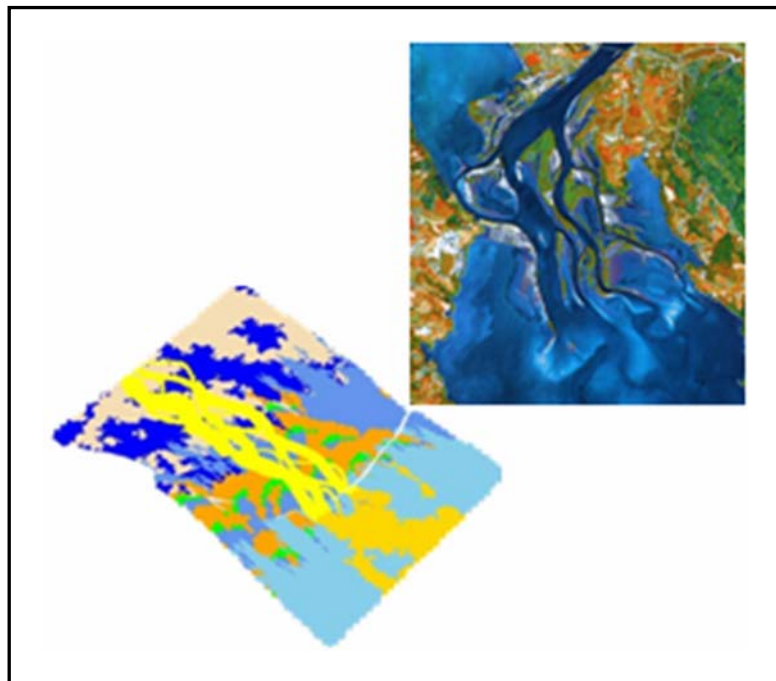


Figura N°.8 Modelado de facies sedimentarias.

2.2.3 Los Cuatro Usos Principales de los Modelos de Facies.

La generalidad enmarcada dentro de un modelo de facies, a diferencia de un resumen de un ejemplo en particular, permite que los modelos de facies asuman cuatro roles principales:

- 1) Deben actuar como una norma para propósitos de comparación.
- 2) Debe actuar como un marco referencial y una guía para futuras observaciones.
- 3) Debe actuar como una herramienta predictiva en nuevas situaciones geológicas.
- 4) Debe actuar como una base integrada para la interpretación para el sistema que este representa.

El modelo debe actuar como una norma con el cual pueden ser comprados otros nuevos modelos. Sin la existencia de una norma, no estaremos en capacidad de saber si algún ejemplo hipotético nuevo posee alguna característica inusual. Si el nuevo ejemplo es perfectamente compatible con el modelo de facies, entonces podremos simplificar su interpretación y el modelo se hace más fuerte. Si el ejemplo y el modelo de facies difieren, podemos especificar de que manera puntual difiere y hacer preguntas sobre el nuevo ejemplo que no podrían ser realizadas sin la existencia de una norma.

La segunda función del modelo es el de actuar como una guía para observaciones futuras. Mientras el modelo resume todas las características descriptivas importantes del sistema, los geólogos saben que debe registrarse información similar al trabajar con un nuevo ejemplo. Esto no excluye la necesidad de hacer una búsqueda exhaustiva de nueva información que no está específicamente indicada por el modelo en su estado evolutivo actual.

La tercera función del modelo como una herramienta predictiva es probablemente el más importante. En el ámbito geológico, debemos tener la capacidad de realizar predicciones. La predicción es una aplicación muy importante en el modelado de facies: las predicciones de superficie o subsuperficie basadas en: 1) data limitada o 2) la guía a partir de un modelo de facies pueden evitar trabajo

innecesario en el marco exploratorio y potenciales inversiones a gran escala de tiempo y dinero.

La cuarta función de los modelos es la de actuar como una base integrada para la interpretación. Antes de que se definiera la secuencia de Bouma (1962) para las turbiditas, cada lecho de turbidita actuaba como una base para su propia interpretación hidrodinámica. Bouma generalizó la secuencia interna de estructuras para miles de turbiditas de carácter individual, reconociendo una base significativa, caracterizada por laminación paralela y la laminación cruzada. Este modelo de facies para la estructura interna de las turbiditas sirvió de base para una poderosa interpretación de la deposición y el flujo de las corrientes de turbidez. Lo poderoso de esta interpretación residía en que se basaba en la combinación de características de miles de lechos, no solo uno o dos ejemplos locales. El mismo principio se aplica a los depósitos fluviales referenciales en los pliegues serpenteantes, a las cimas de corrientes de marea la barrera continental; y en cualquier otra situación en donde existan suficientes ejemplos locales (antiguos o modernos) que permitan lograr una síntesis en términos de un modelo de facies.

CAPÍTULO III

3. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1 Ubicación del Área de Estudio

El Proyecto Mariscal Sucre tuvo sus inicios con Lagoven entre finales de los años 70's y principios de los 80's, cuando se descubrieron grandes acumulaciones de gas natural Costa Afuera, al Norte de la Península de Paria, noreste de Venezuela. Estas acumulaciones se encuentran en cuatro campos: Río Caribe, Mejillones, Patao y Dragón, los cuales se extienden a una distancia, en sentido Este-Oeste, de aproximadamente 95 Km, con un máximo de 22 Km en sentido Norte-Sur, abarcando un área total, para efectos de explotación, de 2084 km².

Los campos están ubicados 40 Km al Norte de la Península de Paria, al noreste de Venezuela, cerca de la frontera con Trinidad y Tobago. La Figura N° 9 muestra su ubicación. La extensión geográfica de las envolventes de yacimientos y prospectos es la siguiente: Río Caribe: 206 Km², Mejillones: 278 km², Patao: 242 km² y Dragón: 180 km².

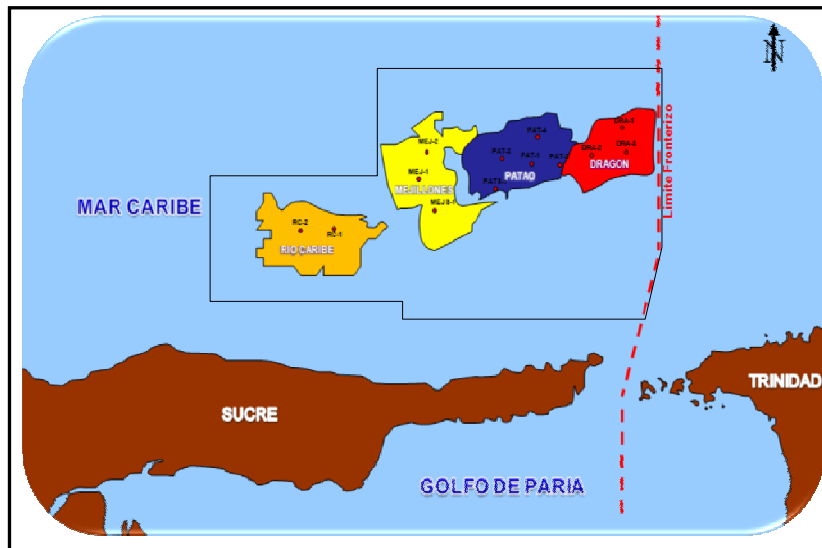


Figura N° 9. Ubicación relativa de los Campos del Proyecto Mariscal Sucre.

3.2 Geología Estructural del Área de Estudio

Los estudios geológicos efectuados en el área Costa Afuera de Venezuela (Gravimetría, Magnetometría, Sísmica) y el esfuerzo de perforación exploratoria realizado por PDVSA durante el periodo 1978-1982, han permitido definir los principales rasgos geológico-estructurales en la Cuenca de Carúpano, al Norte de la Península de Paria.

A grandes rasgos, la Cuenca de Carúpano está constituida por dos Subcuencas, la de Paria al Sur y la de Caracolito al norte, separadas por un alto estructural importante conocido como el Alto de Patao (del Cretácico), el cual desde el punto de vista hidrocarburífero es de gran trascendencia ya que sobre el mismo se depositaron los yacimientos de los Campos del Mariscal Sucre (Figura N° 10). Este alto tectónico, de unos 40 kilómetros de longitud, está limitado por fallas al Norte y al Sur, y su

continuidad estructural esta interrumpida por fallas secundarias con la misma dirección y otras de orientación Noreste y Noroeste.

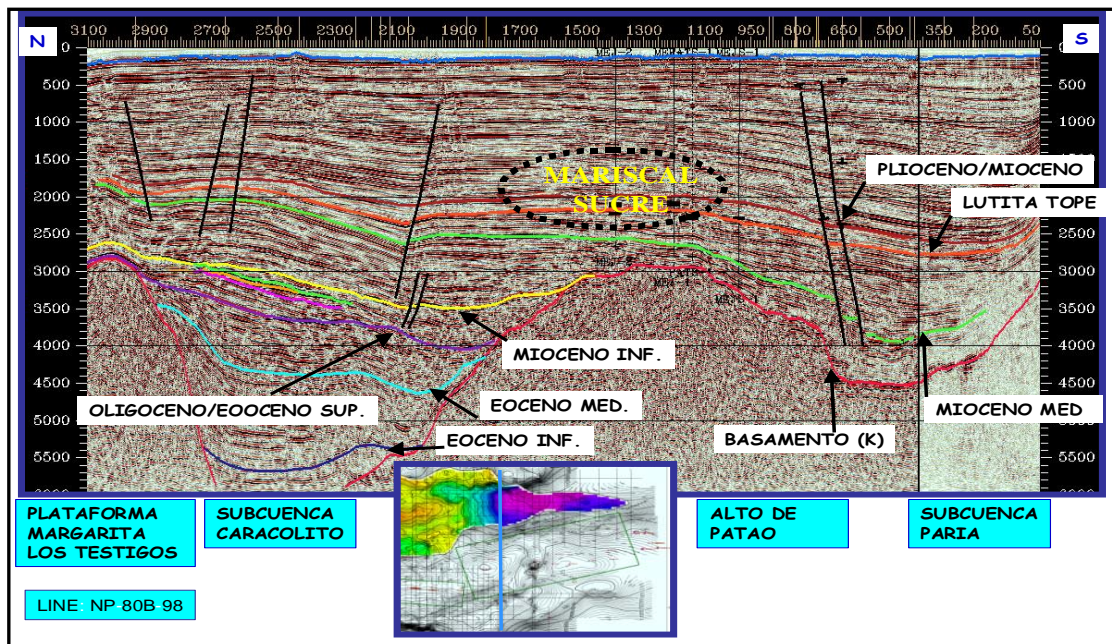


Figura N° 10. Configuración estructural de la Cuenca de Carúpano.

Dos levantamientos de sísmica 3D fueron adquiridos sobre el Alto de Patao, entre abril y agosto de 1991 y procesados en 1992 (*migración post-apilamiento en tiempo*). El primero es un cubo perteneciente al área de Norte de Paria (*superficie 1088Km²*) y el segundo volumen pertenece al área de Río Caribe (*superficie 393Km²*). En general los datos sísmicos son de buena calidad, presentan buena continuidad lateral de los reflectores en la zona de interés y es relevante mencionar que dichos datos poseen una resolución vertical alrededor de 40 pies. El Modelo Estructural actual de los Campos Río Caribe, Mejillones, Patao y Dragón se basó en la interpretación de sísmica 3D (Figura N° 11).

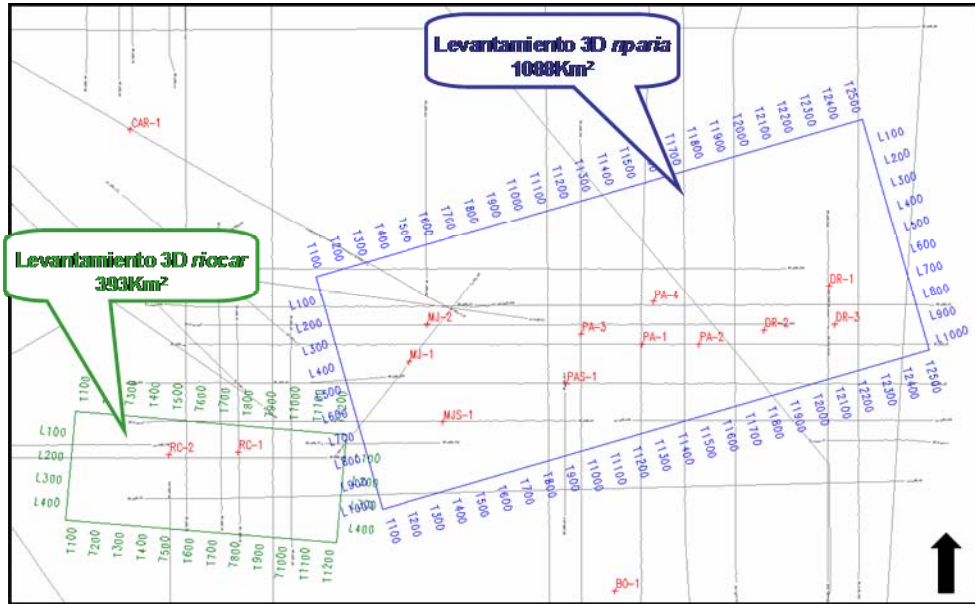


Figura N° 11. Levantamientos sísmicos 3D Norte Paria y Río Caribe.

Los Campos gasíferos Río Caribe, Mejillones, Patao y Dragón se encuentran alineados a lo largo del Alto de Patao. La secuencia sedimentaria en el área de interés, constituida por yacimientos de areniscas no consolidadas que van desde el Mioceno Superior al Plioceno Temprano, se hallan en contacto discordantes sobre un cretáceo metamorfozados. Estos yacimientos están ubicados a profundidades que varían entre 6950 y 8500 pies bajo el nivel del mar (Figura N° 12).

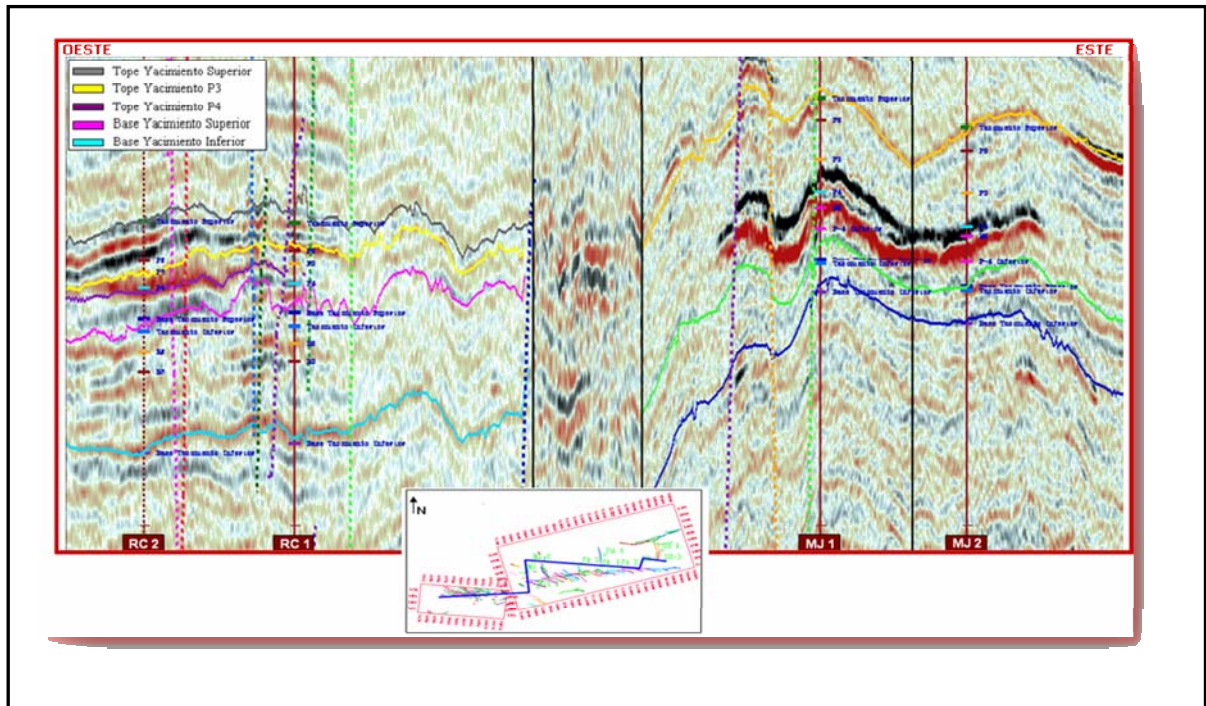


Figura N° 12. Sección Sísmico – Estructural a través de los Campos Río Caribe y Mejillones.

A nivel del Plioceno, el Campo Río Caribe presenta una estructura monoclin al suave buzando hacia el Sur (*con un ángulo entre 1° y 2°*) (Figura N° 13.). En la parte Norte, existe un sistema denso de fallas de dirección preferencial NO-SE (*50 fallas normales con buzamiento hacia el Norte para la mayoría*).

Los saltos de estas fallas varían entre 50 y 300 pies. No existe cierre estructural lateral. El único cierre se produce hacia el Norte contra las fallas. En Río Caribe, la acumulación de gas parece estar asociada a un componente estratigráfico fuerte, con posible cierre contra fallas hacia el Norte

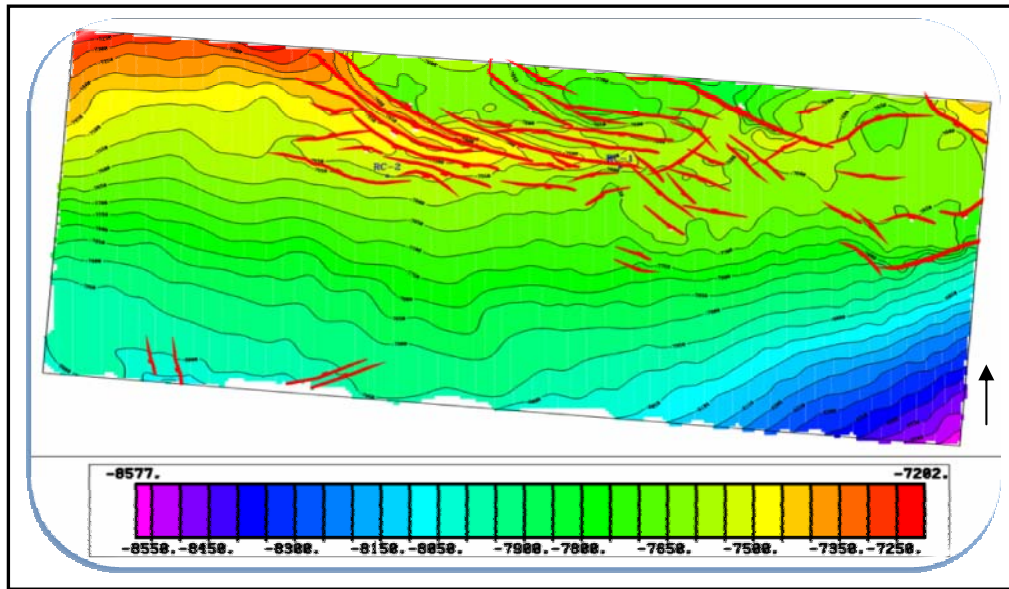


Figura N° 13. Río Caribe – Mapa estructural – Tope Yacimiento Superior (TVDSS).

3.3 Estratigráfica del Área de Estudio

Así como desde el punto de vista geotectónico las características geológicas de las cuencas y subcuencas sedimentarias desarrolladas en la porción sureste de la Placa del Caribe no son bien conocidas, la configuración estratigráfica de las mismas también está sujeta a mucha incertidumbre, debido a la existencia de pocos pozos en el área (13 pozos en los Campos del Proyecto Mariscal Sucre) y a la escasez de trabajos recientes de investigación. Lagoven S.A (1984) y Mederos y Castro (1984) en base a análisis de muestras de canal, núcleos convencionales, núcleos de pared, análisis petrográficos y datos sísmicos 2D, permitieron establecer 8 unidades litoestratigráficas formales para la Cuenca de Carúpano que van desde el período Jurásico hasta el Pleistoceno, siendo estas las siguientes:

Formación Cumaná (Plioceno superior a Pleistoceno).

Formación Cubagua (Mioceno al Plioceno superior).

Formación Tres Puntas (Mioceno inferior a Mioceno medio).

Formación Caracolito (Oligoceno).

Complejo Los Testigos (tope del Eoceno superior - Oligoceno inferior).

Formación Tigrillo (Eoceno inferior a Eoceno medio).

Complejo Mejillones (Cretáceo inferior a superior).

Complejo Bocas (Jurásico a Cretáceo inferior).

La figura 14 permite visualizar la columna estratigráfica general de la Cuenca de Carúpano:

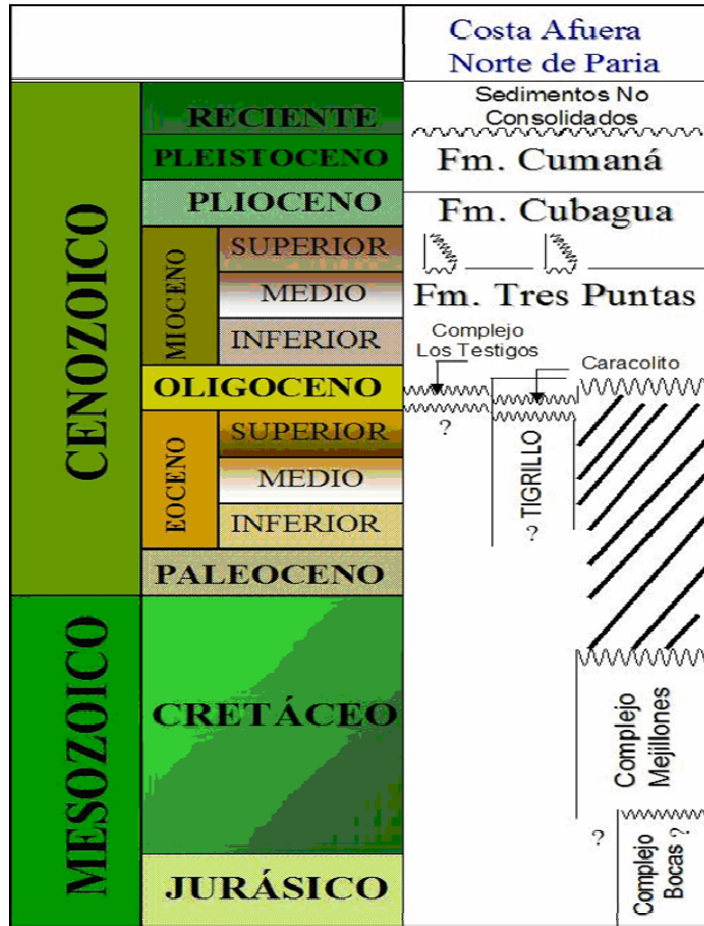


Figura N° 14 Columna estratigráfica generalizada en la Cuenca de Carúpano (Tomado de PDVSA – CVP, 2006).

A continuación se describen brevemente algunas características geológicas de las unidades litoestratigráficas presentes en esta cuenca, específicamente las que se prevé atravesarán las localizaciones propuestas para los Campos Río Caribe.

3.3.1 Formación Cumaná (Plioceno Superior – Pleistoceno)

En el área Costa Afuera, en la Cuenca de Carúpano, dicha formación está presente en todos los pozos perforados, aflorando también en la Península de Araya, la Isla de Cubagua y en la Isla de la Tortuga. Su estratotipo se ubica en el pozo DR 3. El tope de la formación se encuentra a 425´ y la base 2673´ TVDSS. Sus sedimentos se constituyen mayormente por bancos de moluscos y briozoarios, restos de corales, calizas micríticas fragmentadas, calizas oolíticas, mudstones, calcarenitas fosilíferas, areniscas cuarzosas. Como materiales accesorios se han identificado nódulos de pirita, lignito, glauconita, chert, entre otros.

Mederos y Castro (1984) proponen que la Formación se sedimentó en aguas someras, tranquilas de plataforma ancha con poca inclinación, y en otros casos en ambientes detrás de arrecifes.

Espeor: En el Hipoestratotipo el espeor medido es de 2248´, que representa el espeor máximo observado.

Contactos formacionales: La unidad suprayace a la Formación Cubagua mostrando relaciones aparentemente concordantes.

Correlación: Cronológicamente se relaciona con algunas unidades del Grupo Cabo Blanco en el Distrito Federal, con la Formación Coche en la Isla de Margarita, y en Trinidad, con la Formación Talparo. También está presente en la Cuenca de Cariaco y en la Blanquilla, de acuerdo a los pozos perforados por Maraven en dichas áreas.

3.3.2 Formación Cubagua (Mioceno superior – Plioceno)

Esta formación fue observada en todos los pozos perforados en la cuenca de Carúpano y aflora en la Isla de Cubagua, en la parte oeste de la Península de Araya y en la Isla de Margarita.

Es la unidad en la cual se ubica la sección prospectiva objeto de explotación del Proyecto Mariscal Sucre y litológicamente se caracteriza por presentar, en sus secuencias superiores, bancos de moluscos, calizas sacaroideas, areniscas cuarzosas grises de grano fino, con clastos subredondeados, de esfericidad media. También se han descrito areniscas calcáreas, calizas micríticas grises, calcarenitas, calizas bioclásticas interestratificadas con lutitas gris – verdoso. Hacia la parte inferior varía a litologías de aguas más profundas, que se manifiestan como lutitas grises, con glauconita y abundantes nódulos de pirita; acompañadas de limolitas grises y de algunos intervalos arenosos interdigitados con sedimentos más finos. Ocasionalmente aparecen como componentes detríticos, fragmentos de rocas metamórficas y volcánicas.

El intervalo superior mencionado anteriormente se interpreta como una unidad que se depositó en aguas tropicales someras de mar abierto y detrás de arrecifes, y la parte inferior de la unidad, se propone como originada en un ambiente nerítico interior a medio de plataforma abierta, que varía transicionalmente a condiciones batiales.

Espesor: En la sección tipo afloran unos 230´ de espesor y en el hipostratotipo la formación tiene 6775´, siendo este el espesor máximo conocido.

Contactos formacionales: Infrayace a la Formación Cumaná con la cual está en contacto aparentemente concordante y suprayace a la Formación Tres Puntas, presentando un contacto aparentemente concordante con esta última de acuerdo a la información vista en algunos pozos.

Correlación: Bermúdez (1966) correlacionó la parte superior de esta unidad con las formaciones Guatire, Tuy y Cumaca, ubicadas en la zona norcentral de Venezuela. Cronológicamente se ha correlacionado con la Formación Sprinvale de Trinidad y la parte superior de la Formación Manzanilla.

La Estratigrafía generalizada del Alto de Patao está registrada desde el Mioceno Temprano, con deposición activada por un proceso transgresivo, estando estos sedimentos en una evidente relación de discordancia con las rocas cretácicas del basamento. Los aportes clásticos asociados a dicha progradación de depósitos continentales, vinculados probablemente a la caída del nivel base de los sistemas fluviales y a la paleotopografía Pliocena de la zona, permitieron la formación de planicies costeras en la porción central y este del Alto de Patao, y la deposición de los principales reservorios de Mariscal Sucre. Posteriormente, entre el Plioceno Temprano y Tardío ocurrió una transgresión marina y se depositaron importantes espesores de lutitas que actúan como sello (Figura N° 15).

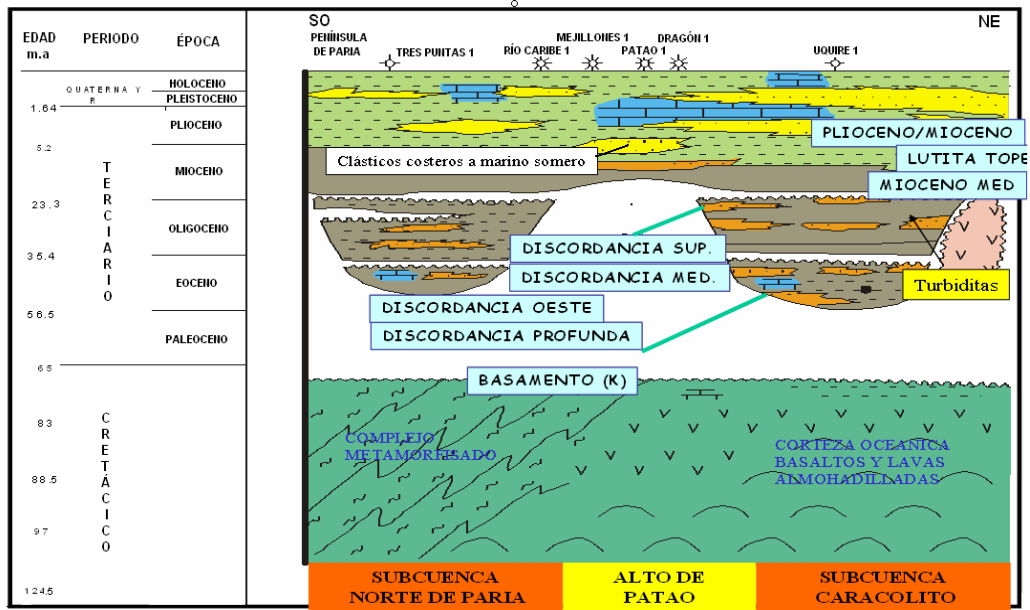


Figura N° 15. Configuración estratigráfica generalizada en el Alto de Patao (Tomado de PDVSA – CVP, 2006).

La información sísmica permitió interpretar doce (12) marcadores en el Alto de Patao por encima de los intervalos de interés en los niveles más someros, desde el fondo marino hasta el horizonte R5, que es un marcador sísmico identificado por el equipo de estudio del Proyecto Cristóbal Colón (PCC en 1994) e interpretado como el tope de un intervalo lutítico regional, sellante y suprayacente a los yacimientos.

Los contrastes sísmicos pudieran indicar cambios en la litología o en las propiedades de las rocas a estas profundidades. En base a dichas interpretaciones, la configuración estratigráfica en estos niveles relativamente someros, del área denominada Río Caribe y Norte de Paria (Campos Mejillones, Patao y Dragón) fue establecida como se muestra en las figuras N° 16 y N° 17:

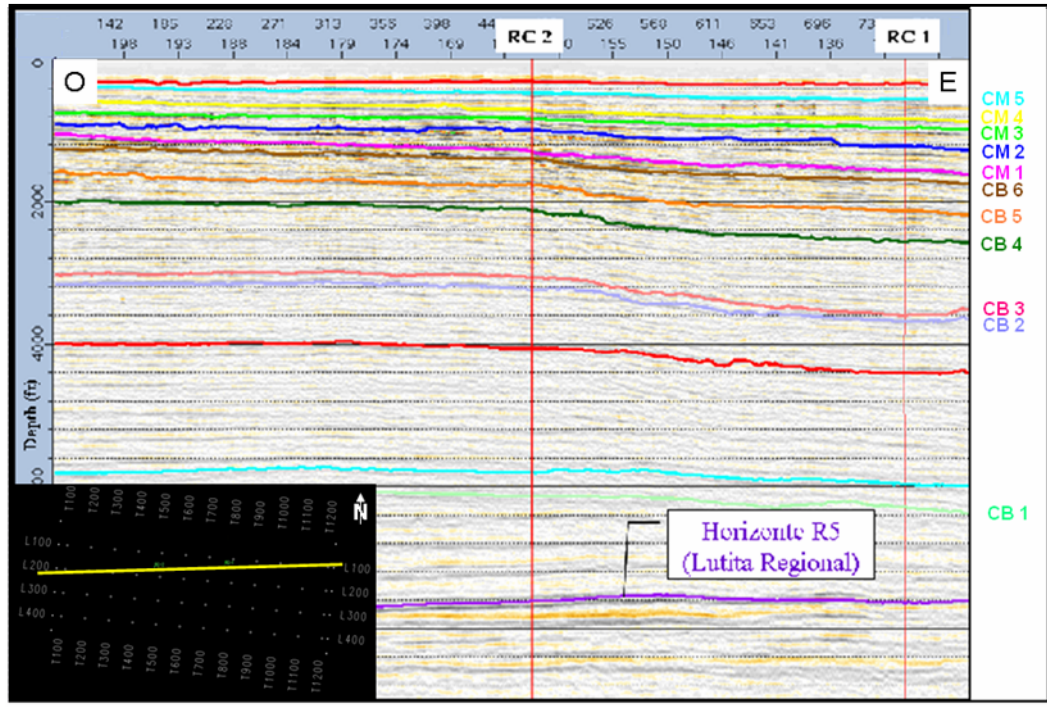


Figura N° 16. Horizontes Someros Interpretados en el Alto de Patao área Norte de Paria (Tomado de CVP – Costa Afuera, 2006).

La nomenclatura propuesta en este estudio para los marcadores estratigráficos (someros) interpretados sobre el horizonte R5, se basa en el nombre de la formación donde se encuentre el horizonte establecido y el nivel estratigráfico (en números arábigos, donde los menores representan los intervalos más profundos).

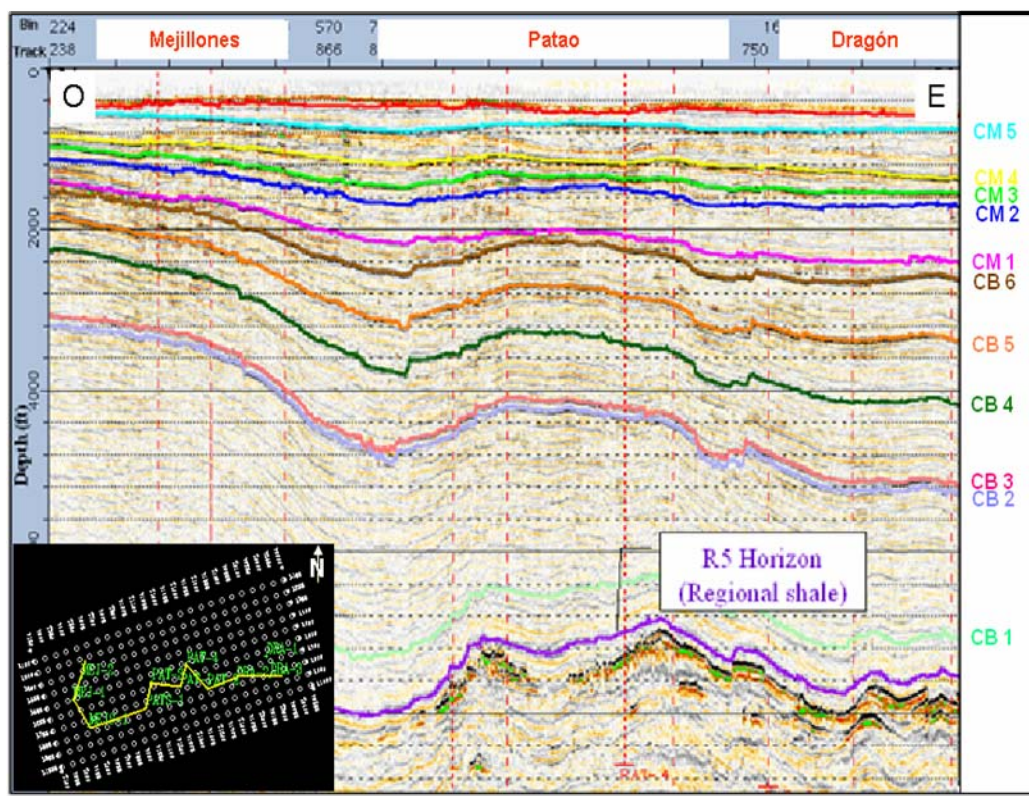


Figura N° 17. Horizontes Someros Interpretados en el Alto de Patao área Norte de Paria (Tomado de CVP – Costa Afuera, 2006).

De acuerdo a los datos documentados por el equipo de CVP – Costa Afuera (2006) las características principales de estos marcadores, y de los intervalos que delimitan, son las siguientes:

Los horizontes CM 5 y CM 1 están representados por una depresión en la respuesta sísmica y están amarrados con el tope de arenas no consolidadas, según la información geológica de los pozos DR 2 y DR 3. El intervalo entre dichos horizontes está dividido en cuatro secuencias y según descripciones geológicas en los

pozos exploratorios están compuestas de facies predominantemente arcillosas con material bioclástico, areniscas peri-arrecifales y limonitas. El horizonte CM 1 es considerado como el Tope del Plioceno superior de acuerdo con los resultados de los pozos RC 1, RC 2, DR 2, DR 3 y PA 2.

Entre los marcadores CB 6 y CB 4 en el área de Norte de Paria el pozo exploratorio PA 3 penetró dentro de secuencias arrecifales de espesores importantes. La secuencia por encima del marcador CB 3 está compuesta de facies predominantemente lutíticas que pueden actuar como un excelente sello. Por debajo de este nivel, la secuencia está compuesta de una mezcla de lutitas, areniscas y limolitas. La presencia de cpas arrecifales, moluscos y material bioclástico en todos los pozos exploratorios indican la existencia de un ambiente nerítico durante la deposición de dicha secuencia.

El horizonte CB 1 está caracterizado por una depresión en la respuesta sísmica en las facies predominantemente lutíticas por debajo del marcador CB 2 y por encima del marcador R5. Los pozos RC 1, RC 2, PA 2 y PA3 penetraron dentro de la secuencia del Plioceno inferior a nivel del horizonte CB 1 y se estima que dicho horizonte represente el Tope del Plioceno inferior.

La zona de yacimientos con importantes acumulaciones de gas natural en el Campo Dragón está asociada a la Formación Cubagua de edad Mioceno Tardío a Plioceno temprano como se mencionó anteriormente. El área comprendida desde el tope del Mioceno medio (identificado bioestratigráficamente en toda la cuenca de Carúpano) hasta el marcador regional R5 suprayacente (entre 100 y 200 pies sobre la columna gasífera) es considerada como la zona interés.

3.4 Interpretación Sedimentológica

La zona de yacimientos con importantes acumulaciones de gas natural y gas condensado en el Proyecto Mariscal Sucre está asociada a la Formación Cubagua de edad Mioceno Tardío a Plioceno Temprano.

La evolución geológica de la zona sureste de la Placa del Caribe donde se localizan los campos de Mariscal Sucre no es bien conocida, y más aún, los efectos de procesos en paleogeografía, paleoambientes y posibles distribuciones de facies en el área.

Algunos reportes como los de Sucre Gas S.A (1994), CVP Exploración (2000), Shell (2004) y CVP Costa Afuera (2006), establecieron que los yacimientos y prospectos del Norte de Paria y Río Caribe se depositaron en una cuenca poco profunda durante el Mioceno Tardío - Plioceno Temprano, que está asociada a una inversión suave de la Sub-cuenca de Carocolito.

En las arenas reservorio que fueron construidas en un tren de depositación de dirección preferencial Nor-Noroeste a Oeste sobre la Sub-cuenca de Paria y el Alto de Patao, se estima tuvieron su principal fuente de sedimentos de un paleo-Orinoco, y posiblemente también de abanicos deltáicos provenientes del levantamiento que pudiera estar ocurriendo en la Península de Araya-Paria (Figura N° 18).

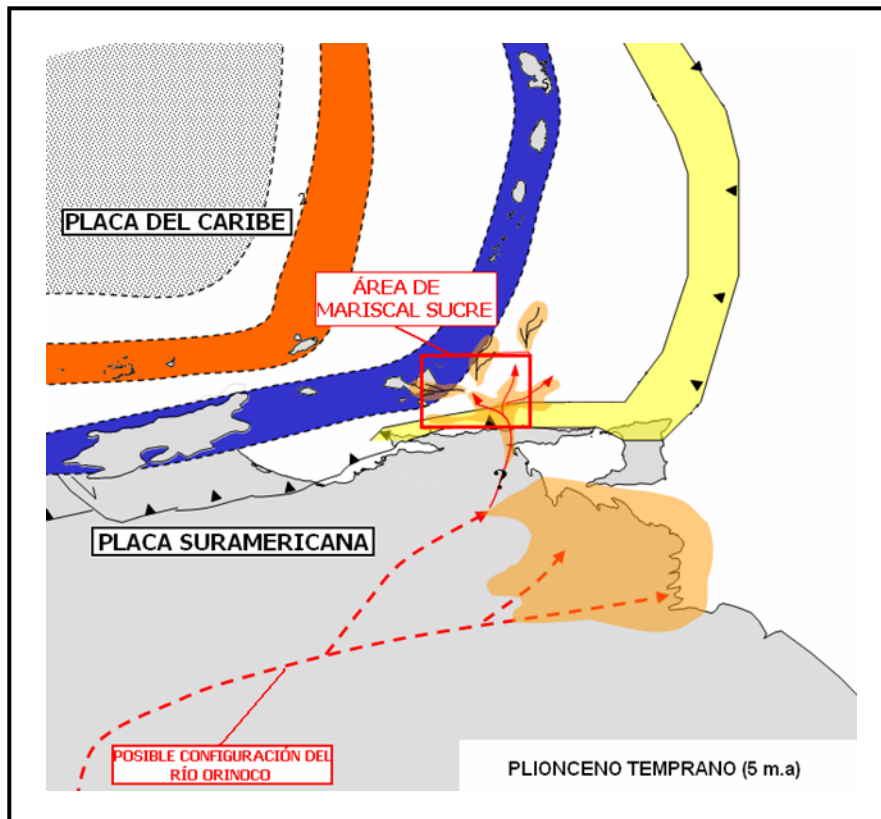


Figura N° 18. Configuración geotectónica y posible posición del Río Orinoco en el Plioceno temprano, fuente de sedimentación en el área de Mariscal Sucre (Tomado de CVP – Costa Afuera, 2005).

Durante este periodo se depositaron secuencias marinas costeras, deltáicas y tubidíticas de talud y fondo de cuenca, en un tren generalizado de sedimentación Este-Oeste. La geometría depositacional de los yacimientos se determinó principalmente a través del uso de mapas sísmicos de amplitudes asociados a la presencia de cuerpos arenosos, como también mediante el uso de información de núcleos (8), lo que permitió realizar una descripción sedimentológica. De esta

interpretación se obtuvo una configuración paleoambiental para el área de Mariscal Sucre en el Plioceno inferior, como se muestra en la siguiente figura:

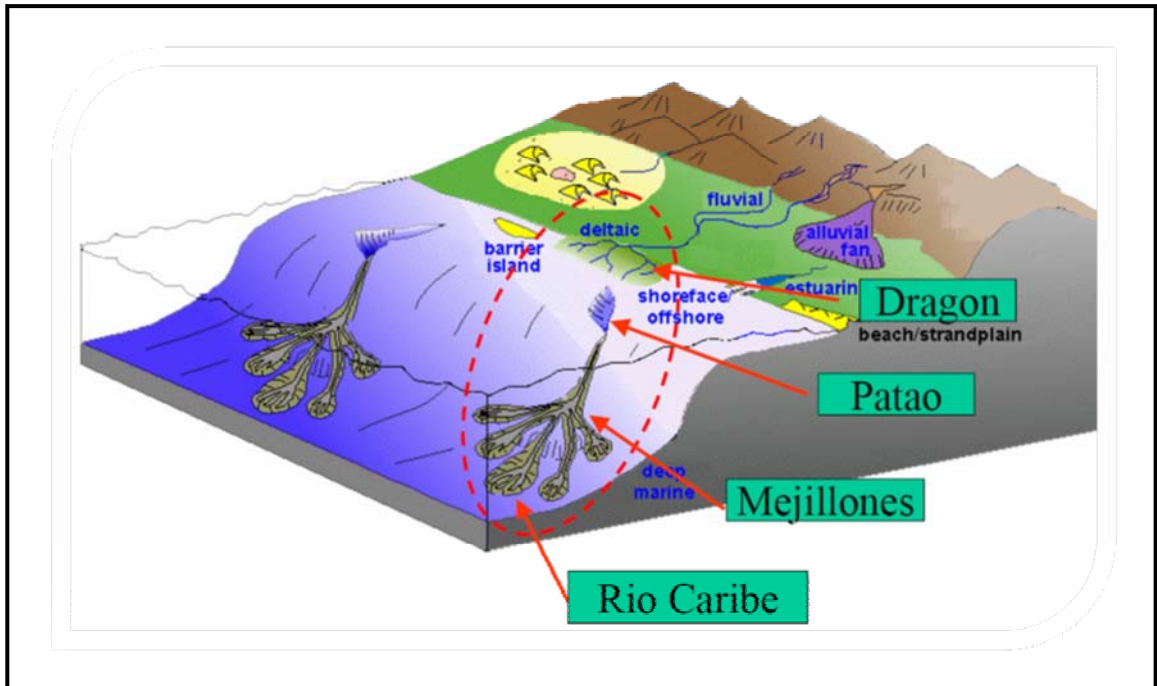


Figura N° 19. Modelo sedimentario conceptual del área de Mariscal Sucre en el Plioceno (Tomado de Shell, 2004).

En los yacimientos del campo Río Caribe la fuente de sedimentos mantiene un tren de aporte proveniente del Este y con una tendencia hacia el SE. El ambiente de sedimentación se interpreta como depósitos turbidíticos de fondo de cuenca y de zonas de bajo talud. Las profundidades de agua se estiman entre 500 y 1000 metros como es indicado por los foraminíferos bentónicos obtenidos de núcleos del pozo RC 2. La geometría de los yacimientos se caracteriza por superficies bastante planas,

paralelas y continuas a semicontinuas. No se observan clinoformos progradantes en la sísmica.

Los yacimientos del Campo Mejillones con la excepción del área Sur del campo, parece haber ocupado una posición desde talud de plataforma hasta ambientes basales de plataforma en lo que a sección de yacimientos se refiere. Estos depósitos son principalmente turbidíticos y se localizan verticalmente apilados al Norte del Campo Mejillones, interpretándose hacia el Este de Mejillones y el Oeste de Patao, algunos prospectos basados en características sísmicas. Estas unidades de aguas profundas están caracterizadas por areniscas continuas (reflexiones sísmicas paralelas y bases erosivas), agradacionales o granodecrecientes en los registros.

El campo Patao marca la transición de depósitos marino-someros a depósitos de talud. La depositación de areniscas en el campo Patao ocurrió durante un fuerte impulso regresivo. Las areniscas en la parte inferior del paquete de yacimientos, son complejas y consisten principalmente de areniscas marinas someras que rellenan surcos erosionados y muestran evidencias de derrumbes y fallamientos a pequeña escala. La parte más somera de los paquetes de yacimiento, consiste de clinoformos en plataformas progradacionales y plataformas marginales que contienen frentes de playa bien desarrollados y areniscas deltáicas. Turbiditas de talud canalizadas y abanicos submarinos (anomalía hacia el Oeste de Patao) ocurren Costa Afuera de los márgenes de plataforma.

El campo Dragón está caracterizado por ambientes plataformales, donde apilamientos verticales, areniscas deltáicas y frentes de playa granocrecientes se encuentran intercaladas con lutitas marinas someras.

Las arenas en su mayoría son de grano fino a muy fino con guijarros ocasionales y conglomerados asociados con frentes de playa de alta energía o depósitos deltáicos. Geométricamente, las areniscas consisten en sistemas escalonados oblicuos al prisma de progradación que localmente están interceptadas por canales. La línea de costa sugiere un ambiente de plataforma dominado por olas.

3.5 Interpretación Petrofísica

La interpretación petrofísica realizada, está basada en los análisis de núcleos, la interpretación de perfiles eléctricos. Las propiedades petrofísicas obtenidas de los datos duros de los ocho (8) pozos perforados para los Campos Río Caribe, Mejillones, Patao y Dragón se explican a continuación.

3.5.1 Parámetros Petrofísicos

3.5.1.1 Determinación del volumen de arcilla y de la litología.

El volumen de arcilla se determinó en todos los pozos (13) antes de iniciar el cálculo de los parámetros petrofísicos de porosidad y de saturación de agua después de las correcciones por parámetros de ambiente.

El perfil de volumen de arcilla se generó con el registro GR principalmente. Se definió una línea base para las lutitas y una para las arenas limpias. No se utilizaron los perfiles Neutrón y Densidad por estar en presencia de zona de gas, en efecto el uso de estos perfiles hubiera conllevado a valores no representativos.

En los pozos del proyecto Mariscal Sucre se observó en la descripción de núcleos que las arenas, muestran presencia de minerales radioactivos como feldespatos, micas y glauconita. Estos minerales hacen que las arenas limpias presenten valores elevados de GR (*50 API y a veces más*) los cuales se acercan a los valores de las arcillas. Para compensar este efecto fue necesario utilizar una relación no lineal, Método de Clavier Figura N° 20, para calcular el volumen de arcilla. Ya que si se utilizaba una relación lineal ésta sobre estimaría el volumen arcilloso.

El método de Clavier muestra dentro de las arenas un volumen de arcilla menor que el obtenido por la ecuación lineal. Así cuando el volumen lineal muestra un contenido de arcilla de 35%, el modelo de Clavier muestra un contenido de solo 20% para el mismo valor de GR.

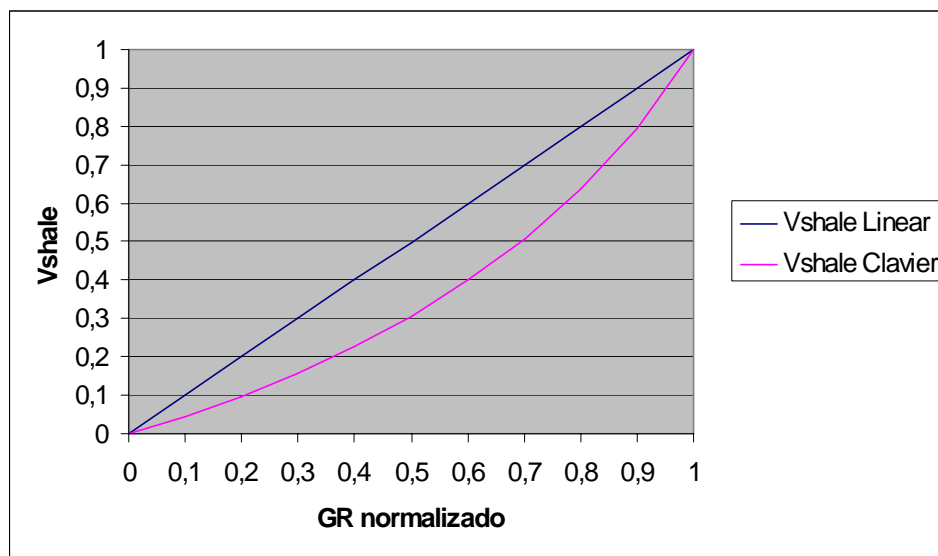


Figura N° 20. Volúmenes de arcilla con Clavier y Lineal

Los perfiles GR registrados en los diferentes pozos no suelen presentar valores homogéneos que permitan hacer un análisis litológico detallado de los pozos,

mientras que a través del cálculo de volumen de arcilla se obtiene una curva uniforme, la cual permite crear rangos para hacer una discretización en la litología (*lutita – arena limosa – arena fina*) y por lo tanto es, también, una base fundamental para la construcción del modelo sedimentológico.

Se determinó la litología con los siguientes cortes:

- arena fina limpia < 25% de volumen de arcilla,
- 25% < arena fina limosa < 50% de volumen de arcilla,
- lutita > 50% de volumen de arcilla.

El valor límite de 50% es el límite petrográfico entre arena y arcilla. Las arcillas siendo consideradas sellos, y no como yacimiento, se la asigna una porosidad efectiva de 0% y una saturación de agua irreducible de 100%.

3.5.1.2 Determinación de la Porosidad

La porosidad se calculó utilizando la metodología de la Litología Compleja, siendo este método más preciso en caso de matriz con cantidades variables de arcillas y porque toma en cuenta la presencia de gas residual para refinar la respuesta de los perfiles, permitiendo calcular la porosidad y densidad de grano a través de técnicas iterativas.

Se generaron los perfiles de porosidad para los 13 pozos del Proyecto Mariscal Sucre (DR-1, 2 y 3, MEJ-1 y 2, MEJS-1, PA-1, 2, 3 y 4, PAS-1, RC-1 y 2) los cuales poseen los registros necesarios para aplicar este modelo.

3.5.1.3 Saturación de Agua

La saturación de agua se calculó a través de la formula de Simandoux Modificada, Figura N° 21, tomando una resistividad de agua de de 0.24 ohmios a 80° F, lo que representa una salinidad de 25 000 ppm de equivalentes de NaCl, (*muestra de agua del pozo RC-2*).

La resistividad proviene de las medidas de salinidad tomadas sobre muestras de agua de formación. Esta fórmula ha sido seleccionada porque es reconocida como la que mejor trabaja con aguas de baja salinidad y arcilla dispersa.

Modified Simandoux

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\Phi^m (S_w)^n}{a \cdot R_w (1 - V_{sh})} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}}$$

where

R_t = True Resistivity
V_{sh} = Shale Volume
R_{sh} = Shale Resistivity
m = Cementation Exponent (user input as a value, Shell Formula®, EPT derived, or an input curve)
a = Formation Factor constant
S_w = Water Saturation
R_w = Water Resistivity (input value along with R_w Temperature)
Φ = Porosity computed in the program through iteration
n = Saturation Exponent (or m plus constant)

Figura N° 21. Ecuación de Simandoux Modificada.

Los parámetros de tortuosidad “a”, de cementación “m” y de saturación “n” utilizados fueron:

- $a = 0.8$
- $m = 1.8$ a 2
- $n = 1.8$ a 2

Estos valores generalmente provienen de medidas realizadas en los núcleos, pero como solo se midieron estos parámetros en los niveles consolidados no son totalmente representativos de los intervalos yacimientos, ya que en los núcleos se observan intervalos no consolidados.

Fue necesario realizar gráficos Pickett-plots, los cuales permiten ajustar los parámetros eléctricos a partir de los perfiles de porosidad y resistividad. Un gráfico de Pickett clásico, visualizado en la Figura N° 22, muestra los valores que se tomaron para el pozo PAS-1, donde un CGAO ha sido claramente definido a - 7545 pies BNM permitiendo ajustar con certeza los valores de a, m y n conociendo la resistividad del agua.

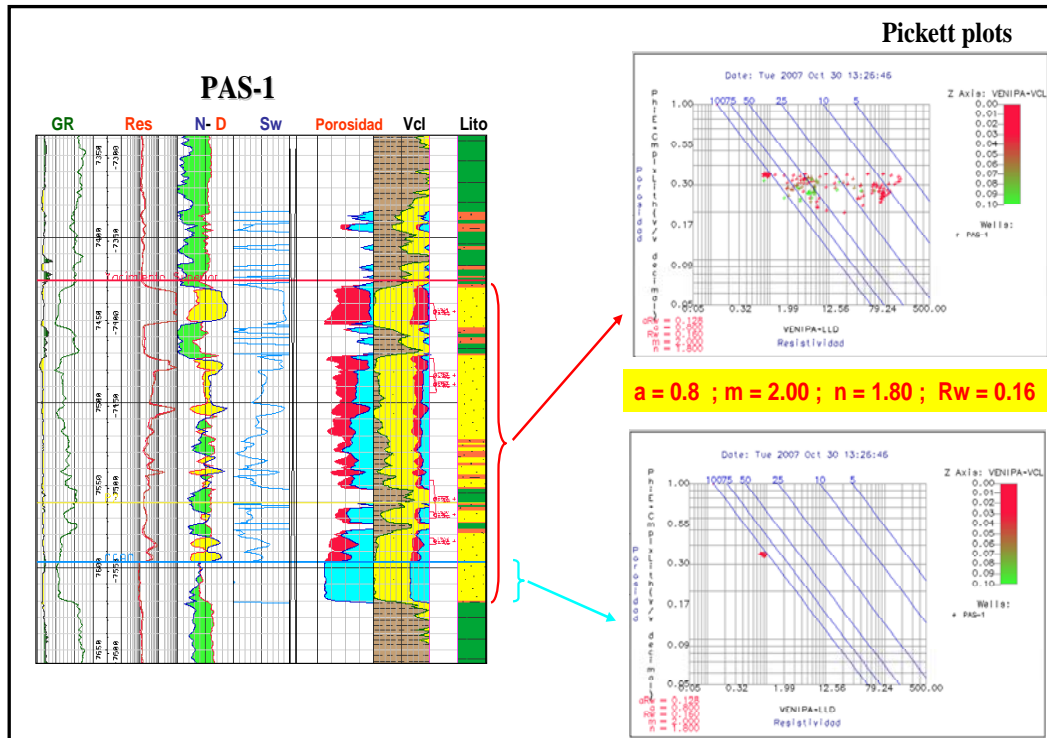


Figura N° 22. Grafica de Pickett- para el pozo PAS-1

En la mayoría de las arenas hay resistividades muy bajas para los fluidos (*gas*) presentes y para la relativamente baja salinidad del agua de formación. Esto es probablemente la consecuencia de factores litológicos (granos finos, altas arcillosidades, siderita, glauconita, pirita, etc...), que hacen más difícil la calibración de modelos convencionales de saturación de agua. Efectivamente la existencia de siderita que se comprobó en los núcleos puede afectar los perfiles de resistividad los cuales muestran valores relativamente bajos lo que implica por lo tanto una Saturación de Agua (*Sw*) calculada sobre estimada.

3.5.1.4 Calibraciones con Núcleos

Se calibraron los resultados de la curva de porosidad con los valores extraídos de los análisis de núcleos. Hay que enfatizar en el hecho de que los valores de núcleos no son obligatoriamente representativos de los valores deducidos de los perfiles ya que estos últimos representan un promedio mientras los valores de núcleos son puntuales.

Es importante tener en cuenta que en los 7 núcleos existentes en el área de estudio se observan alternancia de arenas consolidadas a poco consolidadas y de arenas no consolidadas. Se tomaron tapones para los tres tipos de arenas.

Las muestras inconsolidadas y poco consolidadas, Figura N° 23, fueron empacadas en mangas de plomo y comprimidas a una presión equivalente a la del yacimiento. Aunque se hayan realizado esfuerzos para simular las condiciones del yacimiento ciertas medidas son poco realistas y presentan valores muy altos para la porosidad (*superiores a 35%*). Por tal motivo la data de los núcleos no es totalmente confiable. Adicionalmente el núcleo del pozo RC-2 presenta mayor número de muestras con respecto a los demás pozos, esto puede ocasionar una parcialización en los promedios.

Núcleo RC 2

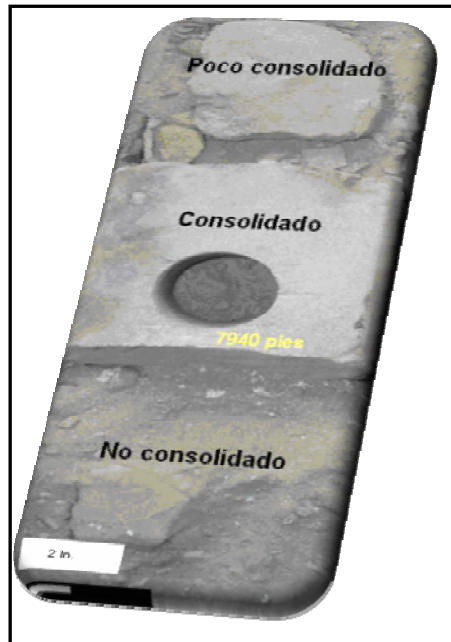


Figura N° 23. Arenas no consolidadas en el núcleo del pozo RC-2

CAPÍTULO IV

4. METODOLOGÍA

En la geoestadística, el prefijo "geo" claramente relaciona la geoestadística con las ciencias de la tierra. El glosario geoestadístico (Olea, 1991) define la geoestadística como " el uso de métodos estadísticos en las ciencias de la tierra, en particular en la geología". La geoestadística es una herramienta que el geólogo utilizada en el análisis de datos y en la interpretación de pronóstico de yacimientos. Una herramienta nunca puede sustituir los datos, pero puede ayudar a construir una interpretación y el correspondiente modelo numérico. La geoestadística no es ningún sustituto de la experiencia del geólogo en la formulación de los modelos de propiedades, pero esta puede ayudar en la creación del modelo. Los geólogos, de vez en cuando, se han alarmados con los geoestadistas que pisa sus terrenos y substituyen algunos de sus modelos depositacionales interpretados y deterministas "con números aleatorios".

El objetivo de la geoestadística es estimar o simular las propiedades petrofísicas de un yacimiento en zonas donde no hay datos; cuando hay muchos datos es capaz de integrarlos en un conjunto consistente de propiedades. La geoestadística honra los datos de los pozos, reproduce la variabilidad de los datos (promedio e histograma) así como también la continuidad espacial (variograma). Por lo tanto, la geoestadística se ha transformado en una herramienta indispensable para construir modelos estratigráficos 3D de los yacimientos. La principal contribución de la geoestadística en el modelaje de yacimientos es la integración de datos. Dependiendo de los objetivos del estudio y las características de los yacimientos, hay diferentes metodologías geoestadísticas que pueden ser aplicadas. En el caso concreto del

proyecto Mariscal Sucre Campo Rio Caribe, la metodología fue seleccionada teniendo en cuenta la sísmica 3D de buena calidad (40 pies de resolución vertical), el conocimiento de la geología regional y los pocos datos de pozo disponible.

El software **RML** (Reservoir Modeling Line) es una novedosa solución para construir modelos de yacimiento totalmente Integrados, usando una cadena de aplicaciones que están totalmente entrelazados. Estas herramientas permiten construir un modelo estructural 3D realístico que provee un mallado de alta resolución muy bien ajustado. Las celdas de este mallado contienen los resultados de simulaciones geoestadísticas.

RML (Reservoir Modeling Line) consta 3 aplicaciones principales para realizar las siguientes tareas:

- ✓ Construcción del Modelo Estructural (Geosurf)
- ✓ Construcción del Mallado de Alta Resolución (SimGrid)
- ✓ Simulación Geoestadística del Yacimiento (GeoSim)

4.1 Data Disponible

Los datos duros y en la escala correcta son escasos (debido al costo), el desafío más importante en el modelado de yacimientos es la integración de datos. La información relevante viene de varias fuentes, en varias escalas con diferentes grados de confiabilidad. Por ejemplo, datos geológicos tienen muchas escalas, desde una imagen microscópica del volumen de poro a la interpretación a gran escala de un sistema de depósito en la cuenca; datos geofísicos (sísmicos), a menudo es el más

frecuente, y pasan de la macro escala de registros de pozos a la escala del campo entero.

El desafío debe ser reunir la mayor cantidad de datos, información relevante con el objetivo final de modelar el yacimiento. Para la construcción del modelo estático 3D de los yacimientos del campo Rio Caribe se conto con información de:

- ✓ Dos 2 pozos verticales con información de coordenadas, archivos .las con la evaluación petrofísica (porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua), registro de código de facies sedimentarias y interpretación de los topes y bases de las arenas.

- ✓ Un (1) horizontes sísmicos (Tope Arena Yacimiento A) y polígonos de fallas provenientes de la interpretación del cubo sísmico 3D RioCar.

4.2 Modelo Estructural

La primera etapa en la construcción del modelo estático 3D es la construcción de un modelo estructural representativo del área de estudio con la aplicación **GeoSurf**. Tomando como punto de partida el mapa estructural en profundidad (Tope de Arena Yacimiento P1) proveniente de la interpretación sísmica. Se construyeron 2 superficies adicionales, a partir de la superficie Tope de Arena Yacimiento P1 y tomando en cuenta los marcadores estratigráficos existentes en cada uno de los pozos, los cuales representan los topes y bases de las arenas. Finalmente se debió ajustar los

topes de los pozos a las superficies para respetar los valores medidos en estos (Figura N° 24).

La construcción de las fallas dentro del modelo es una etapa fundamental que necesita mucha atención y que tiene un impacto muy importante sobre la geometría del mallado. El interprete sísmico generó treinta y cinco (35) polígonos de fallas en el Campo Río Caribe. En base a estos polígonos se construyeron los planos de fallas en profundidad, los cuales representan, controlan el salto y desplazamiento de cada falla por nivel estructural.

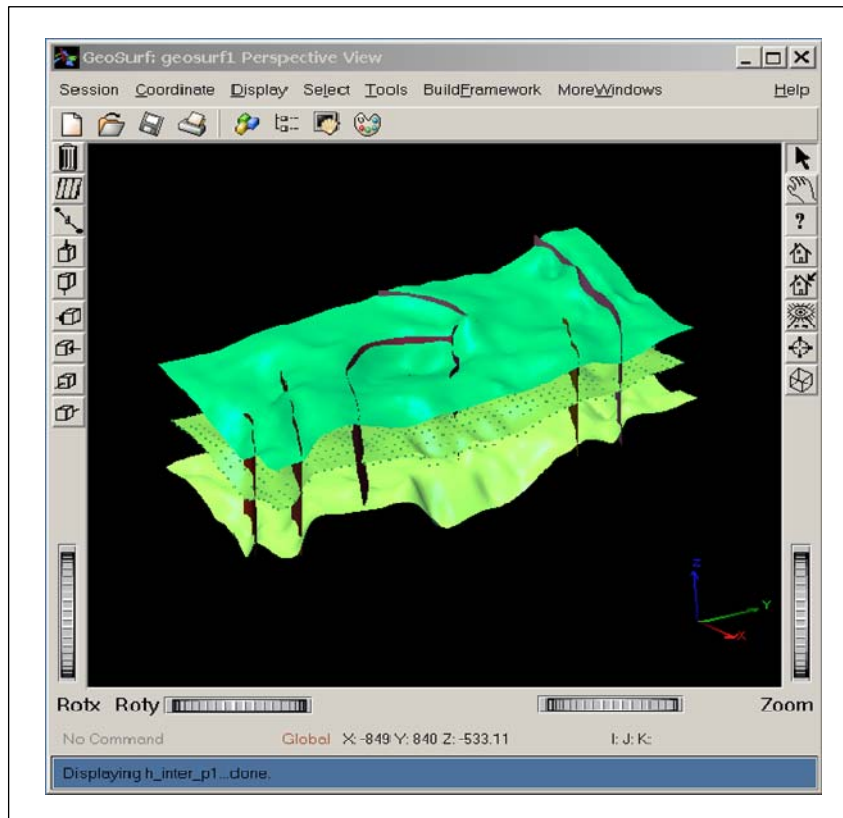


Figura N° 24. Ventana de Aplicación GeoSurf mostrando superficies y planos de fallas.

4.3 Grid Estratigráfico 3D

En esta etapa en la aplicación SimGrid, se definen los parámetros internos del mallado fino, que tipo de grid se utilizara (cartesiana o “corner point”), definición de las unidades tope y base, tamaño areal de las celdas en X - Y, numero de capas verticales por unidad y tipo de geometría (paralela o proporcional). Con estos parámetros se construye el mallado de una sola capa verticalmente. Este mallado es ajustado luego (“fitting”) siguiendo las superficies del tope y de la base de cada unidad (Figura 25).

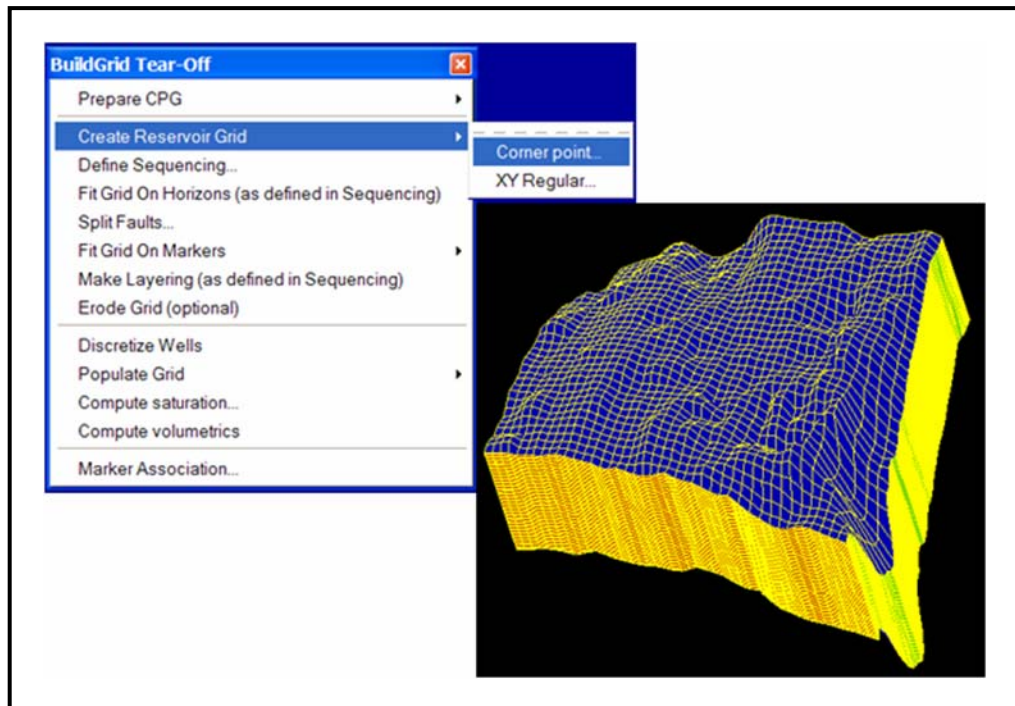


Figura N° 25. Construcción del Grid 3D- Tipo Cartesiano.

La geometría de cada unidad litoestratigráfica puede ser paralela a un nivel de referencia o proporcional entre el tope y la base de la unidad de acuerdo con el contexto de depositación de cada unidad genética (Figura N° 26). Luego se definió el número vertical de celdas para cada unidad (la resolución vertical va a depender de las heterogeneidades presentes en el yacimiento). Para conservar el detalle de los datos se necesita escoger un tamaño de celda bien adaptado. Las correlaciones dentro de la unidad (variografía y curvas de proporción vertical) dependen de la malla estratigráfica, por lo tanto, una selección incorrecta del tipo de malla puede generar una falsa continuidad o barrera en el yacimiento.

La orientación de la malla se puede escoger según varios criterios: de acuerdo al sistema preferencial de sedimentación, al flujo preferencial del avance del contacto agua – gas en el yacimiento o al rumbo de las fallas principales en el área de estudio.

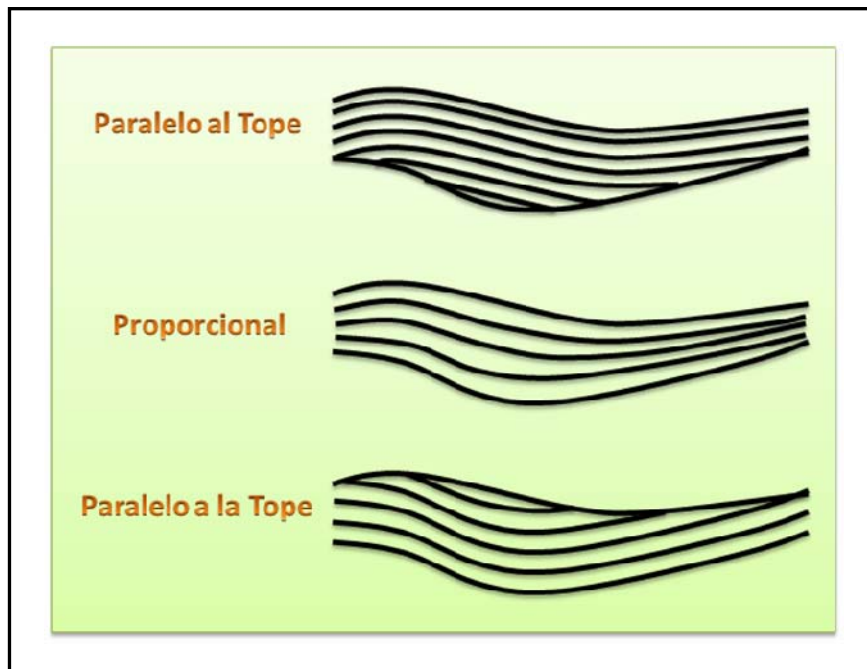


Figura N° 26. Tipos de geometrías interna del mallado.

Luego de definido los parámetros principales del Grid en 3D, es necesario representar las fallas en el grid, para lo cual es necesario utilizar como referencia los planos de fallas y en base a estos se cortara la malla, para así modelar el desplazamiento de las fallas geológicas principales (Figura N° 27).

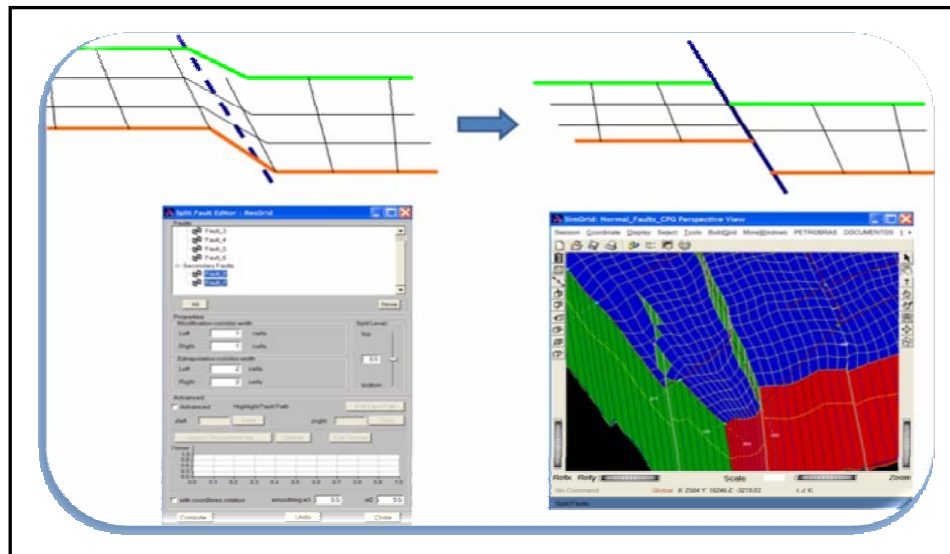


Figura N° 27. Metodología para la representación de fallas en grid.

Un proceso de gran importancia durante la etapa de preparación de los datos para la simulación geostadística, lo representa la discretización o escalamiento de los datos de pozos al grid (constituyen en primer escalamiento de datos) en este caso desde los registros de los pozos (con resolución cada medio pies) hasta la malla geológica de simulación de facies y petrofísica (con resolución de 1 metro).

En general la discretización de pozos se definen como las celdas de la malla 3D de simulación que están atravesadas por las trayectorias de los pozos (Figura N° 28). Este paso se realiza en la aplicación Geosim y consiste en atribuir a cada celda atravesada por un pozo, un valor promedio de cada uno de los parámetros (facies,

porosidad y permeabilidad) y por ende estas representarían las celdas con información a honrar para el algoritmo de simulación (data dura de pozo). En este momento, la malla queda representada por celdas vacías y celdas con datos promedios de pozos, desde las cuales se inician los algoritmos de simulación geostatística.

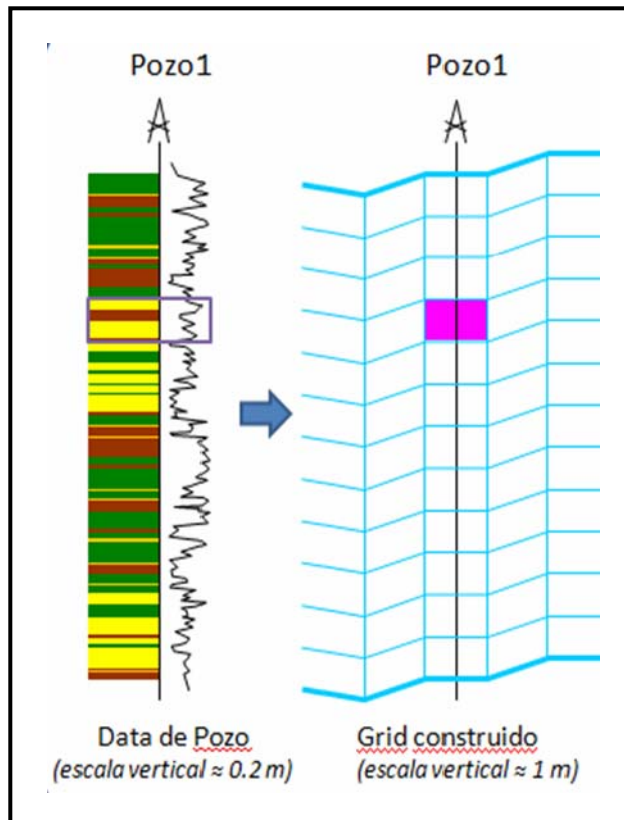


Figura N° 28. Escalamiento de data de pozo al grid.

Una vez generado el mallado de cada unidad y discretizados los parámetros en los pozos, estos datos son utilizados para realizar las simulaciones geostatísticas de facies y de propiedades petrofísicas.

4.4 Modelado Geoestadístico

Una simulación estocástica, el algoritmo es un mecanismo que permite dibujar alternativas, equiprobables, distribuciones espaciales de valores de objetos o pixel.

Cada alternativa de distribución constituye una imagen estocástica. Pueden haber varias imágenes estocásticas del mismo fenómeno, por ejemplo, la distribución en el espacio de unidades de depósito o facies. Cada imagen, realización, resultado estocásticos honra (1) estadística específica, como un histograma, covariancia, variograma o coeficiente de correlación; por ejemplo, la simulación de facies pueden ser hechas para honrar dimensiones de volumen, distribuciones de tamaño, relaciones de aspecto, etc. Y (2) datos duros y suaves en posiciones específicas. Datos duros, tal como datos de pozos, son reproducidos exactamente por todas las realizaciones, mientras que datos suaves son reproducidos con algún grado de tolerancia. En la aplicación GeoSim se realizan análisis y simulaciones geoestadísticas de facies, independientemente para cada unidad, a partir de los datos existentes. Es necesario hacer un análisis de los datos con la finalidad de elegir un método de simulación adaptado a los objetivos del estudio.

4.4.1 Curvas de Proporción Vertical y Matriz de Proporción

La curva vertical de proporción (CPV) de RML® es una herramienta estadística de mucha importancia e interés para geólogos y geoestadísticos. Se trata de una herramienta que resume en un solo diagrama las proporciones verticales de las facies vistas en los pozos y refleja la lógica sedimentaria para cada unidad. Esta curva permite verificar y chequear la consistencia de la correlación pozo a pozo muy rápidamente.

Se construye inicialmente una curva de proporción vertical (CPV), a partir de los tipos de facies discretizados (código de facies) para cada pozo. En cada unidad y para cada capa, se calcula el porcentaje de cada tipo de roca con el cual se construye una curva de proporción, mostrando verticalmente estos porcentajes para todas las capas de una misma unidad. El resultado de esta curva permite verificar la organización interna de cada unidad: al tope y base (Figura N° 29).

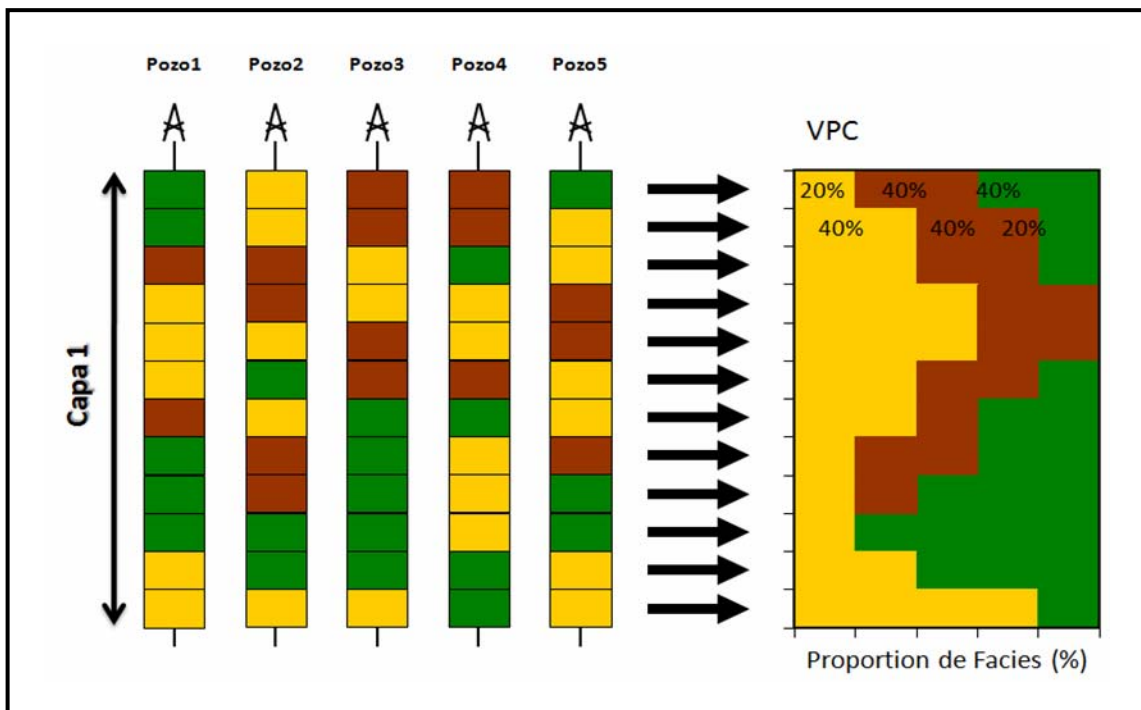


Figura N° 29. Metodología para construcción de Curvas de Proporción Vertical.

El siguiente paso es la construcción de matrices de proporción, estas son elaboradas a partir de distintas curvas de proporción vertical, a partir de varios grupos de pozos, que corresponden a distintas áreas definidas en la zona de estudio. Estas matrices son usadas en las simulaciones con el fin de respetar, de la mejor

manera posible las variaciones areales del yacimiento en las simulaciones geoestadísticas de facies. La matriz de proporción es una herramienta de condicionamiento (Figura N° 30).

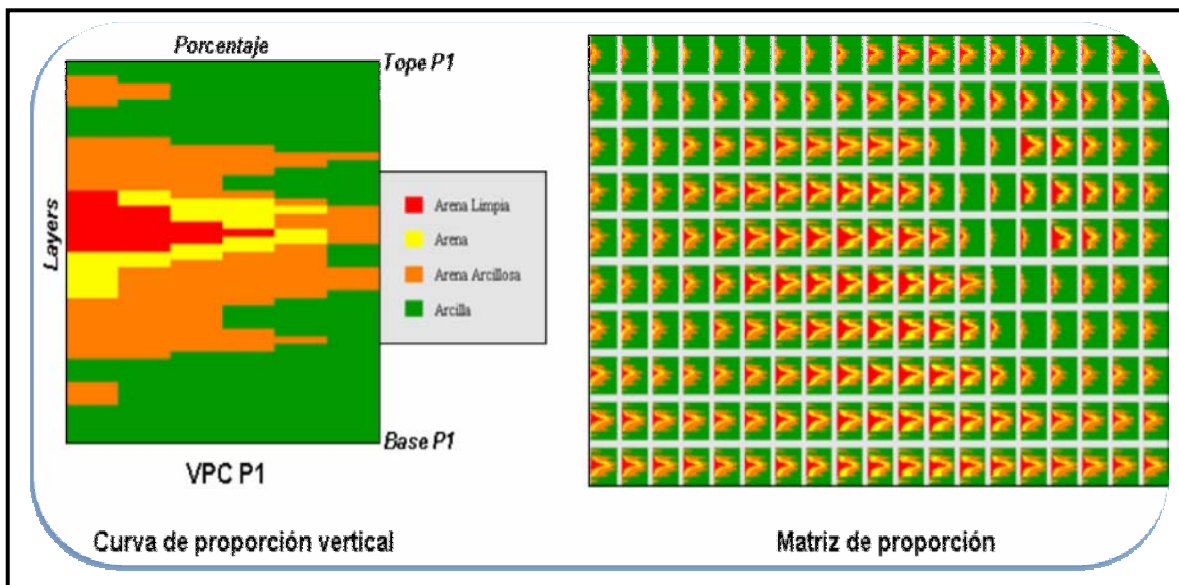


Figura N° 30. Curva de proporción vertical y matriz de proporción.

4.4.2 Construcción de Variogramas

Un variograma es una herramienta matemática usada para cuantificar la continuidad espacial de una variable. Estos se estiman a partir de las observaciones en los pozos e investigan su similitud en función de la distancia y dirección entre los puntos. Esta variabilidad se calcula como la varianza (suma de las diferencias al cuadrado entre los pares de observaciones dentro de cada rango de distancia de separación, dividido por el número de observaciones).

El análisis de los variogramas permite estudiar la continuidad espacial de las diferentes facies. Para la interpretación de estos variogramas se debe tener conocimientos geológicos, debido a que a menudo los datos de pozos son escasos principalmente para construcción del variograma en la dirección horizontal. En este caso es recomendable apoyarse con fuentes de datos secundarios y conocimientos geológicos como complemento para, así poder definir la dirección de anisotropía mayor y menor de un yacimiento. Esto resalta la importancia del modelo sedimentológico conceptual en la fase de modelado.

A través de la utilización de variograma geoestadísticos se integra el carácter de **anisotropía** en la distribución espacial de los diferentes tipos de facies, es decir que se toma en cuenta la correlación espacial de estos. Esta etapa se basa en el análisis de los variogramas construidos para varias direcciones del plano con el fin de entender la organización espacial de los tipos de facies. Se trata de identificar para los tipos de facies, el azimut representando el variograma de rango mayor, es decir el variograma que corresponde a la mayor continuidad de los tipos de facies.

4.4.3 Modelado de Facies

Para crear un modelo de facies ajustado a la realidad deben entenderse y respetar los procesos geológicos ocurridos durante y después de la sedimentación. En este estudio se utilizó el método estocástico basado en píxeles denominado simulación plurigaussiana.

El método Plurigaussiano, es una generalización del método gaussiano truncado y este tiende a producir facies tomando en cuenta la matriz de proporción,

requiere de variogramas de facies en el intervalo estratigráfico a modelar. Este método permite integrar en los resultados relaciones entre facies (contacto y anisotropía). El uso de funciones gaussianas permite tomar en cuenta casos más complejo que en el caso de una función gaussiana simple. Cada función gaussiana tiene su propio variograma

El método plurigaussiano utiliza dos (2) variogramas, para la definición de los contactos de los tipos de facies y se describe a través de un diagrama (Figura N° 31) En este diagrama el eje horizontal representa los valores de la primera función gaussiana y el eje vertical los valores de la segunda función gaussiana. Con estas características es posible asociar al ambiente de sedimentación un diagrama de contacto. Los colores corresponden con los distintos tipos de facies o ambientes sedimentarios según sea el caso. Cada función gaussiana tiene su propio variograma, que representa la variabilidad de las facies o un grupo de facies las cuales tienen un corte sobre el eje, eso significa que hay un variograma por función gaussiana y no por facies. Dos tipos de función pueden ser utilizadas para definir el modelo de variogramas Gaussiano o Exponencial.

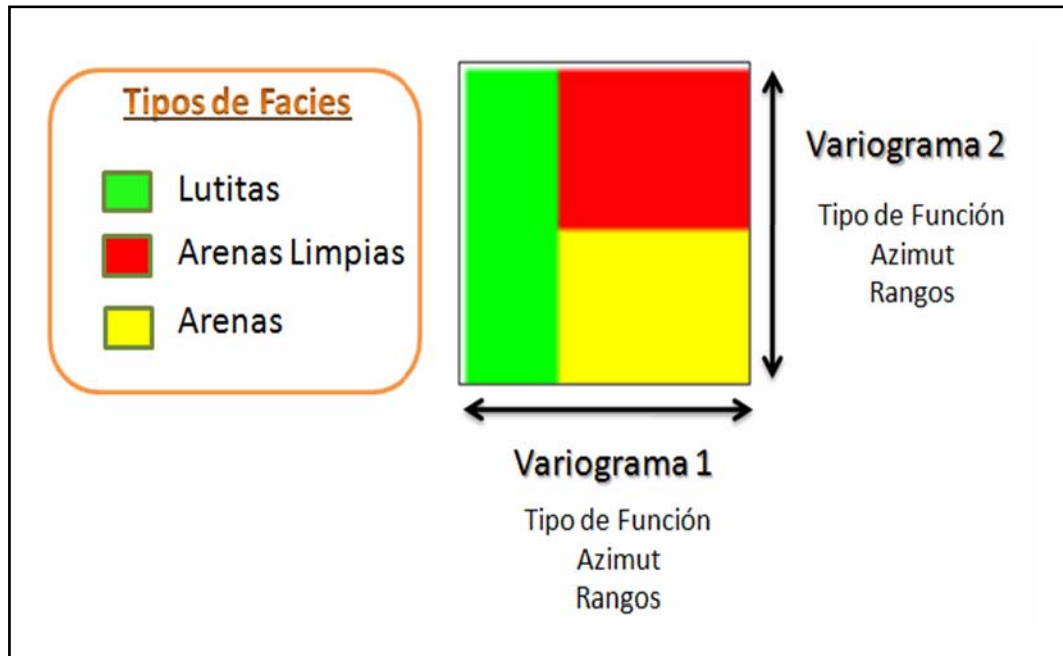


Figura N° 31. Diagrama para definición de los contactos Método Plurigaussiano.

Por tanto, utilizando este método es posible modelar las distintas orientación y extensión de los cuerpos sedimentarios principales y definir la arquitectura interna de estos cuerpos. El análisis para reproducir el método plurigaussiano, consiste en definir para cada unidad un modelo de variogramas, en el cual se definen los parámetros siguientes:

- ✓ Tipo de modelo Exponencial o Gaussiano.
- ✓ Rango 1 (en la dirección de Anisotropía máxima).
- ✓ Rango 2 (en la dirección perpendicular).
- ✓ Rango vertical.
- ✓ Dirección de Anisotropía máxima o azimut.

La definición de los parámetros (tipo de modelo, azimut y rango) se hace tomando en cuenta el conocimiento de la sedimentología de la zona de estudio. Además se necesita entender que a veces el análisis de los variogramas no responde claramente a la distribución espacial de las facies, por ejemplo cuando hay superposición de varios tipos de cuerpos sedimentarios, presentando alargamiento de tamaño y de rumbos distintos.

Para cada unidad es necesario correr varias simulaciones de facies, con la finalidad de seleccionar la simulación que presente, el resultado más confiable; que represente mejor el modelo sedimentológico y las heterogeneidades de los yacimientos desde un punto de visto geológico. El análisis de las simulaciones se realiza mediante la visualización de secciones en el modelo para cada unidad (Figura 32).

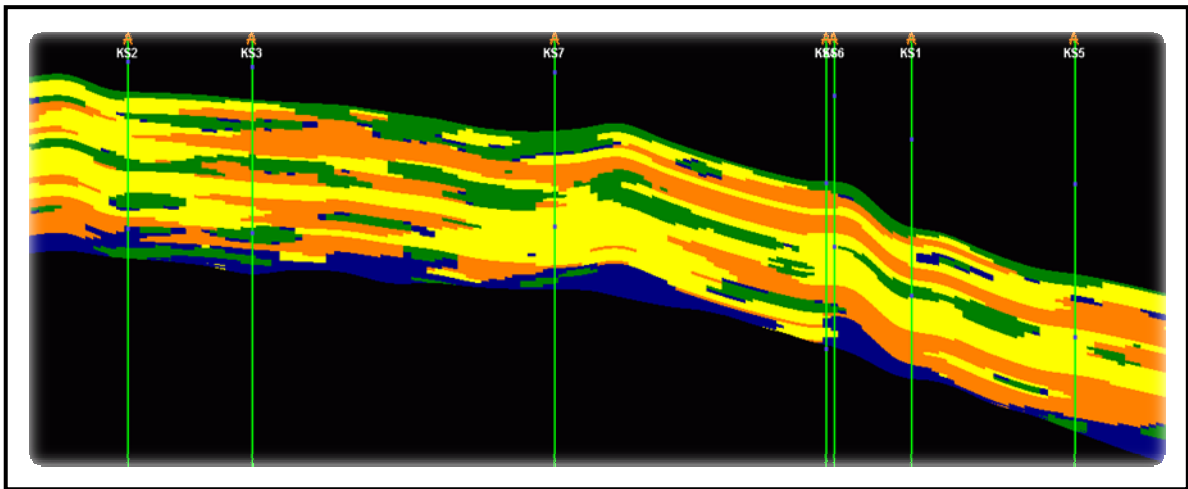


Figura N° 32. Sección estructural de modelo de facies.

4.4.4 Modelado de Propiedades Petrofísicas

Las propiedades petrofísicas de los yacimientos, porosidad y saturación de agua, desde el punto de vista estadístico, se pueden considerar como variables continuas, deben ser correlacionadas y guiadas por los rasgos geológicos (facies) definidas en el modelo geológico conceptual. Por el contrario, las facies son variables consideradas no continuas (variables discretas). Por lo tanto, el modelo de las propiedades petrofísicas, estará condicionado por el modelo de facies.

Los modelos geoestadísticos pueden ser divididos en dos grupos: los modelos boléanos (o de objetos), y los modelos de “pixel”. Los primeros se dicen ser más “naturales” porque lo que se simula son rasgos geológicos (canales, barras, lobulos etc), cuyas longitudes (largo, ancho, sinuosidad, etc) son definidas en función del ambiente de sedimentación y por supuesto, de modelos análogos. Este método de simulación no funciona bien cuando hay una gran variabilidad. Además, en los modelos booleanos es más difícil respetar los datos de los pozos de amarre, aunque los parámetros de control (dimensiones de los cuerpos geológicos a simular) son más simples. La continuidad espacial es difícil de controlar.

Los modelos de pixel no reproducen imágenes tan “naturales”. En la construcción de este modelo se calcula un valor para cada celda del modelo 3D. Estos modelos trabajan muy bien en “ambientes de datos estacionarios”, pero se puede simular también yacimientos con variación de facies horizontal con la construcción de una matriz de proporción. Son fácilmente condicionados a los datos y pueden incorporar información secundaria (co-simulaciones) como por ejemplo, información sísmica. La continuidad espacial de las variables simuladas es controlada por el variograma.

Una vez simuladas las facies sedimentológicas con una técnica gaussiana asociada a un modelo sedimentológico y una imagen de atributos sísmicos, se atribuye a cada facies una ley de porosidad y saturación de agua.

La porosidad se asigna por facies según un proceso de tiraje aleatorio sobre la ley de distribución de porosidad deducida de los datos de pozos (Figura 33).

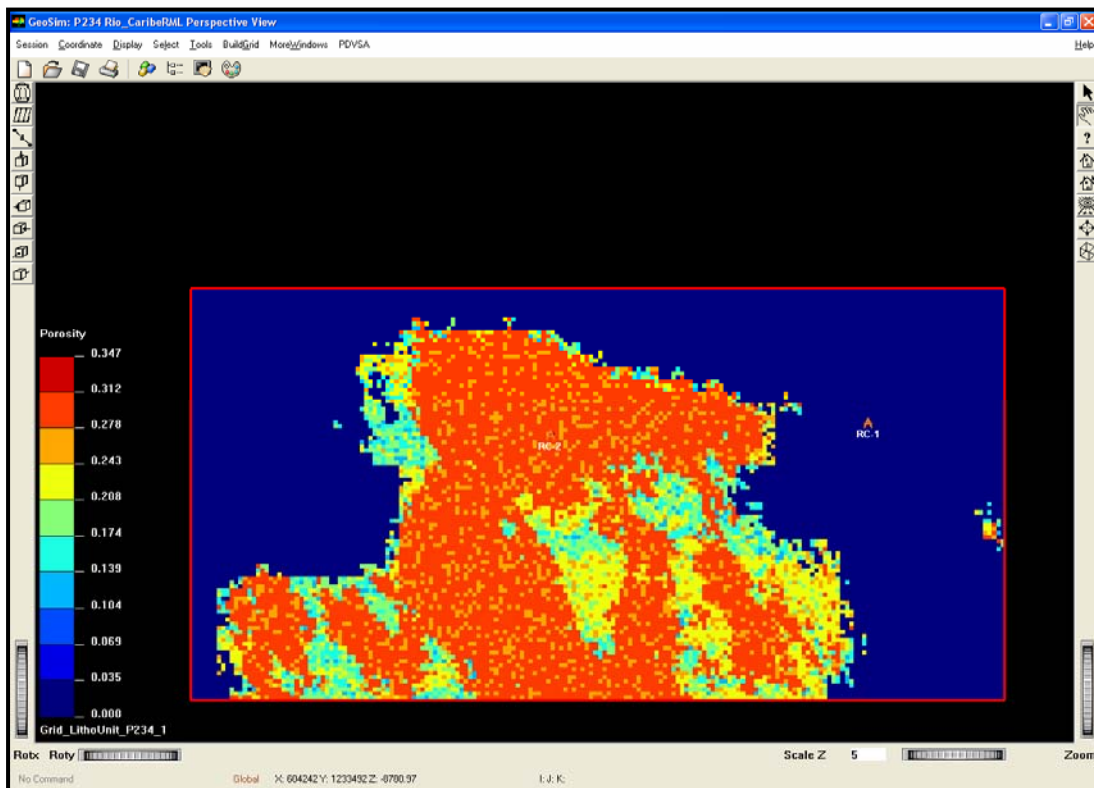


Figura N° 33. Simulación de porosidad.

La saturación en agua se asigna por facies por curva $S_w = f(H)$, donde H es la altura sobre el contacto agua – petróleo original. En el caso del gas, la zona de

transición está ausente o muy reducida, entonces, se ha atribuido saturaciones de gas constante por facies.

4.4.5 Calculo de GOES

Para los yacimientos del Campo Rio Caribe se corrieron varias simulaciones de facies (10) donde se variaron los variogramas, con la finalidad de seleccionar el modelo de facies, que mejor representara las características y heterogeneidades del intervalo arenoso, una vez seleccionada la simulación de facies y realizada la distribución de las propiedades petrofísicas se procedió a estimar los GOES para cada unidad.

El GOES se calculó para cada yacimiento dentro de la zona oficial del campo, es decir un área de 180 Km² aproximadamente, limitado al Norte por un sistema de fallas en echelon, al Este y Oeste por cierres estratigráficos y al Sur por un contacto de agua.

Se tomaron en cuenta a este nivel las arenas con carácter yacimiento y capacidad de entrapar gas. Así que se contabilizó el gas presente dentro de las arenas con facies 1, facies 2 y facies 3.

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El modelo geológico geoestadístico de yacimiento se construye a partir de interpretaciones de los modelos de yacimiento previamente establecidos, o sea el modelo estructural, el modelo estratigráfico, el modelo sedimentario, y el modelo petrofísico. La aplicación utilizada para construir los modelos de yacimientos del Campo Río Caribe fue *Geosim*, patentada por Beicip-Franlab. Esta aplicación es una de las más completas en el mercado y está contenida dentro de un paquete de modelado de yacimientos llamado RML (*Reservoir Modeling Line*).

5.1 Modelo Estructural del Campo Río Caribe

A nivel del Plioceno, el Campo Río Caribe presenta una estructura monoclinal suave buzando hacia el Sur (con un ángulo entre 1° y 2°) (Figura N° 34). En la parte Norte, existe un sistema denso de fallas de dirección preferencial NO-SE (50 fallas normales con buzamiento hacia el Norte para la mayoría). Los saltos de estas fallas varían entre 50 y 300 pies. No existe cierre estructural lateral. El único cierre se produce hacia el Norte contra las fallas. En Río Caribe, la acumulación de gas parece estar asociada a un componente estratigráfico fuerte, con posible cierre contra fallas hacia el Norte.

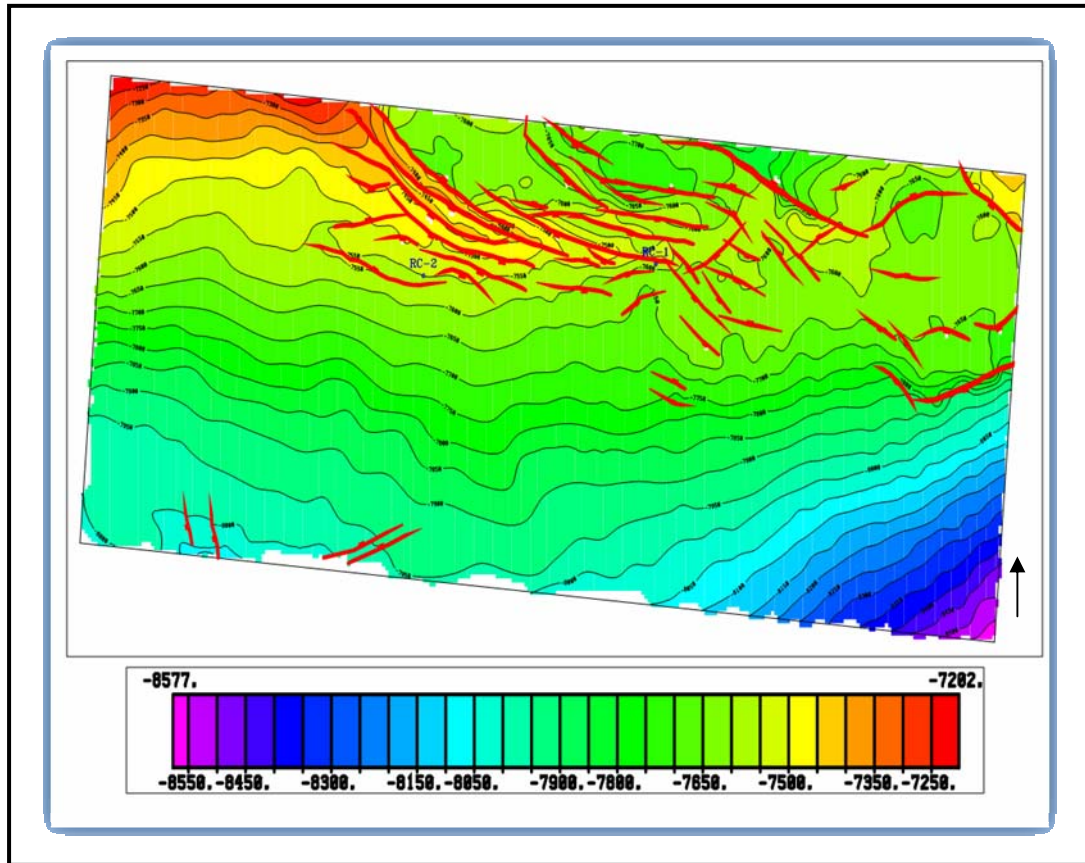


Figura N° 34. Mapa estructural Topo Yacimiento Superior (TVDSS) del Campo Río Caribe.

El Modelo Estructural tuvo como punto de partida los Mapas Estructurales en profundidad del Topo del Yacimiento Superior del Campo Río Caribe, provenientes de la interpretación sísmica, este mapa fue tomado como un nivel de referencia para calcular los demás horizontes infrayacentes a partir de los topos estratigráficos provenientes de la correlación pozo a pozo guiado con la sísmica (Figura N° 35).

Para el Campo Río Caribe se construyeron dos (2) superficie paralelas adicionales a partir del mapa del Tope de Yacimiento Superior, tomando en cuenta los marcadores existentes en cada uno de los pozos. Finalmente se debió ajustar los marcadores de los pozos a las superficies para respetar los valores medidos en estos.

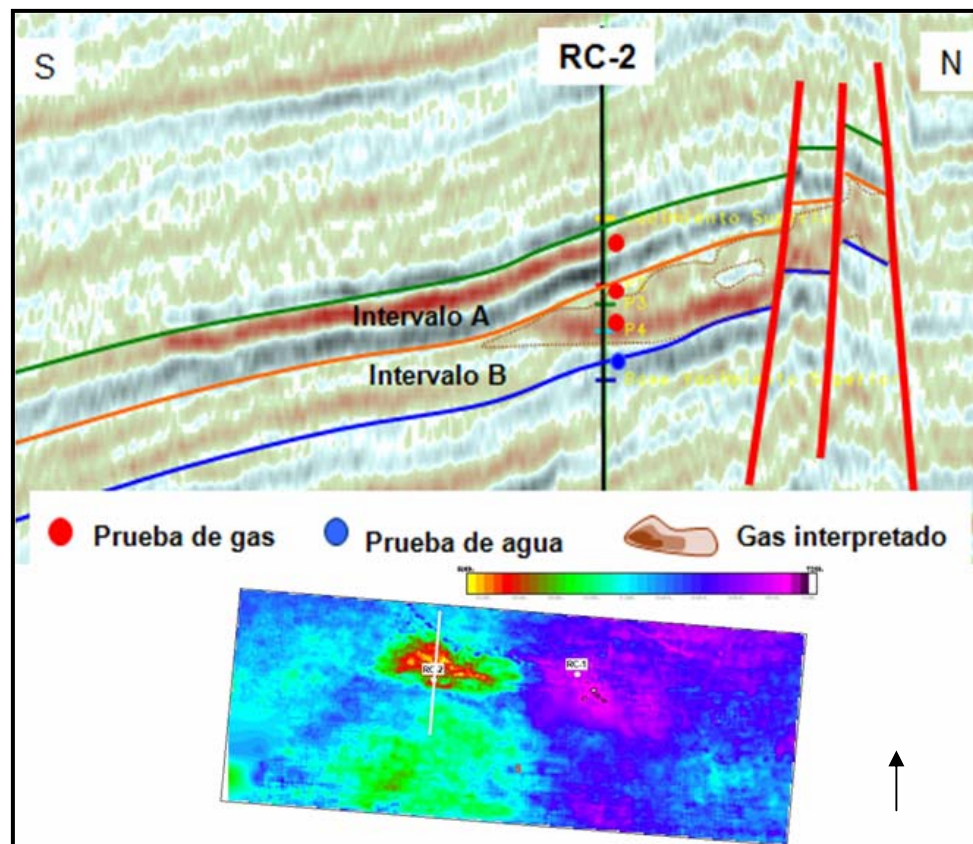


Figura N° 35. Horizontes Sísmicos Interpretados en el Campo Río Caribe.

Las fallas dentro del modelo es una etapa fundamental que necesita mucha atención y que tiene un impacto muy importante sobre la geometría del mallado. El interprete sísmico generó treinta y cinco (35) polígonos de fallas para el Campo Río

Caribe (Figura N° 36), en base a estos polígonos se construyeron los planos de fallas en profundidad, debido al alto buzamiento de las fallas todos fueron modelados como fallas verticales (90 grados).

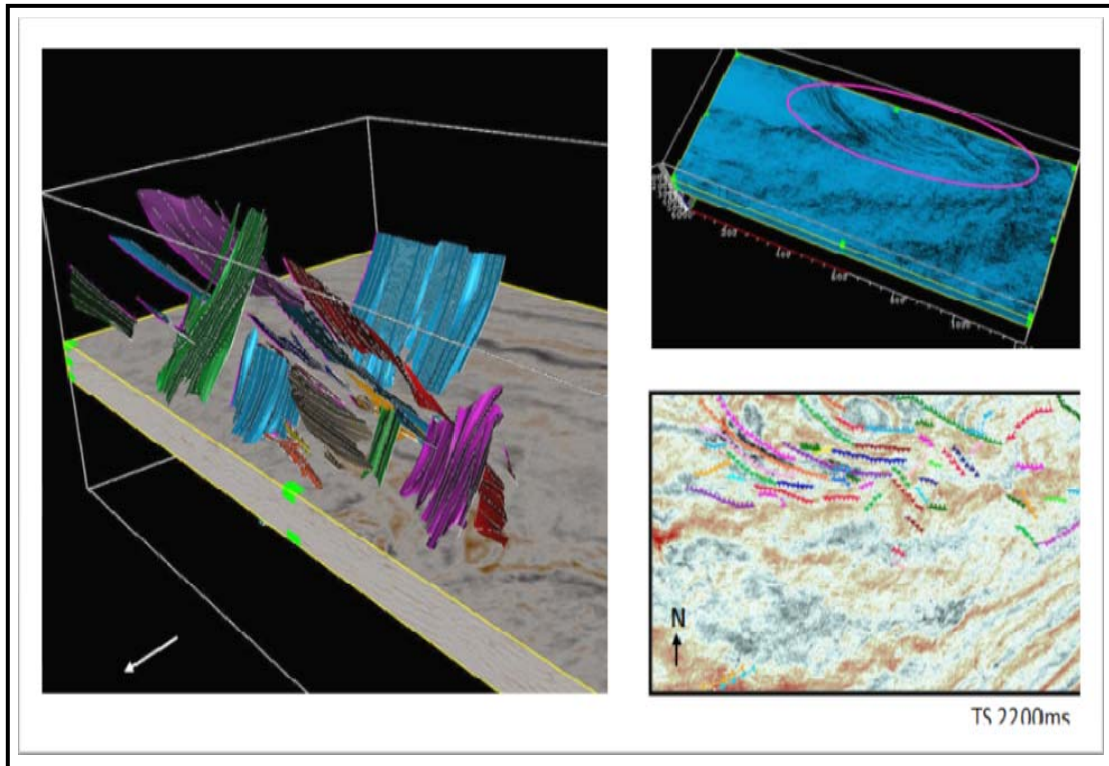


Figura N° 36. Planos de Fallas en tiempo Campo Rio Caribe.

5.2 Modelo Estratigráfico de los Yacimientos del Campo Rio Caribe

En el pozo RC-2 se identificaron 4 lentes arenosos separados por niveles lutíticos delgados. El pozo RC-1 presenta una columna menos arenosa que su vecino

con 2 lentes ubicados en el tope de la secuencia. Por lo tanto, en el modelo 3D del Campo Rio Caribe se logró construir 2 unidades lito-estratigráficas: “A” y por otra parte se unieron las unidades de B1 a B 3 para formar la unidad llamada “B”. Fue necesario definir el área para la construcción del mallado del Campo Rio Caribe (Figura N° 37). Cada unidad ha sido discretizada verticalmente para obtener celdas unitarias de espesor del orden de 1 metro.

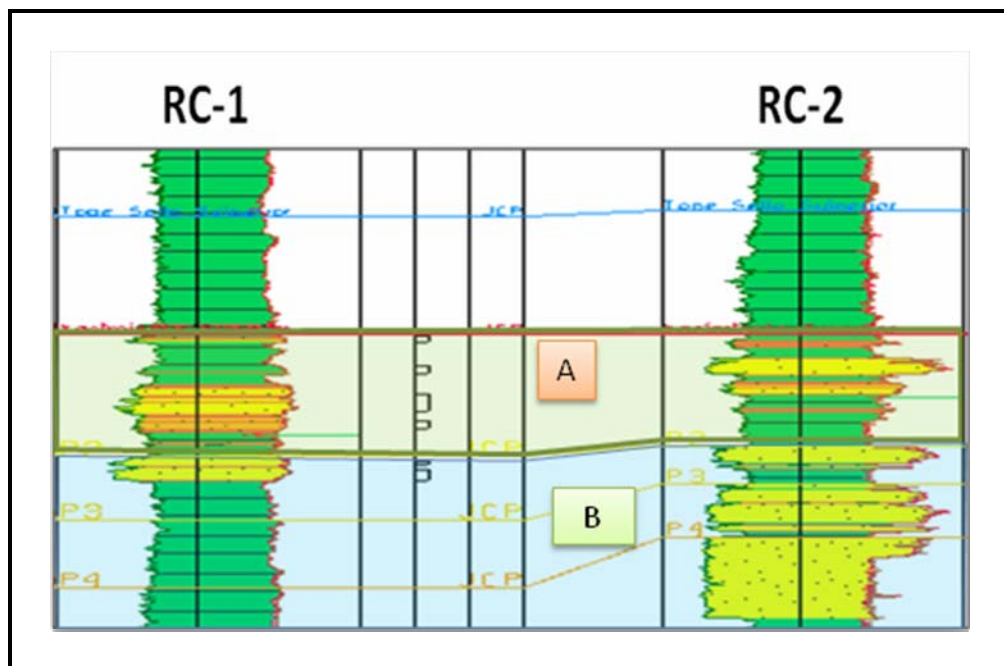


Figura N° 37. Correlación de pozos RC-1 y RC-2 Campo Rio Caribe.

El mallado definido es de tipo cartesianos XY, de tipo proporcional, ya que éste es apropiado cuando los sedimentos depositados no muestran ningún acuñaamiento estratigráfico o no ocurre erosión. Se realizo un mallado fino con dos millones cuatrocientos cuarenta y cuatro mil (2.444.000) celdas, con tamaños de celdas de 100

mts x 100 mts arealmente (XY) y la resolución vertical depende del espesor promedio en el yacimiento, con un valor aproximado de 3 pies (Figura N° 38) La orientación de la malla es en el sentido este – oeste, de acuerdo al sistema preferencial de sedimentación.

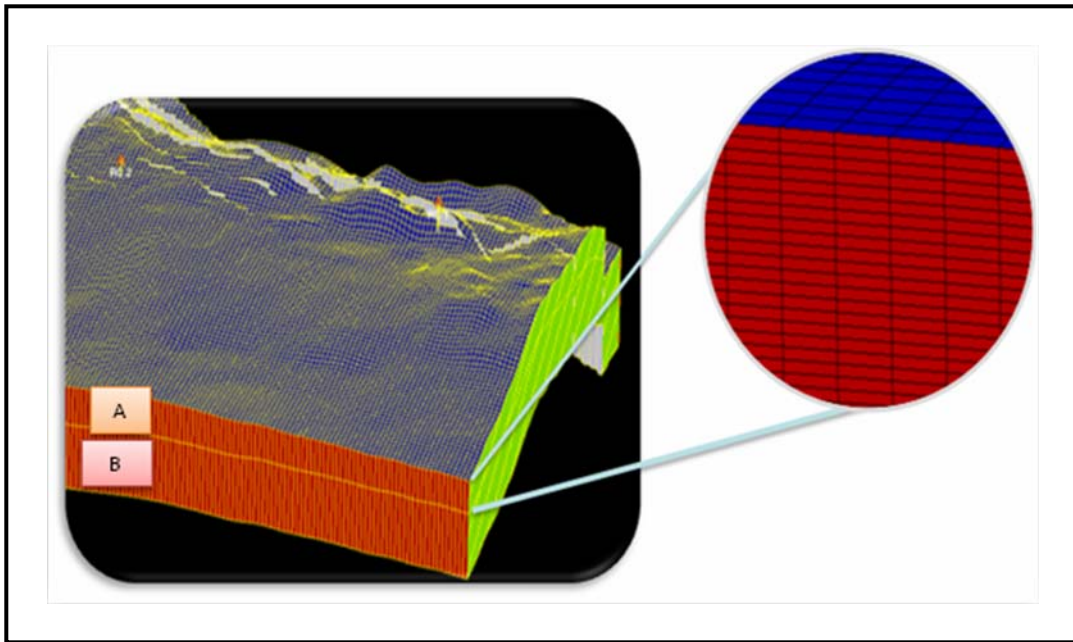


Figura N° 38. Mallado de las unidades A y B del Campo Rio Caribe.

Se definió un área para la creación del mallado 3D (figura 5.6) que contiene los pozos, los cuales sirven de amarre y de acondicionamiento a la simulación geoestadística y tienen las características siguientes:

fallas y en base a estos se corto la malla, para así modelar el desplazamiento de las fallas geológicas principales.

Los datos de pozo que van a ser simulados para los yacimientos del Campo Río Caribe son las facies y la porosidad. El siguiente paso fue realizar el escalamiento de los pozos. El objetivo del escalamiento es atribuir a cada celda atravesada por los pozos un solo valor de facies y porosidad.

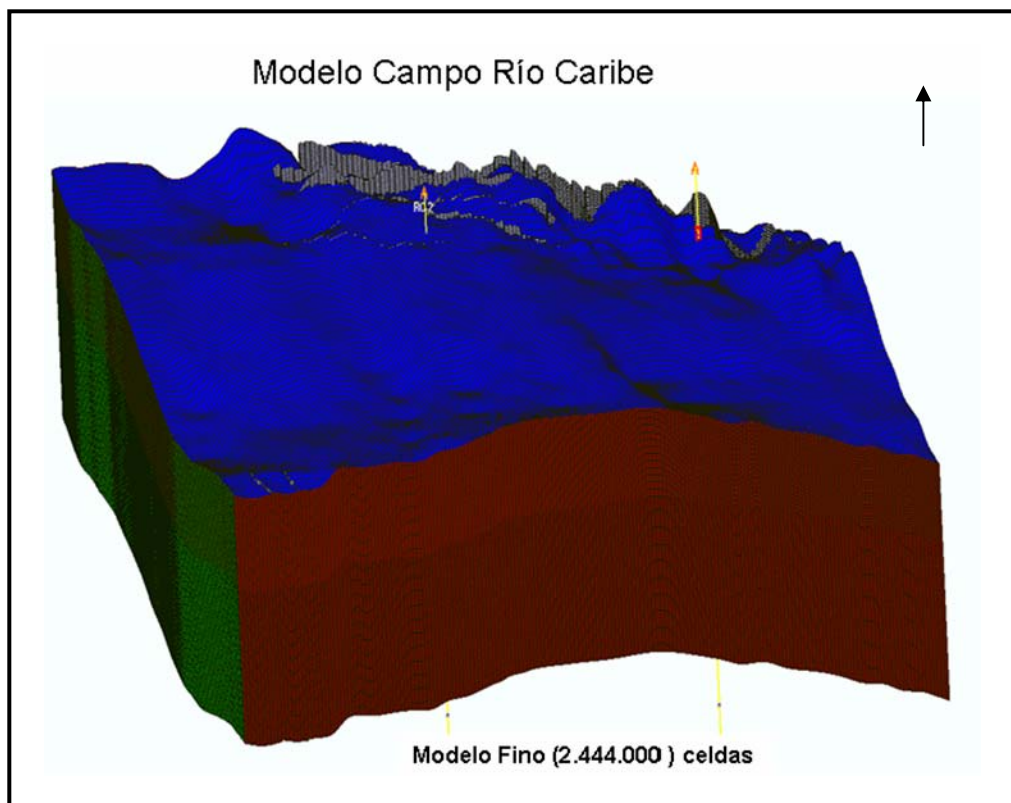


Figura N° 40. Mallado fino yacimientos del Campo Río Caribe.

Para definir la arquitectura de los yacimientos se utilizaron las secuencias sedimentarias obtenidas de las correlaciones de los pozos RC 1 y RC 2 para el Campo Río Caribe. Se definieron 4 facies sedimentológicas las cuales fueron interpretadas durante la descripción de núcleos del pozo RC 2.

- Facies 1 : Arena Limpia
- Facies 2 : Arena
- Facies 3 : Arena Arcillosa
- Facies 4 : Lutita

Para el escalamiento de las facies, el modulo Geosim de la RML ofrece dos posibilidades de escalamiento: “Facies más representativa” o “Facies al centro”. Se realizaron los dos tipos de escalamiento con un control de calidad estricto. Resultó que mediante el método con “Facies más Representativa” las celdas quedan con valores más cercanos a los datos de origen, por lo tanto se utilizó este método para el escalamiento de las facies (Figura N° 41).

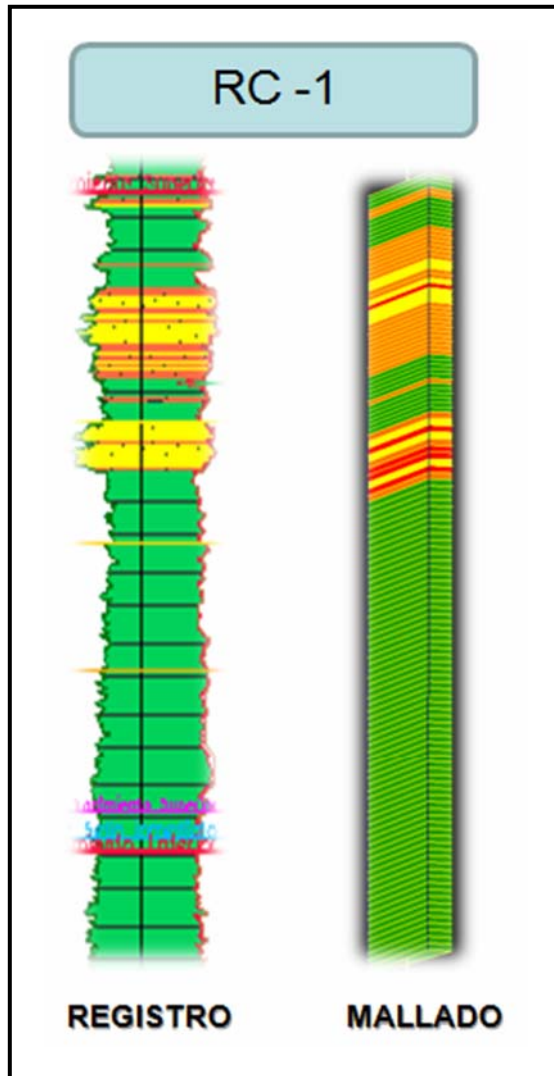


Figura N° 41. Escalamiento de Facies del Pozo RC-1 del Campo Río Caribe.

De forma similar se realizo el escalamiento de las porosidades, donde el modulo de Geosim ofrece tres posibilidades de escalamiento: propiedad al centro, valor promedio y interpolación lineal. El método apropiado en este caso es el “valor promedio” de los valores dentro de cada celda.

5.3 Modelado Geoestadístico

5.3.1 Curvas de Proporción Vertical y Matriz de Proporción

Una curva de proporción vertical (CPV) es un grafico normalizado de las proporciones acumulativas de cada una de las facies relacionadas con la profundidad. La CPV se calcula con grupos de pozos los cuales, permite observar las evoluciones verticales y las relaciones entre las facies. Para el intervalo “A” y “B” se construyeron curvas de proporción verticales principales, en función de la data de pozo (Figura N° 42).

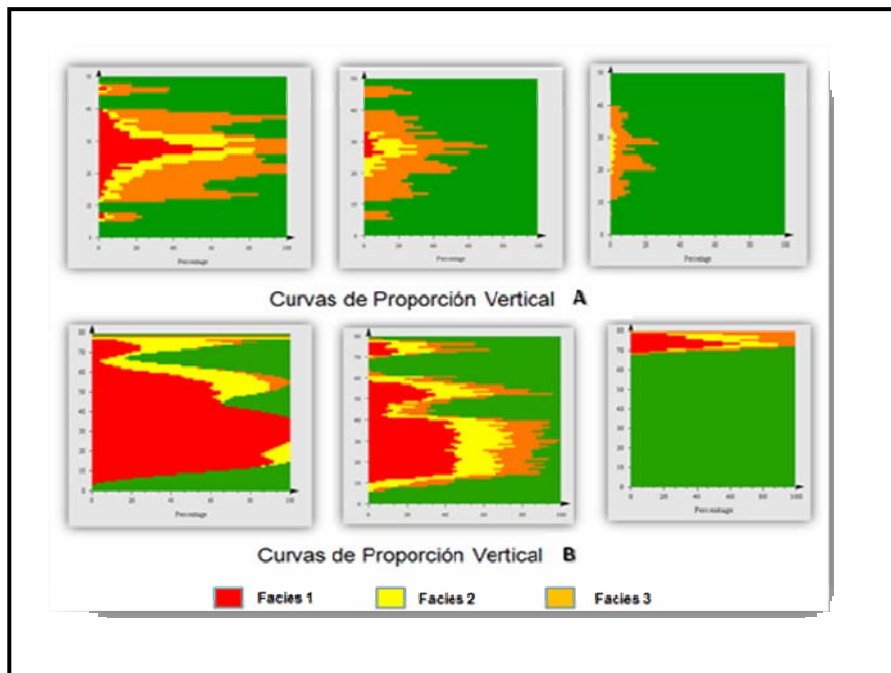


Figura N° 42. Curvas Verticales de Proporción de los intervalos A y B.

Las CPV generadas por los datos de pozos representan las variaciones verticales más no horizontales. Para representar estas variaciones laterales es necesario construir una matriz de proporción para cada intervalo, que reproducirá la no estacionaridad del sistema. Estas matrices de proporción constituirán las bases de las simulaciones de facies. El objetivo de las matrices de proporción es propagar las informaciones de pozos en las zonas donde no hay dato. La propagación se realiza con una interpolación tipo “kriging”. Se generaron matrices de proporción para las unidades “A” y “B” del Campo Rio Caribe (Figura N° 43). Cada matriz fue construida a partir de curvas de proporción vertical. Las matrices de proporción fueron construidas a partir de las curvas de proporción vertical representativas del área definida en los yacimientos a partir de los mapas de amplitud.

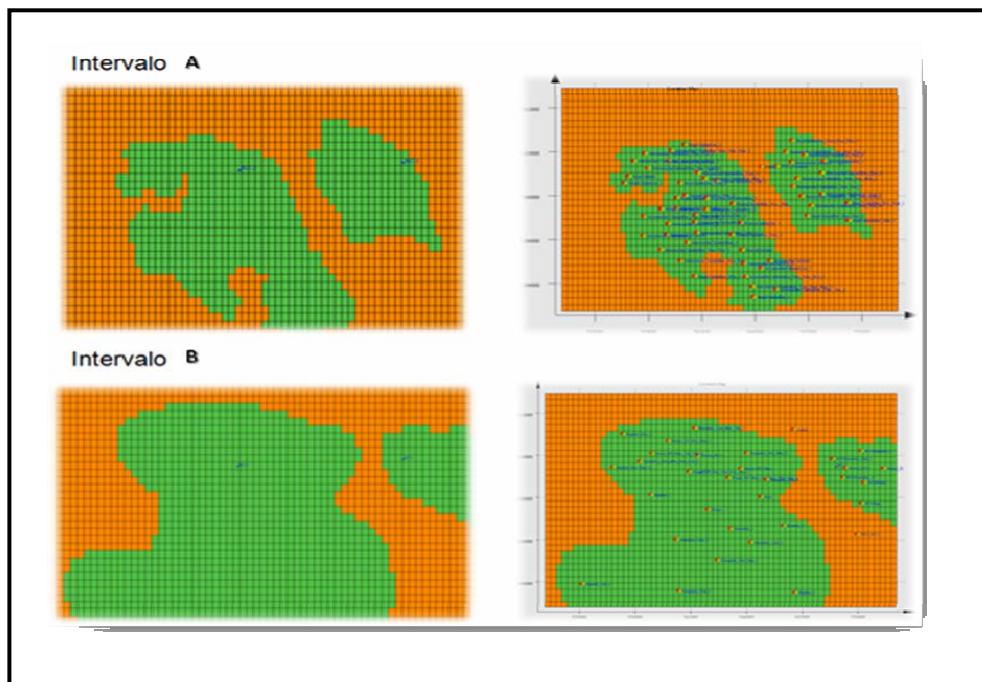


Figura N° 43 Áreas definidas y distribución de Curvas Verticales de Proporción de los intervalos “A” y “B”.

Los mapas de amplitud sísmica para cada unidad indican claramente la presencia de arena con gas. Las zonas de color azul para “A” y de color amarillo para “B” (Figura N° 44) son calibradas por pozo e indican la presencia de arenas gasíferas. Estos mapas no se usan como data dura para el geomodelaje, pero como guía para la distribución de las CPV y por lo tanto, para la construcción de las matrices de proporción.

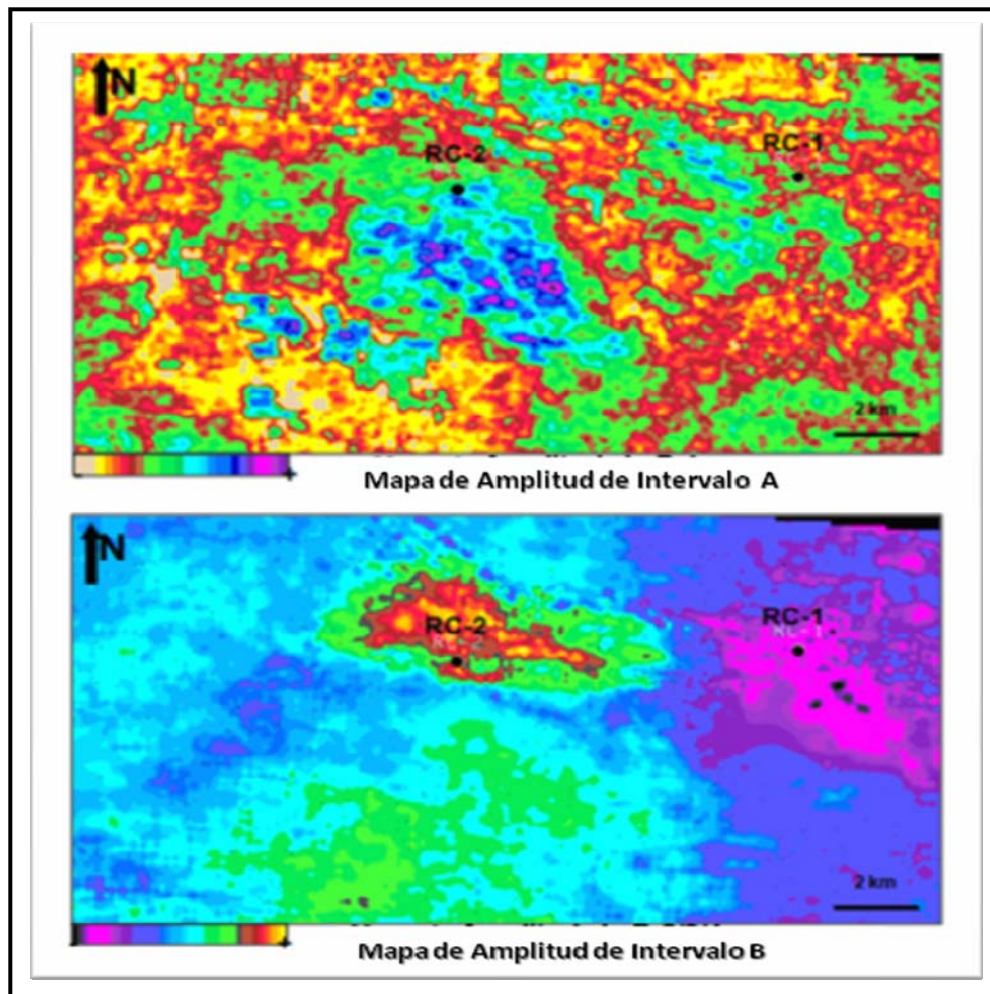


Figura N° 44. Mapas de amplitud de “A” y de “B” Campo Río Caribe.

De la interpretación geofísica en los mapas de amplitud se observan límites muy claros en la anomalía gasífera: al norte el límite corresponde a un cierre estructural debido al sistema de fallas, el límite sur viene asociado a un contacto gas-agua y los límites este-oeste corresponden a la extensión lateral del lóbulo interpretado en los núcleos. El hecho que la anomalía de gas desaparece bruscamente al sur debido a la presencia del contacto gas-agua no significa la desaparición hacia el Sur de la arena. Se nota también en los mapas de amplitud una separación lateral entre las arenas de RC-1 y RC-2 tanto en "A" como en "B". En efecto se observa una barrera de muy baja amplitud interpretada como un área arcillosa entre estas dos zonas. Por consecuencia, las matrices de proporción deben tomar en cuenta esta barrera y reproducir las variaciones laterales de facies.

En la Figura N° 45, se puede observar las Matrices de Proporción de las unidades lito-estratigráficas "A" y "B", así que el resultado geoestadístico de un nivel en particular (1 metro de espesor) y el resultado del espesor acumulado de arena neta (facies 1+2+3).

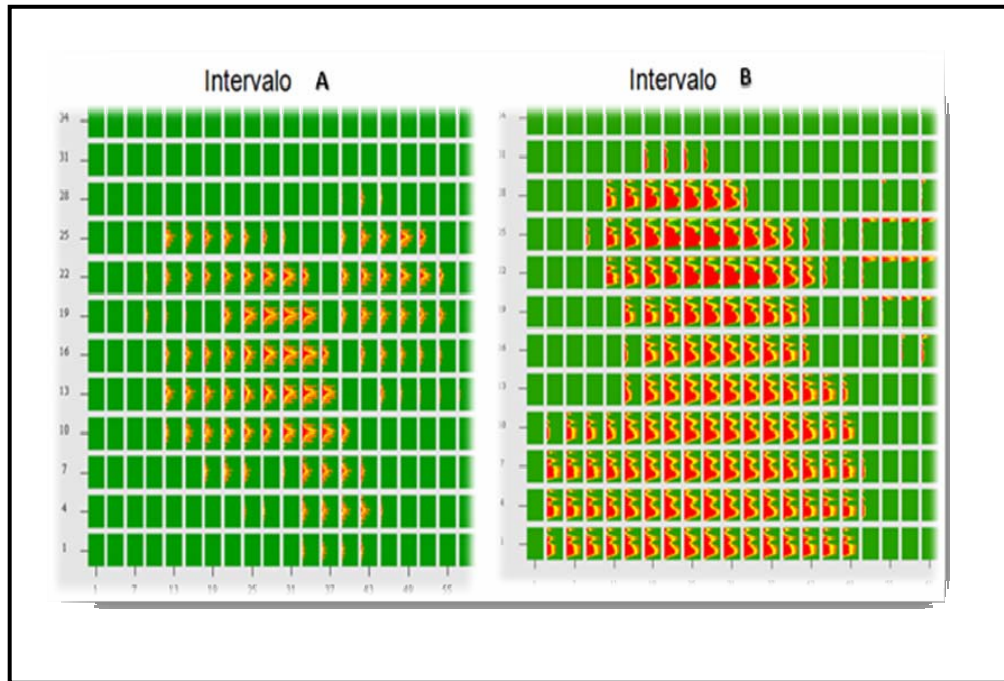


Figura N° 45. Matrices de Proporción de los intervalos “A” y de “B” Campo Río Caribe.

5.3.2 Modelado de Facies y Modelo Petrofísico

Para la construcción de un modelo numérico (*geoestadístico*) de un yacimiento debe obedecer a 2 reglas: primero se construye el modelo de facies y después el modelo de las propiedades petrofísicas, el cual, estará condicionado por el modelo de facies.

Otra regla fundamental para construir un modelo geoestadístico, es lo referente a unidades geológicas consistentes desde el punto de vista sedimentológico. Los

modelos geoestadístico pueden ser divididos en dos grupos: los modelos boléanos o de objetos y los modelos de “pixel”.

En el caso de los yacimientos del Campo Rio Caribe se seleccionó el método “pixel” ya que son fácilmente condicionados a los datos y pueden incorporar información secundaria como por ejemplo, información sísmica. La continuidad espacial de las variables simuladas es controlada por el variograma. Se realizó el modelado geoestadístico de 2 unidades de interés utilizando técnicas plurigaussianas de GeoSim para la simulación de las facies sedimentarias.

El modelo de contactos tiene como función principal el establecimiento de un esquema preferencial para los contactos horizontales y verticales entre las facies mediante una simulación *Plurigaussiana* (*gaussiana 1* y *gaussiana 2*).

El modelo de contacto utilizado permite representar los contactos entre las arcillas y todas las facies arenosas a través de una función gaussiana 1. La función gaussiana 2 regula los contactos entre los distintos tipos de arenas (Figura N° 46) El modelo sedimentario de la zona de estudio se interpreta como lóbulos turbidíticos de fondo de cuenca, con arenas pobremente cementadas, con buen escogimiento, grano muy fino.

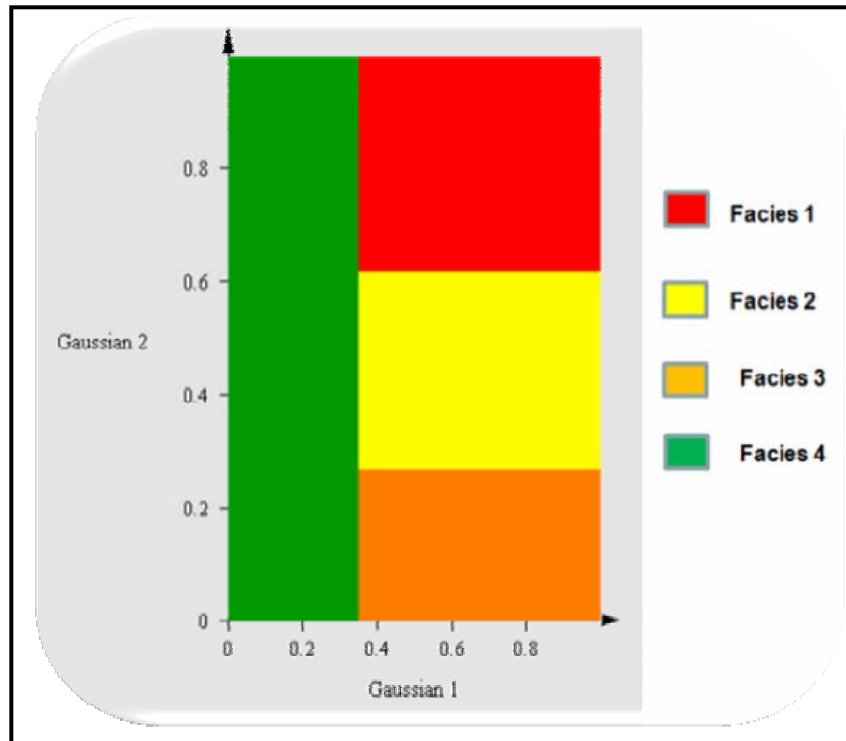


Figura N° 46. Contacto de facies definido para los intervalos “A” y de “B”.

El número de pozo condicionante es muy bajo (2 *pozos*), lo cual no permite hacer un cálculo y análisis de variogramas convencional. Para la interpretación de estos variogramas se debe tener conocimientos geológicos, debido a que los datos de pozos son escasos principalmente para construcción del variograma en la dirección horizontal. Los rangos y anisotropía de los variogramas se han tomado en función de las imágenes de amplitud sísmica y del modelo sedimentológico conceptual.

Una vez simuladas las facies sedimentológicas con una técnica gaussiana asociada al modelo sedimentológico y a la imagen de atributos sísmicos, se atribuyó a cada facies una ley de porosidad y saturación de agua. La porosidad se asignó por

facies según un proceso de tiraje aleatorio sobre la ley de distribución de porosidad deducida de los datos de pozos.

La saturación en agua se asigna por facies por curva $S_w = f(H)$, donde H es la altura sobre el contacto agua – petróleo original. En el caso del gas, la zona de transición está ausente o muy reducida, entonces, se ha atribuido saturaciones de gas constante por facies:

- Facies 1 : S_w 20 %
- Facies 2 : S_w 30 %
- Facies 3 : S_w 45 %
- Facies 4 : S_w 100 %

La determinación de los contactos gas–agua proviene de la integración del análisis petrofísico de los registros, resultados de las pruebas de presión, de la interpretación sísmica y de impedancia. La siguiente tabla resume los contactos previamente determinados (Figura N° 47).

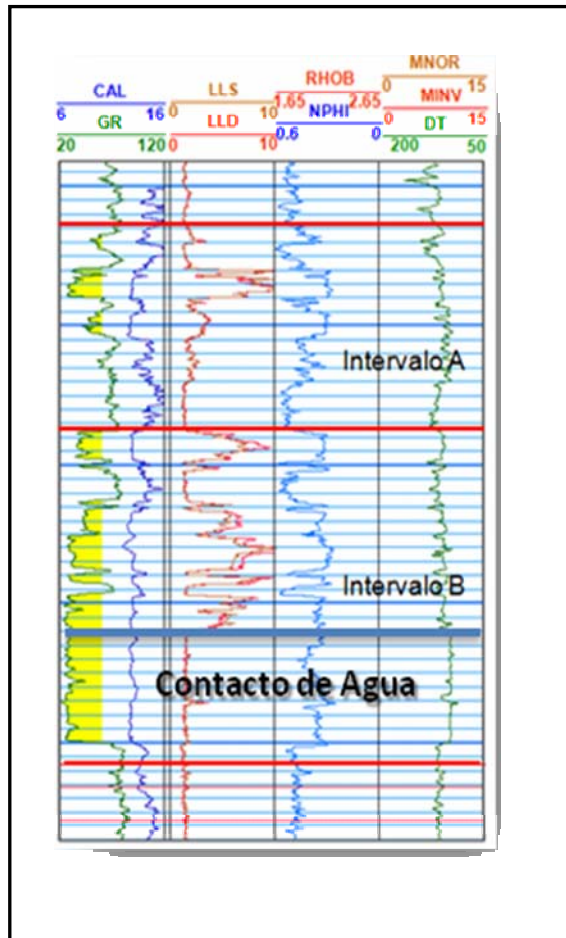


Figura N° 47. Contacto Gas- Agua interpretado en el Pozo RC-2 Campo Río Caribe.

Apoyándose en el contacto interpretado en el pozo RC-2 y la anomalía atribuida al gas así como las pruebas de presión, se interpretó un contacto a -7875' pies para las unidades "A" y "B".

5.3.3 Simulación de Facies

De la aplicación de la estadística y datos honrados, no se puede decir que una realización es mejor que otra. Aún, varias imágenes estocásticas se diferencian una de la otra en posiciones de los datos duros. Estas diferencias proporcionan una medida visual y cuantitativa de incertidumbre sobre las propiedades de la imagen.

Diferentes modelos equiprobables de yacimientos numéricos (realizaciones diferentes) pueden ser construidos, todos honrando los mismos datos duros y suaves. Estos modelos alternativos pueden ser procesados por el mismo simulador de flujo para ceder una distribución de los depósitos; así, la transferencia de incertidumbre del modelo de geológico ha sido alcanzada.

No hay nada de incertidumbre sobre la realidad; esta es nuestra visión de aquella realidad que es incierta. La incertidumbre, no es intrínseca al fenómeno en estudio, no puede ser estimada; más bien es modelada. Todas las medidas de incertidumbre son modelos, todo basado en decisiones algo subjetivas sobre lo que debería ser considerado, incierto o suave y que debería ser considerado incuestionable o dato duro. Mejor es que nosotros creemos un modelo subjetivo de incertidumbre que una ilusión de certeza.

5.3.3.1 Simulaciones Arena “A”

Basado en datos de registros y núcleos, la arena “A” presenta tres (3) intervalos arenosos verticalmente superpuestos de variada calidad de yacimiento, siendo el intervalo medio el de mejor desarrollo de calidad de arena. El ambiente deposicional interpretado en la arena “A”, se basa en la interpretación de las anomalías sísmicas y análisis de núcleo del pozo RC-2. El cuerpo arenoso ubicado al Oeste de la arena es interpretado como un conjunto de lóbulos turbidíticos de alta energía caracterizado por altas amplitudes continuas, mientras que el ubicado al Este como un sistema de baja energía, con amplitudes semi continuas (Figura N° 48).

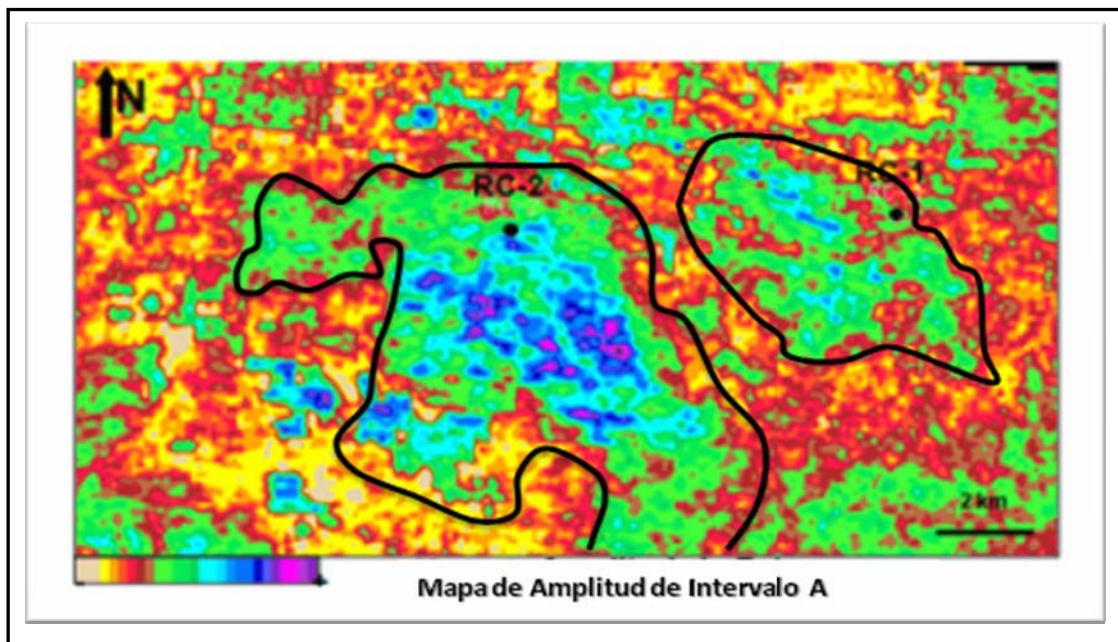


Figura N° 48. Mapas de amplitud de “A” Campo Río Caribe.

La zona de bajas amplitudes ubicada entre los cuerpos arenosos es interpretada como una zona de depósitos de arcilla y limo, pudiendo esta zona poseer intercalaciones muy laminares finas de arena y lutita. Para la unidad P1 se realizaron diez (10) simulaciones geoestadísticas de facies, donde la variación principal fue los variogramas utilizados al generar cada simulación. A partir de las simulaciones en tipos de facies se generaron mapas de Arena. En las Tablas N° 1 se muestran los variogramas utilizados para cada simulación.

Tablas N° 1.- Variogramas utilizados para el intervalo “A” Campo Rió Caribe.

Sensibilidad 1		Sensibilidad 2		Sensibilidad 3		Sensibilidad 4		Sensibilidad 5	
Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp
10000	4000	10000	4000	8000	3000	10000	4000	10000	3000
5000	2500	5000	2500	4000	2000	5000	2500	4000	2000
10	5	10	5	10	5	10	5	10	5
145	45	145	45	115	30	115	30	115	45

Sensibilidad 6		Sensibilidad 7		Sensibilidad 8		Sensibilidad 9		Sensibilidad 10	
Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp
9000	2000	8000	2000	10000	3000	7000	2000	8000	3000
3000	2000	3000	1500	5000	3000	3000	1500	3000	2000
10	5	8	4	10	5	8	4	8	5
115	60	115	60	115	0	115	45	115	45

Donde la simulación óptima para el intervalo “A” fue la simulación 4, la cual tiene como dato principal el variograma “Sensibilidad 4” debido a que representa las principales heterogeneidades de este intervalo arenoso.

De la simulación 4 de facies para la arena “A” se obtuvo un porcentaje de arena arcillosa (Facies 3) de 62 %, para la arena limpia (Facies 2) 21% y para arenas masiva (Facies 1) 17% con de un total de noventa y dos mil cincuenta y ocho (92.058) celdas activas (Figura N° 49).

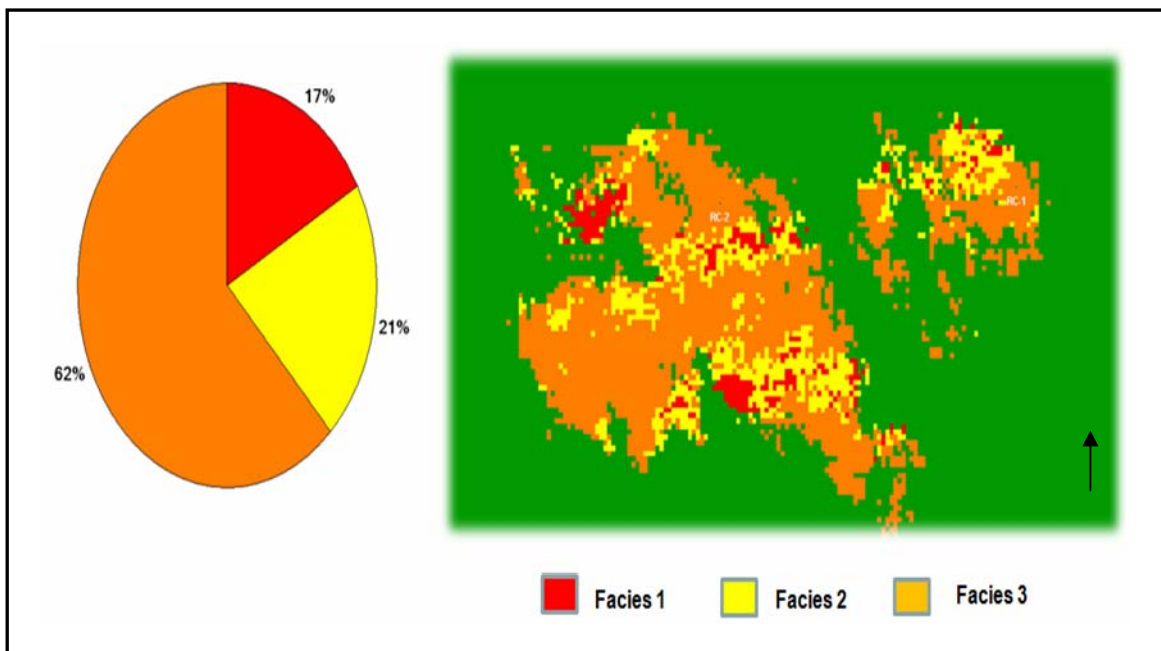


Figura N° 49. Simulación 4 de Facies arena “A” nivel 31 del Campo Río Caribe.

A la simulación 4 de facies, se le realizó su respectivo cálculo de porosidad donde los valores fueron asignados por facies según la data de pozo para la arena “A” y distribuidos por un tiraje aleatorio.

- Facies 1 : Porosidad 0,24 – 0,32 %
- Facies 2 : Porosidad 0,18 – 0,24 %
- Facies 3 : Porosidad 0,06 – 0,18 %
- Facies 4 : Porosidad 0 %

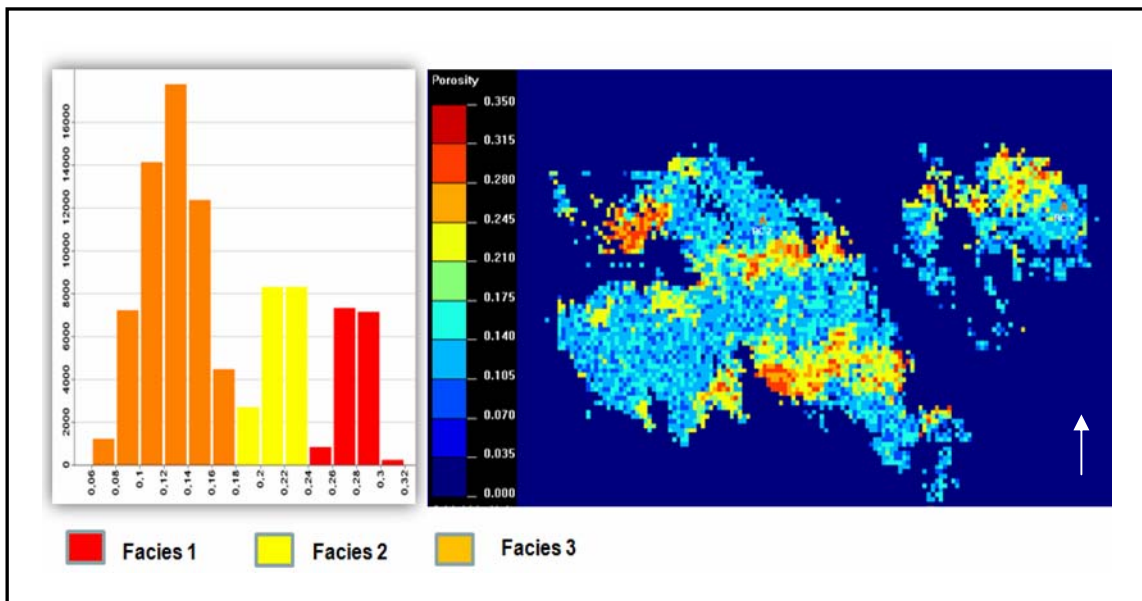


Figura N° 50. Distribución de Porosidad para la Simulación 4 de Facies arena “A” nivel 31 del Campo Río Caribe.

En base a la simulación de facies se genero el mapa de arena neta para el intervalo “A” y con los datos obtenidos se realizo un grafico que permite visualizar de manera grafica la distribución de facies en profundidad (Figura N° 51).

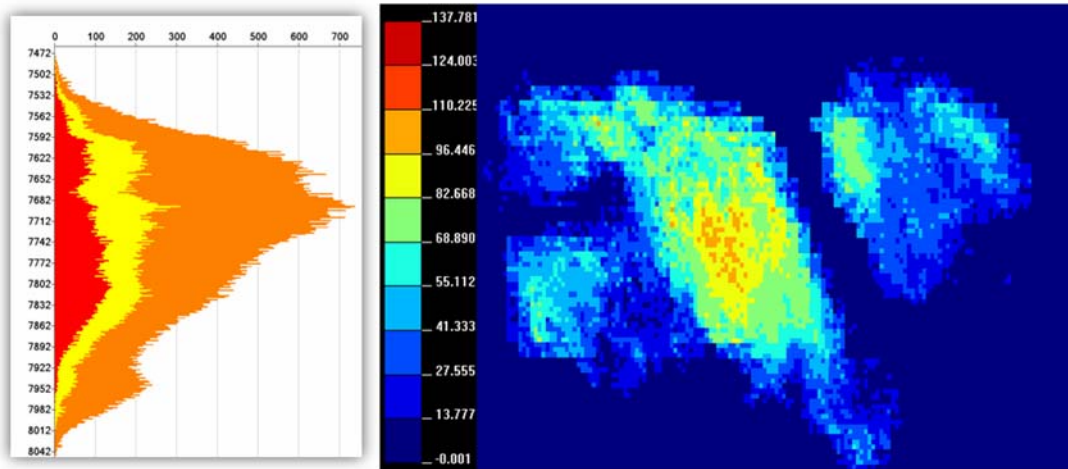


Figura N° 51. Mapa de Arena Neta Simulación 4 de Facies arena “A” del Campo Río Caribe.

V.3.3.2 Simulaciones Arena “B”

Los registros indican un sistema de areniscas grano decrecientes con espesores de arena neta entre 24 y 174 pies. Los núcleos muestran que la arena está predominantemente compuesta por areniscas masivas con pequeñas intercalaciones de lutita, lo cual permite la comunicación entre las mismas.

El yacimiento al Oeste del campo alcanza espesores de arena neta de hasta 174 pies medidos en el pozo RC 2 y soportado por los atributos sísmicos. El intervalo

arenoso más somero de esta secuencia consiste de turbiditas masivas, laminares y paralelas.

Sísmicamente, los cuerpos arcillosos intercalados entre los intervalos arenosos no muestran una imagen distintiva en una gran porción del área de estudio siendo ésta una de las razones de haber sido cartografiadas como una arena simple, espesa, con múltiples ciclos de depositación (Figura N° 52).

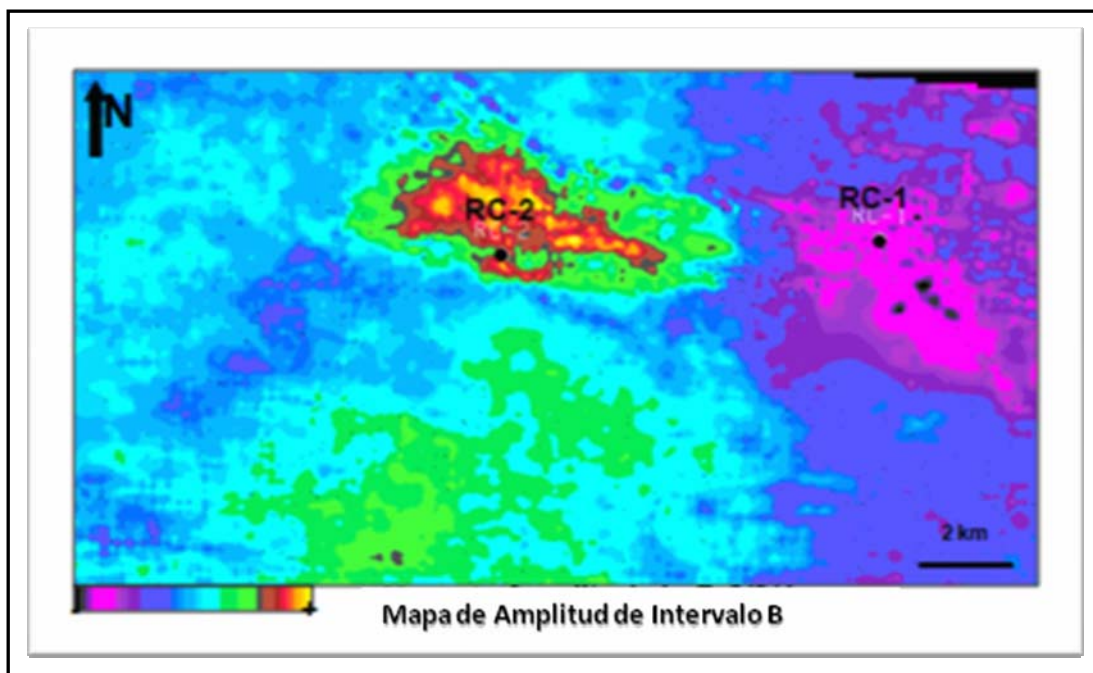


Figura N° 52 Mapa de amplitud de “B” Campo Río Caribe.

Para la unidad “B” se realizaron diez (10) simulaciones geoestadísticas de facies, donde la variación principal fue los variogramas utilizados al generar cada simulación. A partir de las simulaciones en tipos de facies se generaron mapas de

Arena. En las Tablas N° 2 se muestran los variogramas utilizados para cada simulación.

Tablas N° 2.- Variogramas utilizados para el intervalo “B” Campo Río Caribe.

Sensibilidad 1		Sensibilidad 2		Sensibilidad 3		Sensibilidad 4		Sensibilidad 5	
Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp
10000	4000	10000	4000	10000	3000	10000	3000	10000	3000
5000	2500	5000	2500	4000	2000	4000	3000	4000	2000
10	5	10	5	10	5	10	5	10	5
145	0	115	115	115	115	115	0	115	115

Sensibilidad 6		Sensibilidad 7		Sensibilidad 8		Sensibilidad 9		Sensibilidad 10	
Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp	Exp
10000	4000	7000	2000	10000	3000	7000	2000	8000	3000
4000	2500	3000	1500	5000	3000	3000	1500	3000	2000
10	5	10	5	10	5	8	4	8	5
115	115	115	115	115	145	115	115	115	145

Donde la simulación óptima para el intervalo “B” fue la simulación 3, la cual tiene como dato principal el variograma “Sensibilidad 3” debido a que representa las principales heterogeneidades de este intervalo arenoso.

De la simulación 3 de facies para la arena “B” se obtuvo un porcentaje de arena arcillosa (Facies 3) de 18 %, para la arena limpia (Facies 2) 23% y para arenas masiva

(Facies 1) 59% con de un total de cuatrocientos ochenta y siete mil ciento ochenta y ocho (487.188) celdas activas (Figura N° 53).

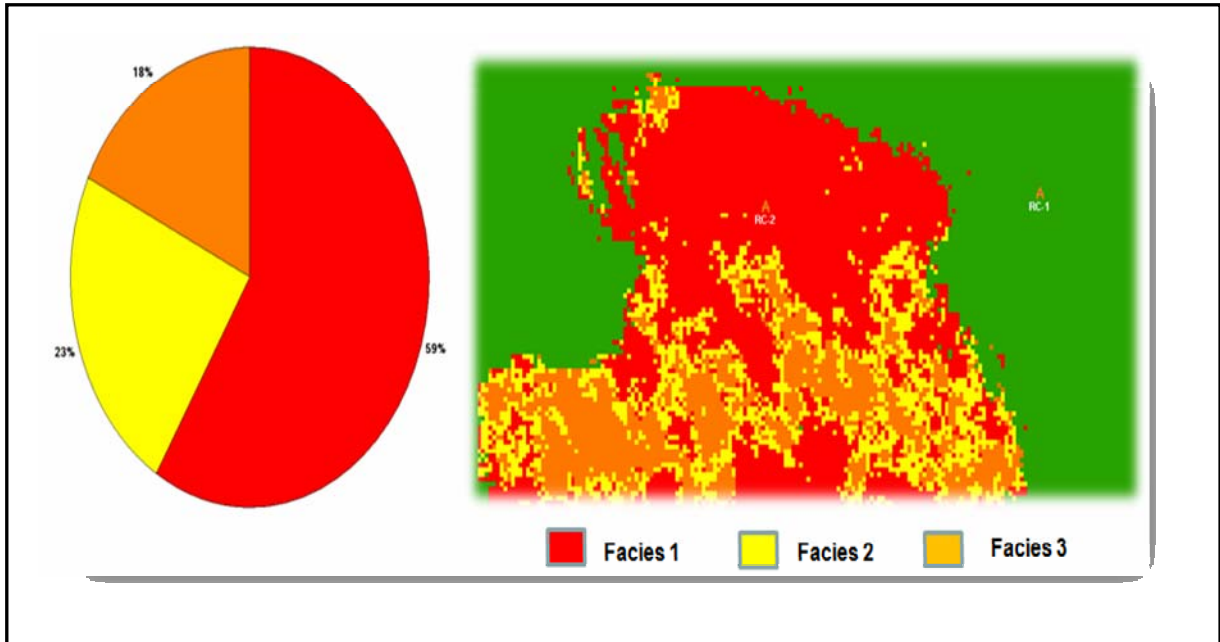


Figura N° 53. Simulación 3 de Facies arena “B” nivel 51 .del Campo Río Caribe.

A la simulación 3 de facies, se le realizo su respectivo cálculo de porosidad donde los valores fueron asignados por facies según la data de pozo para la arena “B” y distribuidos por un tiraje aleatorio.

- Facies 1 : Porosidad 0,24 – 0,32 %
- Facies 2 : Porosidad 0,18 – 0,24 %
- Facies 3 : Porosidad 0,06 – 0,18 %
- Facies 4 : Porosidad 0 %

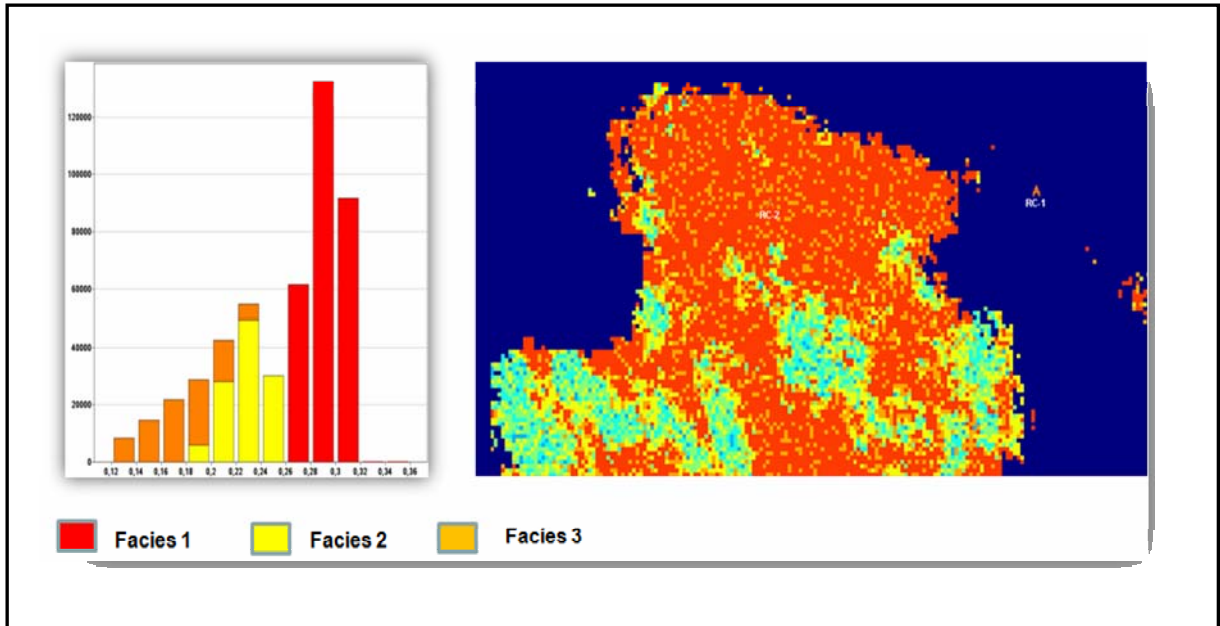


Figura N° 54. Distribución de Porosidad para la Simulación 3 de Facies arena “B” nivel 51 del Campo Río Caribe.

En base a la simulación de facies se genero el mapa de arena neta para el intervalo “B” y con los datos obtenidos se realizo un grafico que permite visualizar de manera grafica la distribución de facies en profundidad (Figura N° 55).

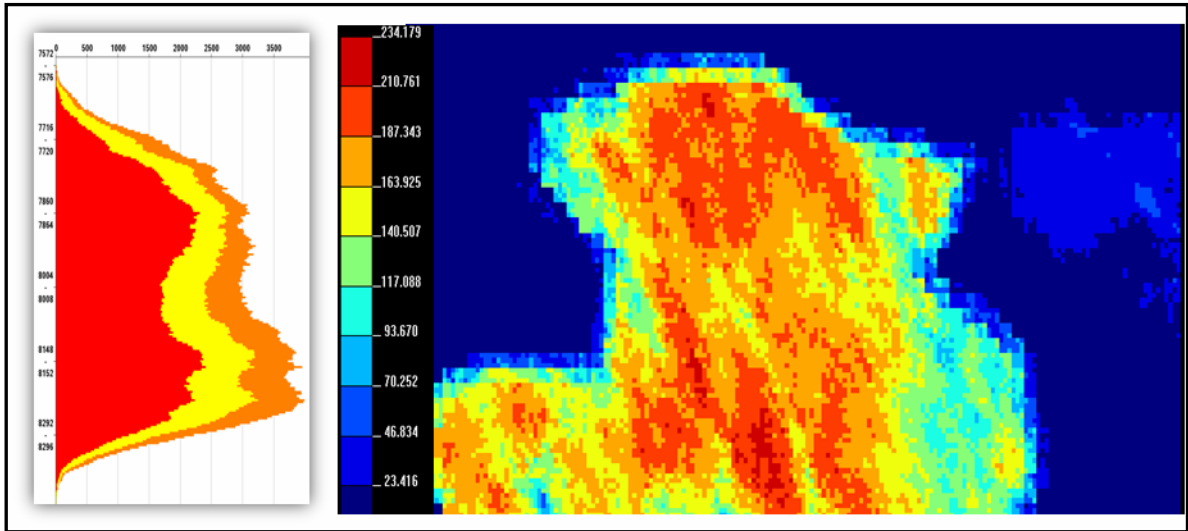


Figura N° 55. Mapa de Arena Neta Simulación 3 de Facies arena “B” del Campo Río Caribe.

5.3.4 Calculo de GOES

La acumulación de los yacimientos del Campo Rio Caribe es bastante sencilla con un contacto probado por pozo y con una estructura monoclinal simple: La trampa gasífera resulta de un cierre estratigráfico. El trabajo con la RML ha podido restituir y sintetizar en un modelo coherente todas esas informaciones disponibles de diferentes tipos (*estructural, litológico y de fluidos*) con la ayuda substancial de la sísmica. El modelo final de Rio Caribe nos proporciona resultados total de GOES 2.3 tcf.

5.3.4.1 Arena “A”

El mapa estructural del tope de la arena “A” señala un monoclinal fallado con buzamiento suave hacia el Sur. Estructuralmente, la arena “A” se encuentra a una profundidad que varía entre 7637 – 7669 pies (md). Este cuerpo posee una dirección Este - Oeste, con su mayor desarrollo de arena hacia el Este en el pozo RC 1. Hacia el Norte, la arena es atravesada por una sucesión de fallas normales de rumbo N0-0 justo en la cresta de la estructura del Campo Río Caribe.

El mapa de amplitud del tope de la arena muestra que la misma puede ser subdividida en un área occidental y una oriental que está separada por un área central de bajas amplitudes. En el área occidental, penetrada por el pozo RC 2, se observan moderadas a altas amplitudes, con una morfología alargada y fallamiento de rumbo noroeste. El área oriental, penetrada por el pozo RC 1, es irregular en sus límites y está caracterizada por amplitudes moderadas y semi-continuas.

Los yacimientos al Este y Oeste del área de estudio contienen el 69.5 % del GOES total del Campo Río Caribe, estos yacimientos están conformados por clásticos finos poco consolidados de ambiente de sedimentación turbidítico. El tope se encuentra a una profundidad promedio de 7668 pies y las características del yacimientos se encuentran en la Tabla N° 3.

Tabla N° 3.- Propiedades del yacimiento

Propiedades del Yacimiento	Valor Promedio	Unidades
°API	54	
Bg	240	PCN/PCY
Porosidad	26	%
Temperatura	195	°F
Presión Inicial	3894	lpc

5.3.4.2 Arena “B”

El mapa estructural del tope de la arena “B” muestra que esta arena ocupa la cresta de la estructura del Campo Río Caribe, y está cortada por numerosas fallas. La falla ubicada más al Norte, de rumbo NO, es una falla importante que atraviesa totalmente a la arena P1 a lo largo de toda su extensión. La unidad “B” se extiende al Sur de las fallas hasta una profundidad de 7875 pbnm, donde el pozo RC- 2 encontró el contacto gas – agua.

El yacimiento en la arena “B” contiene 0.7 Tcf, es decir el 30,4% del GOES total del Campo Río Caribe. El tope se encuentra a una profundidad promedio de 7789 pbnm. El yacimiento limita al Norte, Este y Oeste con un límite de roca y al Sur con un contacto gas - agua a 7875 pbnm.

Tabla N° 4.- Propiedades del yacimiento CUB F RC 1

Propiedades del Yacimiento	Valor Promedio	Unidades
° API	55	
B _g	240	PCN/PCY
Porosidad	28	%
Temperatura	200	°F
Presión Inicial	3906	lpc

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

- La metodología desarrollada en este estudio con la aplicación RML ha permitido restituir y sintetizar en un modelo 3D coherente información disponible de diferentes tipos (estructural, litológico y de fluidos) con la ayuda substancial de la sísmica.
- Se construyó un grid 3D para el Campo Río Caribe que representa una estructura monoclinal suave buzando hacia el Sur (con un ángulo entre 1° y 2°). En la parte Norte, existe un sistema denso de fallas de dirección preferencial NO-SE (50 fallas normales con buzamiento hacia el Norte para la mayoría). Los saltos de estas fallas varían entre 50 y 300 pies.
- En el modelo 3D del Campo Rio Caribe se construyeron 2 unidades lito-estratigráficas: “A” y “B”. El mallado definido fue de tipo cartesianos XY, de tipo proporcional, ya que éste es apropiado cuando los sedimentos depositados no muestran ningún acuñaamiento estratigráfico o no ocurre erosión.
- Se realizo un mallado fino con dos millones cuatrocientos cuarenta y cuatro mil (2.444.000) celdas, con tamaños de celdas de 100 mts x 100 mts arealmente (XY) y la resolución vertical depende del espesor promedio en el yacimiento, con un valor aproximado de 3 pies. La orientación de la malla es en el sentido este – oeste, de acuerdo al sistema preferencial de sedimentación.

- Los datos de pozo que fueron simulados para los yacimientos del Campo Rio Caribe son las facies y porosidad. Se definieron 4 facies sedimentológicas las cuales fueron interpretadas durante la descripción de núcleos del pozo RC 2. Facies 1 arena limpia, Facies 2 arena, Facies 3 arena arcillosa, Facies 4 lutita.
- Para realizar las simulaciones de los yacimientos del Campo Rio Caribe se seleccionó el método “pixel” ya que son fácilmente condicionados a los datos y se utilizo información sísmica. La continuidad espacial de las variables simuladas fue controlada por variograma.
- Se realizó el modelado geoestadístico de 2 unidades de interés utilizando técnicas plurigaussianas de GeoSim para la simulación de las facies sedimentarias. La técnica Plurigaussiana permite según un esquema de control de los contactos entre facies, simular con una sola corrida facies respetando un patrón de depositación. Se realizaron 10 simulaciones para cada unidad.
- Para las simulaciones petrofísicas se atribuyo a cada facies una ley de porosidad y saturación de agua. La porosidad se asigno por facies según un proceso de tiraje aleatorio sobre la ley de distribución de porosidad deducida de los datos de pozos. La saturación en agua se asigna por facies.
- La determinación de los contactos gas-agua proviene de la integración del análisis petrofísico de los registros, resultados de las pruebas de presión, de la interpretación sísmica y de impedancia.

- La simulación óptima para el intervalo “A” fue la simulación 4 y para “B” fue la simulación 3, debido a que representa las principales heterogeneidades de estos intervalos arenosos.
- El modelo final de Rio Caribe nos proporciona resultados total de GOES 2.3 tcf. Un Goes de 1,6 tcf para el intervalo “A” y de 0.7 tcf para el intervalo “B”.

CAPITULO VII

RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar el mallado de los yacimientos del Campo Rio Caribe, orientando las celdas en sentido del tren de fallas principal o en sentido del aporte de sedimentos principal.

- ✓ Realizar el modelaje geoestadístico para los yacimientos del Campo Rio Caribe, utilizando el método de modelaje por objetos.

- ✓ Comparar los cálculos de GOES obtenidos en el modelaje geoestadístico con los calculados volumétricamente para los yacimientos del Campo Rio Caribe.

- ✓ Realizar un mayor número de simulaciones y calcular el GOES por el método probabilístico determinando casos P10, P50 y P90.

BIBLIOGRAFÍA

- Beicip Franlab. RML (Reservoir Modeling Line) Reference Manual, 2004.
- Caers J. (2005). *Petroleum Geostatistics*. Stanford University. Society of Petroleum Engineers. Pages 1-50.
- Caers J. (2006) Introduction to Geostatistics for reservoir characterization: A 3-day short course. Department of Petroleum Engineering. Stanford University, Palo Alto, California.
- Chambers, R. and Yarus, J. (2000). Petroleum geostatistics for nongeostatisticians part 1. *The Leading Edge*, pages 474–479.
- Chambers, R. and Yarus, J. (2000). Petroleum geostatistics for nongeostatisticians part 2. *The Leading Edge*, pages 592–599.
- Castro, M. y Mederos, A. (1984). Estratigrafía de la Cuenca de Carúpano. *Lagoven*. Páginas 100 – 154.
- Deutsh C. (2002). *Geostatistical Reservoir Modeling*. Oxford University Press. Pages 79 -96.

- H. Mata Lima. (2005) Geostatistic in reservoir characterization: From estimation to simulation methods. Estudios Geológicos, Pages 61:135–145.
- J. R. Villa. Simulación de Yacimientos. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2005.
- Petróleos de Venezuela S.A. Estudios de Yacimientos – Distrito Norte. (2002). Construcción Del Modelo Estático 3D Campo Furrial. Páginas 1 -67.
- Petróleos de Venezuela S.A. Estudios de Yacimientos Costa Afuera. (2006). Sometimiento de Reservas del Campo Rio Caribe. Caracas. Páginas 1 -100.
- Petróleos de Venezuela S.A. Estudios de Yacimientos – Distrito Norte (2005). Modelo Estocástico 3d Del Campo El Carito – Mulata Cuenca Oriental De Venezuela. Páginas 1 -77.
- Petróleos de Venezuela S.A. Estudios de Yacimientos Costa Afuera. (2007). Modelo Estático de los Campos Rio Caribe, Mejillones Patao y Dragón del Proyecto Mariscal Sucre. Caracas. Páginas 50 -87.
- Petróleos de Venezuela S.A. Estudios de Yacimientos - Maracaibo. (2007). Campo VLG 367 Modelo Estático. Caracas. Páginas 84-107.

- Petróleos de Venezuela S.A. Estudios de Yacimientos - Oriente. (2008). Modelo Estocástico de las Arenas A y B Miembro Jobo y de las arenas C, D, E y F, Miembro Morichal, Campo Pílon, Faja del Orinoco. Páginas 1 -77.