

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**MODELADO GEOESTADISTICO E IMPLEMENTACIÓN DE
ATRIBUTOS SÍSMICOS EN UN YACIMIENTO DE GAS EN LA
CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Físico. Ramos G., Jackeline E.
Para optar al Título
de Magister en Geofísica

Caracas, 2019

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELADO GEOESTADISTICO E IMPLEMENTACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EN UN YACIMIENTO DE GAS EN LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

TUTOR ACADÉMICO: MSc. Raíza Sueiro

COTUTOR ACADÉMICO: MSc. Lenin González

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Físico. Ramos G., Jackeline Ch
Para optar al Título
de Magister en Geofísica

Caracas, 2019

*Dedicado a mi familia
especialmente a mi mamá
Carmen González, a mi papá
Gerardo Ramos, a mi hermano
Alvaro Javier y a mi prometido
Ayman Maussili*

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por haber brindado la oportunidad de realizar este trabajo mediante las facilidades académicas y logísticas para el óptimo desarrollo de mis estudios. De igual forma porque este espacio académico se convirtió en mi segundo hogar durante estos años y en donde conocí personas muy valiosas.

A la Profesora Raíza Sueiro, por darme la oportunidad de trabajar a su lado y contribuir con mi formación profesional.

Al Profesor Lenin González, por su guía y apoyo durante la realización de este trabajo.

A Gustavo Montenegro por su colaboración en este trabajo.

A mis padres por su preocupación y apoyo en todo este proceso.

A mi novio Ayman, por haber estado siempre a mi lado apoyándome en este proyecto.

A todas las amistades que estuvieron pendiente de mis estudios.

Ramos G., Jackeline Ch

MODELADO GEOESTADÍSTICO E IMPLEMENTACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EN UN YACIMIENTO DE GAS EN LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

Tutor Académico: MSc. Raíza Sueiro.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.
Año 2019,144 p.

Palabras Claves: Facies, Geocelular, Geoestadística, Atributos Sísmicos, Goes.

Resumen. Este trabajo describe un flujograma que permite la caracterización de yacimientos implementando algoritmos geoestadísticos y atributos sísmicos. El área de estudio está ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, en el Distrito de Anaco (estado Anzoátegui) en donde se encuentran acumulaciones de gas en las arenas de edad Oligoceno Tardío–Mioceno Temprano de la Formación Merecure. El área de estudio está cubierta por sísmica 3D y datos de pozo; el objetivo de este trabajo fue integrar y analizar la información disponible para construir un modelo geoestadístico en el intervalo de interés.

La primera fase de este proyecto consistió en la preparación e interpretación de los datos a partir de la correlación de pozos, sismogramas sintéticos, interpretación geofísica y petrofísica. La segunda fase, y muy importante, es la construcción del modelo geoestadístico (modelo geocelular) el cual se llevó a cabo en dos etapas: La primera consistió en el modelado estructural-estratigráfico y la segunda es el modelado de propiedades. Adicionalmente, fueron implementados los atributos sísmicos en todas las fases del proyecto con el interés de utilizar los resultados que podían ayudar en la caracterización.

La Formación Merecure, se dividió en 4 parasecuencias denominadas en esta área como FS2, FS3, FS4 y FS5. Desde el punto de estratigrafía secuencial, estas parasecuencias son separadas por superficies de inundación. A partir de la interpretación de electrofacies y petrofísica se identificaron los siguientes grupos: arenas, arcillas y capas de carbón y los ambientes sedimentarios: Canales, barras y llanuras de inundación.

El modelo geológico 3D se creó a partir del marco estructural teniendo en cuenta correlaciones de pozos e interpretación geofísica. La interpretación estructural- estratigráfica (interpretación geofísica) se realizó en un cubo de amplitud en el cual fueron generados atributos sísmicos convencionales.

Se modelaron las facies de canal basados en el registro de facies calculado a partir del registro de rayos gamma y la descripción de núcleos, estas facies fueron modeladas con el algoritmo Simulación Basada en Objetos, durante este proceso se implementó la técnica de redes neuronales. Con respecto al modelado petrofísico se utilizaron los registros de pozos escalados, los cuales fueron analizados en términos geoestadísticos con el fin de comprender

el modelo espacial; las propiedades petrofísicas (porosidad efectiva y el volumen de arcilla) fueron modeladas con el algoritmo Simulación Secuencial Gaussiana.

Finalmente, a partir del modelo geocelular, se calculó el volumen de gas en la zona estudiada para las facies con condiciones de reservorio cuyos parámetros de corte petrofísico definidos para la porosidad fue del 6% y para el volumen de arcilla de 42%. El valor del GOES calculado para el intervalo de la Formación Merecure en el área de estudio es de 67608×10^6 MSCF.

INDICE GENERAL

Contenido

1	INTRODUCCION.....	14
2	CAPITULO I.....	16
2.1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
2.2	OBJETIVOS	16
2.2.1	Objetivo general	16
2.2.2	Objetivos específicos.....	16
2.3	JUSTIFICACIÓN	17
3	CAPITULO II.....	18
3.1	UBICACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO	18
3.2	MARCO GEOLÓGICO	19
3.2.1	Cuenca Oriental	19
3.2.2	Marco tectónico	20
3.2.3	Marco estratigráfico.....	22
3.2.4	Sistema petrolífero de la sub cuenca de Maturín.....	25
4	CAPITULO III	27
4.1	Caracterización de yacimientos	27
4.2	Facies	27
4.2.1	Electrofacies	27
4.3	Geoestadística	29
4.3.1	Geoestadística en la industria petrolera	30
4.3.2	Elementos básicos de la Geoestadística.....	30
4.3.3	Técnica de modelado de propiedades	39
4.3.4	Modelado Geoestadístico	41
4.3.5	Atributos sísmicos	42
5	CAPITULO IV	45
5.1	Preparación de datos	46
5.1.1	Interpretación estratigráfica.....	46
5.1.2	Interpretación Geofísica	56
5.1.3	Interpretación Petrofísica.....	62
5.2	Generación del modelo geocelular.....	82

5.2.1	Modelado estructural-estratigráfico.....	82
5.2.2	Modelado de propiedades.....	85
6	CAPITULO V	104
6.1	Atributos sísmicos.....	104
6.1.1	Análisis de atributos sísmicos	104
6.2	Interpretación estratigráfica	107
6.2.1	Correlación de pozos dentro del área de estudio	107
6.2.2	Sismogramas sintéticos	109
6.3	Interpretación geofísica.....	110
6.3.1	Interpretación de la Formación Merecure	110
6.3.2	Mapas en profundidad	112
6.4	Interpretación petrofísica	115
6.4.1	Calculo de curvas petrofísicas	115
6.4.2	Interpretacion de electrofacies.....	116
6.5	Modelado estructural-estratigráfico.....	118
6.5.1	Modelado Geoestadístico	118
6.5.2	Modelado estructural	119
6.6	Modelado de propiedades	120
6.6.1	Modelado de facies.....	120
6.6.2	Modelado de propiedades petrofísicas	128
6.7	Calculo volumétrico.....	134
7	CONCLUSIONES.....	137
8	RECOMENDACIONES	139
9	BIBLIOGRAFIA	140

LISTA DE FIGURAS

3.1.Ubicación del área de estudio. Tomado de (Yoris et al 1997)	18
3.2.Cuencas petrolíferas de Venezuela basado en la distribución sedimentaria.	19
3.3.Sección estructural de la Subcuenca de Maturín.(Tomado y modificado de Parnaud et al.,1995).....	21
3.4.Corte geológico conceptual NO-SE, que muestra la morfología de la subcuenca deMaturín.	22
3.5.Columna estratigráfica del oriente de Venezuela (Tomado y modificado de Di Croce et al.1999).....	23
3.6.Configuración de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Oligoceno-Mioceno.....	24
3.7.Tabla de eventos para el sistema petrolero Guayuta-Oficina.....	25
3.8.Cocina de hidrocarburos Subcuenca de Maturín.....	26
4.1. Patrones de electrofacies en curvas de rayos gamma (Modificado de Walker, 1992) ..	28
4.2. Gráfico de correlación de variables. (Tomado de Márquez, 2013).....	32
4.3. Representación del variograma. (Tomado de Márquez, 2013)	33
4.4.Modelo tipo lineal. (Tomado de Márquez, 2013).....	34
4.5. Modelo tipo potencia. (Tomado de Márquez, 2013).....	34
4.6. Modelo efecto pepita. (Tomado de Márquez, 2013)	35
4.7. Modelo de variograma esferico. (Tomado de Márquez, 2013).....	35
4.8. Modelo de variograma exponencial. (Tomado de Márquez, 2013)	36
4.9. Modelo de variograma gaussiano. (Tomado de Márquez, 2013).....	36
4.10. Simulación secuencial gaussiana (SGS). (Tomado y modificado de Petrel,2005).	39
4.11. Diagrama de la asignación de facies en el método truncado.....	40
4.12. Método de ordenamiento de clases de la simulación Truncada gaussiana.....	41
4.13. Clasificación de los atributos sísmicos según Brown (1994).....	44
5.1. Flujograma del Modelado de Yacimientos.....	45
5.2. Mapa base de ubicación relativa de los pozos y la sísmica.	46
5.3. Mapa de identificación de los perfiles definidos	47
5.4.Sección NE-SO, correlación de marcadores estratigráficos que definen	48
5.5.Sección NO-SE Sección NE-SO, correlación de marcadores estratigráficos que definen	49
5.6.Sección NE-SO evidenciando la correlación de marcadores estratigráficos.....	51
5.7.Sección NE-SO evidenciando la correlación de marcadores estratigráficos.....	52
5.8.Sismograma sintético para el pozo P8 con la ondícula W8 extraída de la sísmica en el intervalo de interés.....	53
5.9.Sismograma sintético para el pozo P5 con la ondícula W5 extraída de la sísmica en el intervalo de interés.....	53
5.10.Sismograma sintético para el pozo P8 con la ondícula W8 extraída de la Sísmica en el intervalo de interés.....	54
5.11.Sismograma sintético para el pozo P5 con la ondícula W5 extraída de la sísmica en el intervalo de interés.....	54

5.12.Representación de la frecuencia dominante para W5.....	55
5.13.Inline 2650 del atributo de impedancia acústica.	57
5.14.Inline 2650 y corte en tiempo 2540 ms del atributo de varianza.....	58
5.15.Inline 2650 interpretada observando las 3 fases de la evolución tectónica	58
5.16.Xline 360 interpretada observando las 3 fases de la evolución tectónica	59
5.17.Principio básico de la conversión a profundidad.....	60
5.18.Mapa en tiempo al tope de la Formación Merecure	61
5.19.Mapa en tiempo al tope de la Formación San Juan.	61
5.20.Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies canal fluvial	63
5.21.Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies	64
5.22. Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies abanico.....	65
5.23. Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies canales de marea	66
5.24.Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies	67
5.25.Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies	68
5.26.Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies	68
5.27.Flujogramas para interpretación ambientes sedimentarios.....	70
5.28.. Sección NE-SO mostrando el registro discreto de facies por redes neuronales.	70
5.29.Pozo P8 evidenciando el registro discreto de facies genéticas.	71
5.30.Sección NE-SO mostrando la interpretación de electrofacies.....	72
5.31.Sección NO-SE mostrando la interpretación de electrofacies.....	73
5.32.Pozo P2 con las respectivas curvas de volumen de arcilla y porosidad efectivas	75
5.33. Histograma de frecuencia acumulada para el volumen de arcilla	76
5.34. Histograma de frecuencia acumulada para la porosidad efectiva.....	76
5.35.Algoritmo de facies reservorio	77
5.36.Sección NE-SO evidenciando facies reservorio	78
5.37.Sección NO-SE evidenciando facies reservorio.....	79
5.38.Sección NE-SO evidenciando facies final.....	80
5.39.Sección NO-SE evidenciando facies final.....	81
5.40.Vista 3D de las fallas antes y después	82
5.41.Esqueleto del mallado con los pozos en el área del yacimiento.....	83
5.42.Horizontes a la tope de las unidades estratigráficas.....	83
5.43.Zonas a la tope de las unidades estratigráficas	84
5.44. Malla tipo proporcional.....	84
5.45.Procedimiento para construir capas dentro del mallado	85
5.46.Comparación del registro de facies original y el escalado en el pozo P6.....	87
5.47. Registro de porosidad condicionado a las	87
5.48.Comparación del registro de porosidad efectiva y el	88
5.49.Histogramas con distribución de espesores para cada zona	89
5.50.Curva de Proporción de facies.....	89
5.51.Mapas de tendencia de espesor de arena neta total en arena FS2.....	90
5.52.Mapas de tendencia de espesor de arena neta total en arena FS3.....	91

5.53.Mapas de tendencia de espesor de arena neta total en arena FS4.....	91
5.54.Mapas de tendencia de espesor de arena neta total en arena FS5.....	92
5.55. Mapas de tendencia de espesor de arena neta total en arena T-MER.....	92
5.56.Mapas de variograma para la porosidad.....	93
5.57.Determinación de relación espesor/ancho tomado de Montenegro 2013.....	94
5.58.Metodología para la simulación de la porosidad efectiva mediante SGS.....	96
5.59.Mapa de amplitud RMS al tope de la Formación Merecure (ventana de 5ms).....	97
5.60.Mapa de Varianza al tope de la Formación Merecure (ventana de 15ms).....	98
5.61.Parámetros del atributo Isofrecuencias tomado de.....	99
5.62.Atributo de isofrecuencias, corte en tiempo 2200ms con una.....	100
5.63.Atributo de inversión genética, corte en tiempo 2200ms.....	101
5.64.Atributo de inversión genética, corte en tiempo 2200ms.....	101
5.65.Flujo de trabajo para evidenciar elementos estratigráficos.....	102
5.66.Corte en tiempo -2250 S en el intervalo de la Formación Merecure.....	102
6.1.Mapa del atributo de varianza del tope de la Formación Merecure.....	105
6.2.Mapa del atributo de varianza del tope de la Formación Merecure.....	105
6.3.Sección sísmica del cubo impedancia acústica relativa señalando el intervalo.....	106
6.4.Sección sísmica del cubo RMS de la Formación Merecure.....	106
6.5.Sección NE-SO evidenciando la interpretación de electrofacies.....	108
6.6.Sección NO-SE evidenciando la interpretación de electrofacies. Datum T Mer.....	108
6.7.Calibración de del registro sísmico usando de las velocidades interválicas de los Check Shots.....	109
6.8.Sismograma sintético para el pozo P5 con la ondícula W5 extraída de la sísmica en el intervalo de interés.....	110
6.9.Ubicación de los horizontes sísmicos interpretados en sísmica.....	111
6.10. Ubicación del horizonte de la arena FS3 identificado mediante la ayuda del atributo Sísmico.....	111
6.11.Mapa en profundidad al tope de la Formación Merecure.....	112
6.12.Mapa en profundidad al tope de la Formación San Juan.....	113
6.13.Mapa en profundidad al tope de la arenaFS3.....	114
6.14.Mapa en profundidad al tope de la arenaFS2.....	114
6.15.Perfil NO-SE con la evaluación petrofísica (volumen de arcilla y porosidad efectiva).....	115
6.16.Perfil NE-SO con la evaluación petrofísica (volumen de arcilla y porosidad efectiva).....	115
6.17.Evaluación petrofísica (porosidad efectiva y volumen de arcilla).....	116
6.18. Sección estratigráfica, en dirección Noreste-Suroeste con las respectivas facies interpretadas.....	117
6.19.Sección estratigráfica, en dirección Noroeste-Sureste con las respectivas facies interpretadas.....	118
6.20.Malla tridimensional subdividida en capas y número.....	119
6.21.Malla estratigráfica obtenida mostrando las 5 zonas correspondientes a las unidades definidas.....	120

6.22.Malla estratigráfica obtenida mostrando las 5 zonas correspondientes a las unidades definidas.	120
6.23 Modelo sedimentológico de la Formación Merecure. a) Upper Merecure b) Lower Merecure.....	121
6.24.Simulación correspondiente a la primera realización en el intervalo Formación Merecure, histograma de proporción de facies y su respectiva estadística	122
6.25.Simulación correspondiente a la segunda realización en el intervalo Formación Merecure, histograma	122
6.26.Simulación correspondiente a cuarta realización en el intervalo Formación Merecure, histograma de proporción	123
6.27.Histogramas de proporción de facies de arenaFS2 y su correspondiente simulación capa número20	123
6.28.Histogramas de proporción de facies de arenaFS3 y su correspondiente simulación capa número 15	124
6.29.Histogramas de proporción de facies de arenaFS4 y su correspondiente simulación capa número 10.....	124
6.30.Histogramas de proporción de facies de arenaFS5 y su correspondiente simulación capa número 5	125
6.31.Histogramas de proporción de facies de arena T-Mer y su correspondiente simulación capa número 1	125
6.31a. Sección estratigráfica en dirección Este-Oeste a través de cubo con la distribución	127
6.31b. Sección estratigráfica en dirección Norte-Sur a través de cubo con la distribución	127
6.32.Simulación de la porosidad efectiva en el intervalo arenaFS2 capa número 20	128
6.33.Simulación de la porosidad efectiva en el intervalo arenaFS3 capa número 15	129
6.34.Simulación de la porosidad efectiva en el intervalo arenaFS4 capa número 10	129
6.35.Simulación de la porosidad efectiva en el intervalo arenaFS5 capa número 5	130
6.36.Simulación de la porosidad efectiva en el intervalo arenaT-MER capa número 1	130
6.37.Simulación del net o gross en el intervalo arenaFS2 capa número 20.	131
6.38.Simulación del net o gross en el intervalo arenaFS3 capa número 15.	132
6.39.Simulación del net to gross en el intervalo arenaFS5 capa número 5	133
6.40.Simulación del net to gross en el intervalo arenaT-Mer capa número 1	133
6.41. Correlación del pozo P2 con el atributo sísmico que resalta áreas.....	135
6.42 Correlacion del pozo P2 y P3 con el atributos sísmico que resalta áreas.....	136
6.43.Correlacion del pozo P6 con el atributos sísmico que resalta áreas	136

LISTA DE TABLAS

Tabla 5.1. Información de registro de pozos	45
Tabla 5.2Parámetros de corte para la Formacion Merecure.....	77
Tabla 5.3Parámetros de los canales modelados.....	95
Tabla 6.1Valores del GOES para cada uno de los intervalos.....	135

1 INTRODUCCION

En los últimos años el consumo mundial de gas natural ha experimentado un aumento de aproximadamente 7.4%, este ha sido el incremento más rápido desde 1984 en lo que concierne al crecimiento interanual de consumo de gas y se atribuye a que el gas natural genera menor impacto ambiental con su combustión (Caro *et al.*, 2009). Debido a esto, la industria petrolera ha generado campañas exhaustivas para desarrollar nuevas técnicas de exploración, explotación y extracción, en busca de incrementar tanto las reservas mundiales, como la producción de gas natural. Se estima que una gran cantidad de este hidrocarburo queda aún sin descubrir (BP Amoco, Statistical Review of world Energy, 2005). Las zonas productoras de gas en Venezuela se pueden dividir en dos regiones: región occidental y región oriental. La región oriental es dependiente de los yacimientos de gas de Anaco y San Tomé, además es donde se encuentra la mayor acumulación de reservas de gas en la actualidad. Sin embargo, se estima que en un futuro la producción del país podría ser soportada por la producción de Cuencas *offshore* como las de Mariscal Sucre, la Plataforma Deltana y otros yacimientos de menor magnitud. La región occidental es abastecida por la Cuenca de Maracaibo y en un futuro cercano será abastecida por Cuencas *offshore* como la de Cardón IV (Lárez *et al.*, 2012).

Las metodologías para la caracterización de yacimientos están enfocadas en la integración de todos los datos disponibles y confiables en modelos geoestadísticos (geocelulares), con el fin de predecir el comportamiento del yacimiento y optimizar los esquemas de agotamiento de los yacimientos (Gilbert *et al.*, 2004).

El modelado de yacimiento es la realización de un concepto geológico que honra todos los valores relevantes. Teniendo en cuenta que estos datos provienen de diferentes fuentes y disciplina; y con diferentes grados de confiabilidad e información relacionada que puede variar en diferentes órdenes de magnitud (Michelena *et al.*, 2009).

Gilbert *et al.*, (2004) han aplicado un flujo de trabajo para la generación de un modelo geocelular integrando varios tipos de datos: geológicos, geofísicos, petrofísicos y de pozos, con sus respectivas escalas, a un yacimiento fluvial (siliciclástico), de edad terciaria. El flujo de trabajo utilizado por este autor se enfocó en integrar adecuadamente los datos de pozo y los datos de sísmicos que se encuentran a diferentes escalas utilizando PCA (Principal Component Analysis), Clustering y Simulación Multi-punto.

Chowdhury *et al.*, (2008) generaron un modelo estocástico implementando trazado de mapas de campo, mapas sísmicos, imágenes satelitales y datos de pozo, en un campo de gas ubicado en el Golfo de Khambhat en India Occidental; adicionalmente generaron curvas de probabilidad acumulada que constituyeron los datos de entrada para el modelado estocástico.

Construir un modelo geoestadístico o geocelular de un yacimiento requiere de la implementación de un flujo de trabajo, el cual debe ser desarrollado en función de las características del mismo. Esto permitirá obtener un modelo mucho más certero con respecto a la implementación de un flujo de trabajo ya elaborado. A estos modelos se les denomina Geocelulares, ya que se basan en el principio de determinar un mallado, el cual consta de un número de celdas; el tamaño y la orientación de estas celdas es importante dado que este mallado geocelular permite generar un modelo óptimo en cuanto a términos de bytes/celdas se refiere. Por ende, es necesario definir todas estas variables en función del yacimiento en estudio y de esta forma poder seleccionar el algoritmo indicado para el modelado de la malla geocelular (Montenegro, G., 2013).

Actualmente, son implementadas técnicas de atributos sísmicos que permiten determinar de forma indirecta las propiedades de una roca y de su comportamiento areal en el modelado de un reservorio. Dentro de las numerosas técnicas que han sido desarrolladas con el fin de mejorar la integración de datos sísmicos y datos de pozo, se encuentra la geoestadística; esta permite tener un control sobre la incertidumbre debido a la incorporación de información espacial sin dejar a un lado los datos de pozos.

El área de estudio está ubicada en la zona centro-este de Venezuela. Se cuenta con información sísmica (cubo 3D de 242 km²), registros petrofísicos correspondientes a 8 pozos e información de núcleos.

El presente proyecto de investigación propone caracterizar un yacimiento de gas en rocas siliciclásticas de edad Oligoceno Tardío – Mioceno-Temprano, mediante la aplicación de una metodología basado en la interpretación sísmica del cubo, análisis de electrofacies a partir registros petrofísicos y descripción de núcleos-, hasta la creación de un modelo geoestadístico (geocelular), implementando técnicas geoestadísticas y atributos sísmicos.

2 CAPITULO I

FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN

2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La industria petrolera ha generado campañas exhaustivas para desarrollar nuevas técnicas de exploración, explotación y extracción, en busca de incrementar tanto las reservas mundiales como la producción de gas natural. Se estima que una gran cantidad de este hidrocarburo queda aún sin descubrir (BP Amoco, Statistical Review of world Energy, 2005). Este estudio se enfoca en la Cuenca Oriental de Venezuela que es la segunda cuenca sedimentaria con mayor potencial de hidrocarburos en Venezuela. Actualmente el Distrito de Anaco es considerado el centro gasífero del país. Las necesidades a nivel global de demanda de energía obligan a que sean realizados estudios de manera exhaustiva y con el menor grado de incertidumbre.

El problema principal en el presente estudio se plantea de la siguiente manera:

¿Cómo integrar datos sísmicos y escenarios geológicos en el modelo de un yacimiento?

¿Cómo cuantificar la incertidumbre cuando se utiliza información geológica en la generación de un modelo?

2.2 OBJETIVOS

2.2.1 Objetivo general

Generar un modelo geocelular integrando datos geológicos, geofísicos y petrofísicos, usando atributos sísmicos y algoritmos geoestadísticos en un yacimiento de gas.

2.2.2 Objetivos específicos

1. Realizar la interpretación estructural-estratigráfica del cubo sísmico en el área de estudio.
2. Elaborar el modelo estructural del yacimiento mediante la correlación de pozos y sísmica 3D.
3. Aplicar herramientas geoestadísticas con el fin de realizar la descripción cuantitativa de las variaciones de las propiedades en estudio.
4. Generar el modelado de propiedades: facies y petrofísicas, usando algoritmos geoestadísticos.
5. Analizar atributos sísmicos convencionales y no convencionales.

2.3 JUSTIFICACIÓN

En la actualidad han sido desarrolladas diferentes técnicas y metodologías que permiten mejorar la integración de datos sísmicos y datos de pozo, lo cual ayudaría de manera significativa las técnicas de modelado de yacimientos.

Realizar el modelado de un yacimiento es un proceso que tiende a tener valores de incertidumbre muy altos debido a los escasos de datos, la heterogeneidad en la geología del subsuelo y metodología implementada. Dada la complejidad que representa este problema, debido a que las incertidumbres en cada modelo tienen comportamientos diferentes es necesario evaluar en función de cada modelo. En este sentido, el desarrollo de una metodología que permita la integración de datos sísmicos, de pozos y núcleo con el objetivo de reproducir modelos de yacimientos siliciclásticos, puede redundar en beneficios en esta área de estudio.

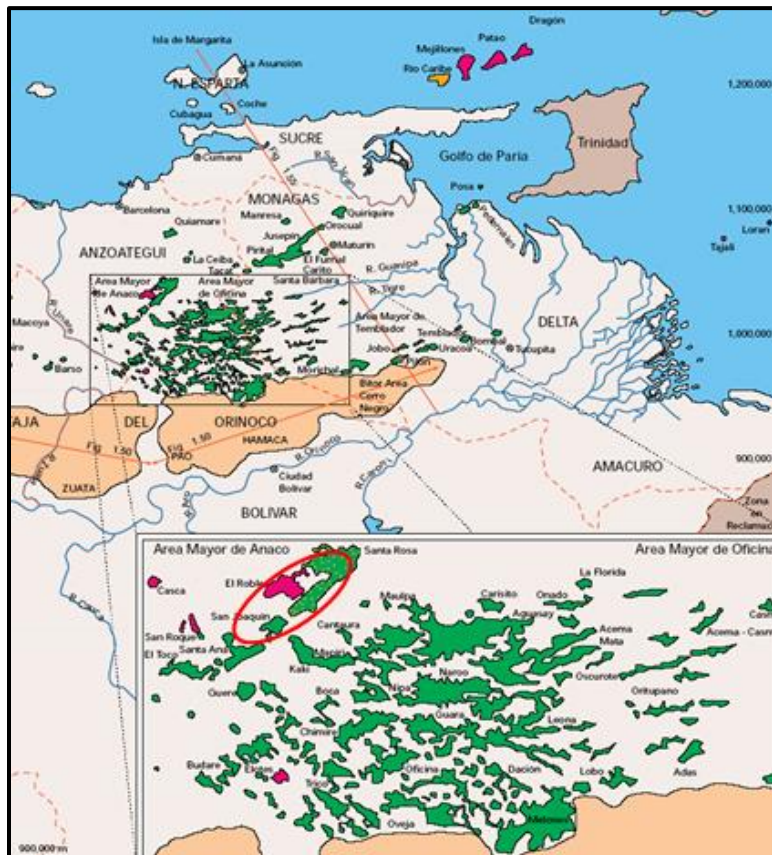
Asimismo, desde un punto de vista práctico, el desarrollo de una metodología para generar modelos geocelulares en yacimientos siliciclásticos, puede crear una brecha para que otros investigadores continúen realizando aportes al conocimiento.

3 CAPITULO II

UBICACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO Y MARCO GEOLÓGICO

3.1 UBICACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO

El área de estudio se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Sub-cuenca de Maturín. El yacimiento a estudiar es de edad Oligoceno Tardío–Mioceno Temprano, formado por ambientes de sedimentación fluviales a transicionales (Funkhauser., *et al.*,1948). La ubicación relativa de la zona se encuentra en el mapa correspondiente al área de estudio (figura 3.1).



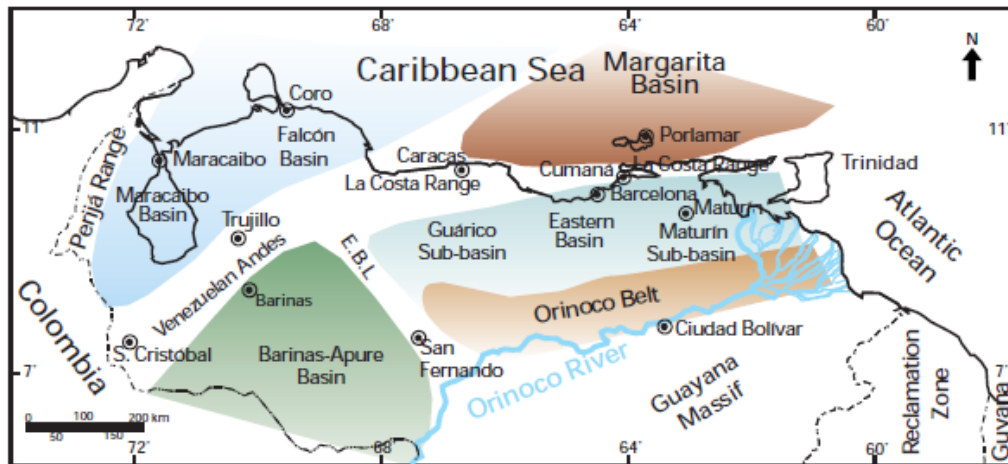
3.1. Ubicación del área de estudio. Tomado de (Yoris et al 1997)

El área del levantamiento sísmico, está ubicado sobre la Sub-cuenca de Maturín, en la ciudad de Anaco, estado Anzoátegui (Figura 3.1) y su extensión es de aproximadamente 242 km^2 .

3.2 MARCO GEOLÓGICO

3.2.1 Cuenca Oriental

La Cuenca Oriental de Venezuela, es una depresión topográfica y estructural situada en la zona centro-este del país, entre las coordenadas 8° y 11° latitud norte y 61° y 66° de longitud oeste; se halla limitada al sur por el río Orinoco, al oeste por el Arco del Baúl, al norte por la Serranía del interior Central y Oriental, al este por la plataforma deltana (González de Juana *et al.*, 1980) (ver la figura 3.2).



3.2. Cuencas petrolíferas de Venezuela basado en la distribución sedimentaria.
(Tomado de Yoris F y Ostos, 1997)

La topografía está caracterizada por extensas llanuras y una zona de mesas en los estados Anzoátegui y Monagas, tiene una longitud aproximada de 800 km. En sentido este-oeste y un ancho promedio de 200 km en sentido norte-sur y un área total de 164.000 km². La Cuenca Oriental de Venezuela se divide en dos subcuencas: la Subcuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín, las cuales están separadas por el Arco de Úrica (González de Juana *et al.*, 1980).

Sus sedimentos son de edad paleozoica, cretácica y terciarias, alcanzando una profundidad superior a 2000', entre las cadenas montañosas terciarias ubicadas al norte y Escudo de Guayana emplazado al sur. Dentro del contexto geológico de la Cuenca Oriental de Venezuela, se tiene a la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual está considerada la más grande acumulación de hidrocarburos en el mundo.

Se ha obtenido producción de petróleo en ambos flancos de la cuenca, bajo condiciones estructurales y estratigráficas diferentes (González de Juana *et al.* 1980). Por esta razón se ha

dividido en dos subcuencas: La Subcuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín; ambas están separadas por estructuras complejas asociadas con el sistema de fallas de Anaco. (Di Croce *et al.*,1999).

Avendaño y Cáceres (2002) indican que dicha depresión es asimétrica, con su flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte que muestra mayores evidencias de procesos tectónicos causados por la evolución dinámica observándose principalmente pliegues, fallas y sobre corrimientos. Estas diferencias estructurales son las que permiten dividir la Cuenca Oriental en dos subcuencas (Guárico y Maturín).

Según González de Juana, el flanco Norte de la subcuenca de Maturín presenta acuñamientos de la Formación La Pica, asociados con fallas de grandes desplazamientos y diapiros de barro. El flanco sur contiene yacimientos múltiples en las formaciones Oficina y Merecure del Oligo-Mioceno, en domos cortados por fallas inversas y cierres con fallas hacia el extremo sur de la Cuenca en la Faja del Orinoco.

3.2.2 Marco tectónico

3.2.2.1 Tectónica regional

La zona norte de la Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra fuertemente fallada, plegada y deformada dentro de un marco tectónico compresivo relacionado a la colisión de la Placa Caribe con el borde norte de la Placa de Suramérica, a partir del Oligoceno Tardío hasta el Mioceno Tardío, cuando ocurre la reactivación de todos los elementos estructurales preexistentes con la formación de nuevas estructuras paralelas a la Serranía del Interior (Daal *et al.*, 2000).

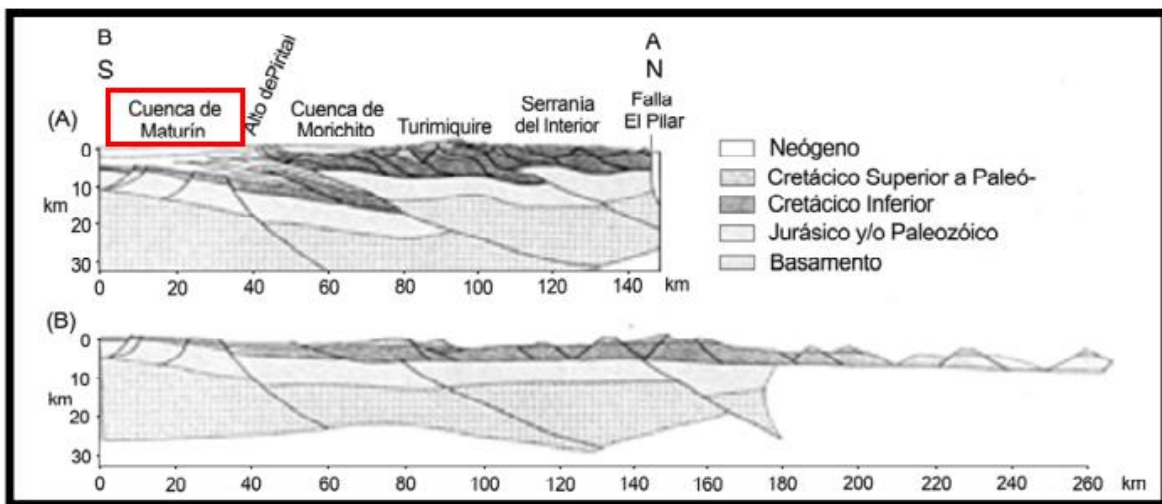
La Serranía del Interior está compuesta de rocas cretácicas y terciarias que pertenecen tanto al margen pasivo suramericano como al “foreland basin” terciario. El límite occidental de la Serranía del Interior está controlado por el sistema de rampas laterales de Urica.

La zona sur de la Cuenca Oriental de Venezuela se caracteriza por ser un homoclinal con buzamiento entre 3° y 5° en dirección al NE, la sedimentación terciaria se halla debajo de cabalgamientos, con fallas normales de rumbo esteoeste franco y este-noreste, completándose estos sistemas con los sistemas transversales de rumbo noroeste y noreste, asociadas a un régimen extensivo durante el Jurásico y reactivadas en el Oligoceno-Mioceno, siendo el plegamiento muy suave en esta zona. (Daal *et al.*, 2001 en Cueto 2002).

Los principales elementos estructurales de la evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela, son: El Corrimiento Frontal de Guárico, el Corrimiento de Anaco, el Corrimiento de Piritál,

la Serranía del Interior Oriental, la falla de El Pilar, la falla de San Francisco, la falla de Urica y el Sistema de fallas del flanco sur de la cuenca.

Según Parnaud *et al.*, (1995) se han reconocido dos provincias tectónicas, una de ellas es la provincia autóctona la cual se extiende desde el eje de la cuenca hasta el río Orinoco; esta provincia es extensional caracterizadas por fallas normales con tendencia N60°-70°E y fallas transcurrentes, más jóvenes que se localizan hacia el sur, en la parte norte también se encuentran fallas de “strikeslip” con orientación N70°W, afectando a los depósitos Cretácicos y Paleógenos. Hacia el norte por colapso gravitatorio las fallas afectan las rocas sedimentarias del Mioceno-Plioceno (ver figura 3.3).



3.3. Sección estructural de la Subcuenca de Maturín. (Tomado y modificado de Parnaud *et al.*, 1995)

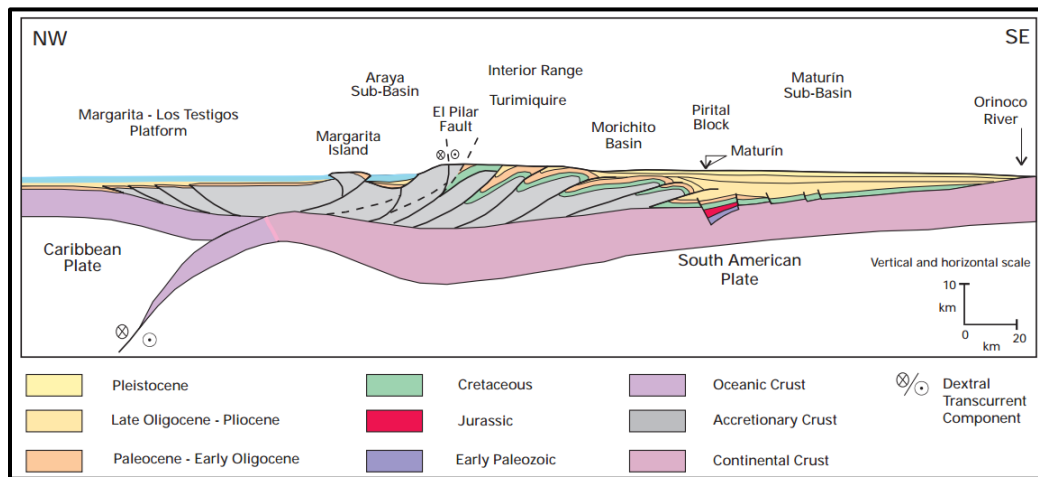
3.2.2.2 Tectónica local

La Subcuenca de Maturín: constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acñamientos de las unidades estratigráficas al sur definen dos dominios operacionales, que se puede ubicar: uno al norte del corrimiento de Pirital y otro al sur, debido a la deformación estructural y a los acñamientos de las unidades estratigráficas (Yoris y Ostos., 1997) y el cual se puede visualizar en la figura 3.4. La Serranía del Interior Oriental representa la mayor parte de la estratigrafía de la zona norte de la subcuenca de Maturín, mientras que el flanco sur de la cuenca mantiene un comportamiento sencillo y similar a la subcuenca de Guárico.

La sedimentación del flanco norte se halla representada, en buena parte, en la Serranía del Interior Oriental y comprende una espesa secuencia sedimentaria que abarca desde el

Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur presenta una estratigrafía más simple, semejante a la de la Subcuenca de Guárico en el subsuelo.

Se evidencia un elemento estructural de gran interés como el *Corrimiento de Anaco*: se ubica en la parte central del estado Anzoátegui y representa el límite entre las Subcuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín. Villarroel (1993), Bejarano *et al.* (1996) en Di Croce *et al.* (1999) consideran que esta falla en sus comienzos fue normal, con buzamiento hacia el noroeste y posteriormente fue invertida a su posición actual, con buzamiento promedio de 45° en dirección noroeste.



3.4. Corte geológico conceptual NO-SE, que muestra la morfología de la subcuenca de Maturín. (Tomado de Yoris y Ostos, 1997)

3.2.3 Marco estratigráfico

Eva *et al.*, (1989) reconocen cuatro fases tectono-estratigráficas desarrolladas en el Sur del Caribe:

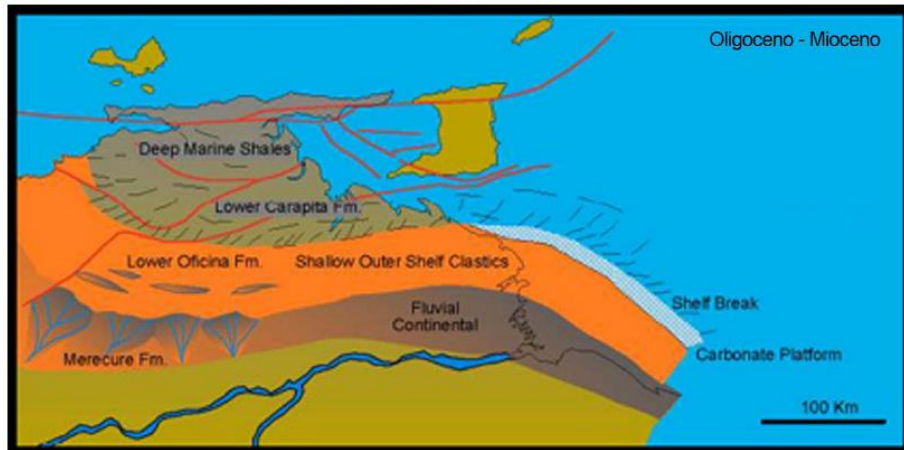
Prerift (Paleozoico): Se desarrolló durante el Paleozoico. Sedimentos de ambientes marino-costeros asociados con las formaciones Carrizal y Hato Viejo de la Subcuenca de Guárico, depositadas en ambientes costeros a neríticos. (Parnaud *et al.*, 1995).

Rifting (Jurásico-Cretácico Temprano): Presencia de capas rojas (lutitas rojas con sills basálticos) equivalentes a la Formación La Quinta en el Graben de Espino. Esta formación fue depositada en un ambiente continental. Moticska (1985).

Margen pasivo (Cretácico -Paleógeno): Rocas clásticas marinas originadas por la subsidencia tectónica del margen pasivo. El Cretácico Tardío presenta intervalos de unidades carbonáticas pertenecientes a la Formación Tigre, miembros Infante (caliza "N" excelente

Para efectos de este proyecto se debe tomar con mayor relevancia los eventos sedimentarios involucrados en la depositación de la Formación Merecure entre Oligoceno Tardío–Mioceno Temprano.

Schlumberger (1997), indica que la Formación Merecure es de gran importancia como yacimiento de hidrocarburo y representa ambientes transicionales, en donde esta formación es principalmente arenosa del tipo Fluvial. (Ver figura 3.6)



3.6. Configuración de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Oligoceno-Mioceno. (Tomado de Schlumberger.1997)

3.2.3.2 Formación Merecure

La Formación Merecure se encuentra conformada por más del 50% de areniscas gris claro a oscuras, masivas, lenticulares, duras, presentan una mal estratificación, algunas veces tipo de estratificación cruzada, poseen grano fino a grueso (incluso conglomeráticas). Las arenas están separadas por laminas o intervalos delgados de lutitas gris oscuro a negro, carbonáceas, algunas arcillitas ferruginosas y lignitos. (Funkhouser *et al* ,1948).

La Formación Merecure es reconocida en el subsuelo de la Subcuenca de Maturín, al sur del frente de deformación y en los campos de Anaco. El tope de la Formación constituye un reflector sísmico regional en toda la cuenca, debido al contraste de impedancias entre las areniscas masivas (Merecure) y la alternancia de arenisca-lutita (Oficina).

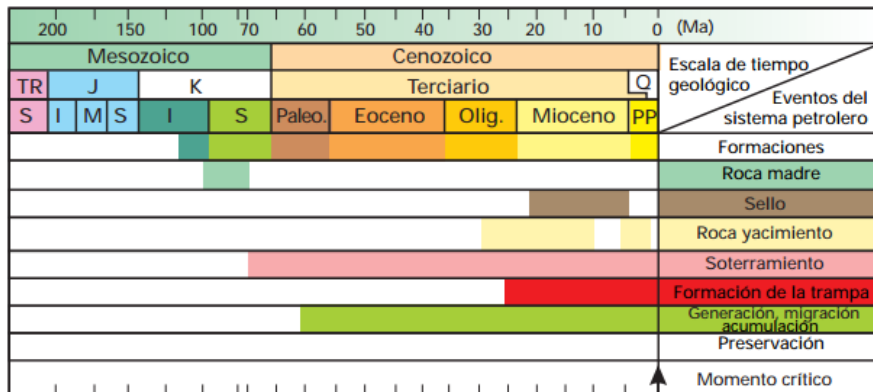
Arnstein *et al.* (1985). plantean que la Formación Merecure, del flanco sur de la Subcuenca de Maturín, es de edad Mioceno Medio, mientras que, en la región noreste, la unidad equivalente es Oligoceno y está representada por las formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual.

Según LEV (2004), manifiesta que las características litológicas indican que la sedimentación en esta unidad se desarrolla en un sistema fluvio-deltaico, sin embargo, la presencia de canales que coalescen indican que la Formación Merecure se encuentra en un ambiente más continental del delta y está dominado por corrientes fluviales entrelazadas.

La formación Merecure se interpreta como un complejo sistema fluvio-estuarino, el cual consiste en rellenos de canales fluviales, apilados y confinados, con influencia de mareas, canales fluviales individuales no confinados, abanicos de rotura apilados que rellenan las llanuras de inundación y llanuras costeras, llanuras arenosas de marea y ambientes de lagunas (salobres). Las facies de canales fluviales son, por lo general, de grano grueso y con estratificación cruzada

3.2.4 Sistema petrolífero de la sub cuenca de Maturín

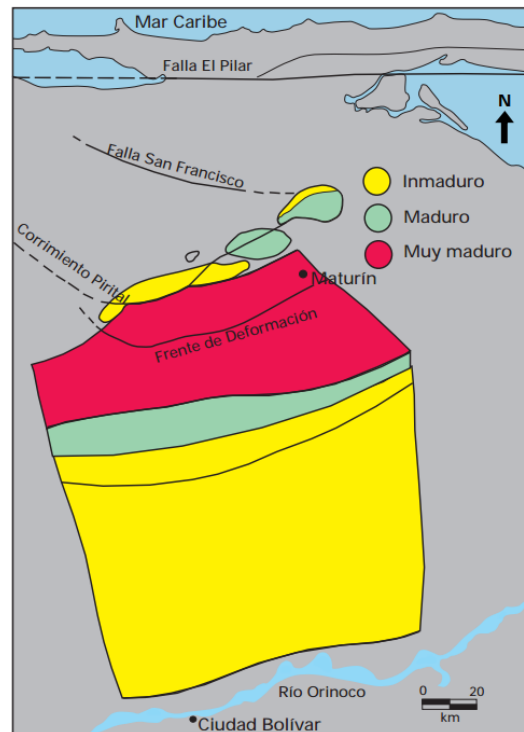
Los principales sistemas petroleros de la Subcuenca de Maturín en el área de estudio son: Guayuta Oficina ver figura 3.7.



3.7 Tabla de eventos para el sistema petrolero Guayuta-Oficina (Tomado de Schlumberger.1997)

Este sistema petrolero se relaciona con los campos del flanco sur de la Subcuenca de Maturín e incluye las Formaciones Querecual y San Antonio (Grupo Guayuta) del Cretácico Tardío como rocas madre principales, El yacimiento principal está constituido por las unidades Oligo-Miocenas como Merecure, Oficina y Freites; el sello principal son las Formaciones Oficina y Freites. La formación de la trampa durante la deformación del Oligoceno Tardío hasta el presente. La generación, migración y entrapamiento alcanzan su momento crítico en nuestros días.

La cocina actual de la roca madre para la Subcuenca de Maturín se esquematiza en la Figura 3.8, indicando que la roca madre se encuentra en ventana de gas bajo el frente de deformación y su zona de madurez (ventana de petróleo) se encuentra alimentando el flanco sur de la subcuenca en el momento actual.



3.8. Cocina de hidrocarburos Subcuenca de Maturín
(Tomado de Schlumberger.1997)

4 CAPITULO III MARCO TEÓRICO

4.1 Caracterización de yacimientos

Según Michelena et al, (2009) el modelado de yacimientos es conocido como la elaboración de una representación numérica 3D de un yacimiento de hidrocarburo, en profundidad y el cual consta de: la estructura del yacimiento, la arquitectura interna (facies depositacionales), las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) y la distribución de fluidos (saturación de agua). Este tipo de modelado es la realización de un concepto geológico que obedece a todos los datos relevantes; estos datos tienen diferentes orígenes y disciplinas, por ende, también tienen diferente grado de confiabilidad.

4.2 Facies

Según Walker *et al* (1992), el uso del término Facies fue introducido por Gressly en 1838 quien lo empleo para referirse al conjunto de aspectos paleontológicos y litológicos de una unidad estratigráfica. Desde entonces el término ha sido empleado de diferentes maneras, una de ellas es referida a un conjunto de características de las rocas, también puede referirse a una sección de la unidad estratigráfica o puede emplearse de modo puramente descriptivo o interpretativo.






Walker *et al*, (1992) afirma que en un estudio de interpretación de ambientes depositacionales usualmente se subdividen las formaciones geológicas en sus correspondientes Facies; la escala de subdivisión de Facies depende del objetivo del estudio, así como del tiempo disponible, el grado de preservación y de abundancia de estructuras físicas y biológicas.

El comportamiento de los registros de pozo puede ser utilizado para el reconocimiento de facies depositacionales, por su similitud en las sucesiones de los tamaños de grano, ya que cada tipo litológico va a mostrar un comportamiento característico ante propiedades físicas. (Walker *et al*, 1992).

4.2.1 Electrofacies

El concepto de electrofacies empieza a tomar forma en la década de los cincuenta, debido a que ingenieros de la Shell se les ocurrió caracterizar paquetes de arena teniendo en cuenta las características de la curva potencial espontáneo. (Rabiller, 2007). A partir de esa época la mayoría de los artículos publicados han hecho énfasis en cómo obtener una interpretación cuantitativa de Facies a partir de registros empleando técnicas de agrupamiento más que analizando la forma del registro (Rabiller, 2007).

En la figura 4.1 se pueden observar ciertos patrones típicos de la curva *potencial espontáneo* y de *rayos gamma*, que permiten el reconocimiento de facies. Sin embargo, estos patrones no son únicos o diagnósticos de ningún ambiente depositación en particular.

Cilíndrico	En forma de Embudo	En forma de Campana	Simétrico	Irregular
Limpio, Sin tendencia	Tope Abrupto, Grano-creciente	Base Abrupta, Grano-decreciente	Base y topes transicionales	Intercalación entre arena y lutita. Sin tendencia
				
Ambientes Eólicos, Canales Fluviales Entrelazados, Plataformas Carbonáticas, Arrecifes o relleno de Cañones Submarinos	Abanicos de Rotura, Barras de Desembocadura, Islas de Barrera, plataforma clástica, areniscas marino someras, secuencias carbonáticas o Abanicos Submarinos.	Barras de Meandros, Barras de Marea, Canales Submarinos o algunas arenas transgresivas de plataforma.	Barras Arenosas Costa Afuera, algunas arenas transgresivas de plataforma o amalgamamiento entre otras secuencias grano-crecientes y grano-decrecientes.	Llanura de Inundación, Taludes Carbonáticos, Taludes Clásticos o Relleno de Cañones.

4.1. Patrones de electrofacies en curvas de rayos gamma (Modificado de Walker, 1992)

Según Rabiller (2007), la interpretación de Electrofacies es una forma analítica de practicar la división de datos de registros. Las divisiones son definidas a nivel de los registros por medio de algoritmos no supervisados, es decir, sin conocimientos externos, por lo que el intérprete infiere las características geológicas de cada división a partir de las propiedades petrofísicas de sus datos haciendo énfasis en la interpretación en términos de estratigrafía, procesos diagenéticos, depositacionales y en términos de las características de porosidad interconectada características que controlan el movimiento de fluidos.

Por otro lado, Serra y Abbott 1981 en Vera (1994), vuelven a definir el término Electrofacies como un grupo de respuestas de registros que caracterizan al sedimento y lo permiten diferenciar de otros grupos de sedimentos.

Teniendo en cuenta el concepto mencionado anteriormente en Vera (2004) se introdujeron las nociones de modelado de Electrofacies, donde cada Facies es definida por un grupo el cual posee valores específicos de registros. Serra en 1987 presento el concepto de cluster

como una región continua en el espacio N-dimensional (registro) que contiene una densidad alta relativa de puntos separada de otra región que contiene baja densidad relativa de puntos.

Luego Rabiller (2007), define que las Electrofacies son elementos del espacio N-dimensional creados a partir de los modelos petrofísicos disponibles, cuyo orden revela la relación organizada impartida a las propiedades petrofísicas de interés por ordenamiento natural de sistemas geológicos.

4.3 Geoestadística

La Geoestadística designa el estudio estadístico de los fenómenos naturales con manifestación en el espacio. Matheron (1970) fue el primero en dar formalidad a esta teoría y la definió como la aplicación del formalismo de las funciones aleatorias al reconocimiento y estimación de los fenómenos naturales. Chauvet (1994), la define simplemente como el estudio de las variables numéricas distribuidas en el espacio.

La Geoestadística provee métodos cuantitativos para caracterizar la continuidad y la variabilidad espacial de las propiedades de las rocas y yacimientos, así como proporciona metodologías para cuantificar la incertidumbre en la descripción de los yacimientos (Taheri, 2007). También suministra métodos cuantitativos para integrar información multidisciplinaria con diferentes resoluciones.

Los inicios de la Geoestadística se dieron a conocer en la industria de la minería donde D.G. Krige y H.S. desarrollaron un nuevo método de estimación impulsados por los resultados inadecuados de la aplicación de la estadística clásica para el cálculo de reservas de minerales. Posteriormente Matheron desarrolló el concepto de Krige y lo formalizó en un solo marco con la Teoría de Variables regionalizadas. En donde la Geoestadística se convirtió en una rama de la estadística que ofrece una serie de herramientas que cuantifican y modelan la variabilidad espacial, que incluye tanto la heterogeneidad como las direcciones preferenciales dentro del conjunto de datos disponibles (Levanti, 2009).

Se recomienda que antes de iniciar cualquier estudio geoestadístico, es necesario realizar análisis estadístico, al menos conocer el tipo de distribución de los datos. Posteriormente, el inicio conveniente de un tratamiento geoestadístico, es el análisis de la distribución espacial de la/las variables (Sueiro,2013).

Para la década de los 70s es que se introduce la Geoestadística en la industria petrolera a través del primer software comercial de cartografía Bluepack. De igual en diferentes áreas de ciencias de la tierra esta técnica se empezó a implementar.

4.3.1 Geoestadística en la industria petrolera

El uso creciente de la Geoestadística en áreas de exploración y producción de hidrocarburos es el signo de que la tecnología está produciendo mejores respuestas y consolidando su posición en diferentes industrias internacionales (Márquez,2013). La industria petrolera se ha convencido de la utilidad de esta disciplina, la cual se ha traducido en una demanda sustancial en cada organización, sin embargo, a nivel mundial el número de universidades con esta especialidad se mantiene constante y no han aumentado sustancialmente sus esfuerzos para producir profesionales que respondan a las demandas existentes.

Según Márquez (2013), dentro de las ventajas de la Geoestadística se encuentran:

- Distribución tridimensional de propiedades petrofísicas.
- Generación de modelos estáticos heterogéneos y más realistas.
- Modelos 3D condicionados a múltiples datos de diversas disciplinas.
- Mejora en la estimación de petróleo en sitios y reservas.
- Determinación de las áreas de drenaje de los pozos de forma más precisa.
- Análisis de espaciamiento entre pozos.
- Integración de datos geofísicos en la caracterización de yacimientos de manera selectiva y condicional con grado de correlación variable, etc.

4.3.2 Elementos básicos de la Geoestadística

Según Chambers y Jarus (2000), dentro de los elementos básicos de la geoestadística se implementa un flujograma que involucra los siguientes ítems.

1. Jerarquía de datos
2. Análisis y modelado de continuidad especial
3. Diseño de la elipse de búsqueda
4. Validación cruzada del modelo
5. *Kriging*
6. Simulación condicional
7. Evaluación de incertidumbre

4.3.2.1 Jerarquía de datos

Para lograr jerarquizar los datos es necesario realizar un análisis estadístico de datos, el cual consiste en explorar los datos de una muestra esencialmente significativa, para presentar, ilustrar y cuantificar las características esenciales presentes en todo el dato a ser analizado. Según Márquez (2013) la exploración de datos como primer paso dentro del análisis geoestadístico, sólo intenta determinar la tendencia central, la dispersión, la correlación interna y, en caso particular, la distribución espacial de los datos provenientes de diferentes fuentes, que pueden ser geofísica, geología, petrofísica, etc.

4.3.2.2 Análisis y modelado de continuidad espacial

Dentro del análisis estadístico existe un paso de gran importancia para la estimación de las propiedades del yacimiento, que se refiere al análisis de la variabilidad de las muestras y el estudio de su correlación espacial.

Las variables de interés para la industria petrolera son: porosidad, volumen de arcilla, saturación, etc; dichas propiedades son el resultado de diferentes procesos naturales. Cada uno de estos procesos tienden a imponer un patrón espacial en las variables de interés (propiedades del yacimiento), es por ello de gran importancia considerar las escalas, los aspectos direcciones de estos eventos para una producción eficiente de hidrocarburos (Gutiérrez *et al* 2008). Debido a que los modelos determinísticos no consideran incertidumbre, se implementa una aproximación geoestadística que está sujeta a una teoría estocástica o probabilística (modelos de covarianza), la cual reconoce las incertidumbres. El análisis de la continuidad espacial permite estimar la variabilidad de muestras de una propiedad con respecto a la distancia y dirección.

Las siguientes herramientas permiten el análisis de los datos:

Covarianza entre variables

La covarianza entre dos variables (U y V) es el grado en el que la variación de una de ellas es acompañada por la variación de la otra. Analíticamente se define por la siguiente ecuación de covarianza entre U y V:

La covarianza mide la relación entre las fluctuaciones de las componentes de sus correspondientes valores esperados. Un valor positivo de la covarianza indica que las componentes se desvían preferentemente en el mismo sentido de su valor esperado, un valor negativo de la covarianza indica que se desvían preferentemente en sentido opuestos, y un Valor nulo indica que no muestran comportamiento relacionado (Bosch,2006).

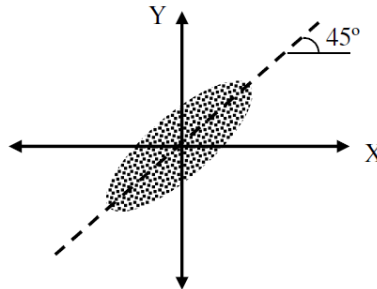
$$Cov(U, V) = \iint_{-\infty}^{+\infty} [U - ESP(U)][V - ESP(V)] f(u, v) dudv \quad (1)$$

$$ESP(U) = \iint_{-\infty}^{+\infty} u f(u, v) dudv$$

$$ESP(V) = \iint_{-\infty}^{+\infty} v f(u, v) dudv$$

En muchos casos este valor de covarianza es normalizado y la cantidad resultante es el coeficiente de correlación el cual es una medida similar a la covarianza entre las variables, y que puede ser apreciado en una gráfica de ejes cartesianos (figura 4.2)

$$r = \frac{\sigma_{u,v}^2}{\sigma_u \sigma_v} \quad (2)$$



4.2. Gráfico de correlación de variables. (Tomado de Márquez, 2013)

Variogramas

Los variogramas son estimadores de la varianza poblacional medidos en una dirección y para una distancia determinada. Básicamente indican cómo varían las dependencias espaciales que existen entre un punto de origen y otro punto que se aleja de éste, lo que permite indicar el grado de anisotropía en los datos. Para su estimación, se calcula la variabilidad existente entre todos los pares de puntos que componen la muestra en una dirección y segmento de distancia establecido.

Por otro lado, Deutsch (2002), define el variograma como una herramienta geoestadística básica que permite una descripción cuantitativa de la variación de una propiedad, como una

función de la distancia de separación entre puntos. El variograma está basado en el principio de que dos puntos cercanos entre sí tienen más probabilidad de tener valores similares que dos puntos lejanos entre sí.

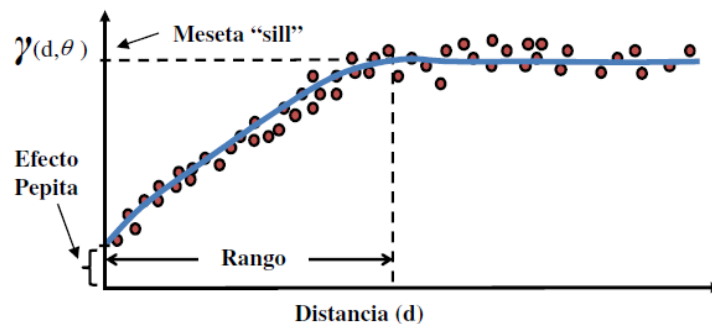
La expresión matemática para calcular el variograma empírico está dada de la siguiente forma:

$$V(h) = \frac{1}{N(h)} \sum_{i,j} (u_j - u_i)^2 \quad (3)$$

Con $x_j - x_i = h$

Este variograma no puede ser utilizado directamente en el sistema de ecuaciones de Kriging, dado que no necesariamente describe todas las posibles combinaciones de distancia y dirección por lo que el siguiente paso es modelarlo (Márquez, 2013).

El variograma depende de la distancia y la dirección (d, θ) en las que se desea evaluar la variabilidad (ver figura 4.3). Si al analizar los variogramas de dos direcciones perpendiculares entre sí se observan diferencias significativas, se dice que existe anisotropía espacial. Esto indica que la población presenta estructuras de dependencias diferenciadas en función de la dirección.



4.3. Representación del variograma. (Tomado de Márquez, 2013)

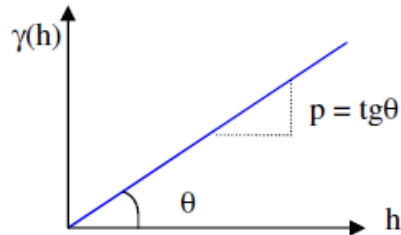
Clases de variogramas

Los variogramas utilizados en la industria petrolera para la detección de anisotropías geométricas se definen a continuación:

1. Modelos sin meseta

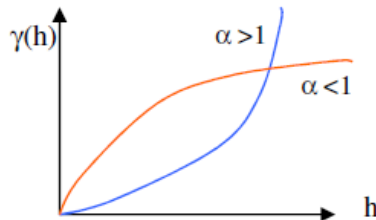
Son aquellos donde el variograma no toma un valor constante con la distancia, se clasifican en:

- Modelo lineal: es el más simple de todos los modelos. La ecuación es la siguiente: $\gamma(h) = p \times h$ ver figura 4.4, donde p es la pendiente de la recta y h la distancia



4.4. Modelo tipo lineal. (Tomado de Márquez, 2013)

- Modelo Potencia: El modelo es de la forma $\gamma(h) = p \times h^\alpha$ ver figura 4.5 donde p es la pendiente, h la distancia y α el factor de estacionaridad que varía en el intervalo (0,2).



4.5. Modelo tipo potencia. (Tomado de Márquez, 2013)

2. Modelos con meseta

Son aquellos donde el variograma alcanza un valor constante (S) a una determinada distancia. Se clasifican en:

- Modelo efecto pepita: también conocido como efecto “Nugget”, es un fenómeno que indica la ausencia de cualquier tipo autocorrelación espacial, es decir, que las muestras son espacialmente independientes. Básicamente considera que la covarianza es nula para $h \neq 0$, ver figura 4.6.



4.6. Modelo efecto pepita. (Tomado de Márquez, 2013)

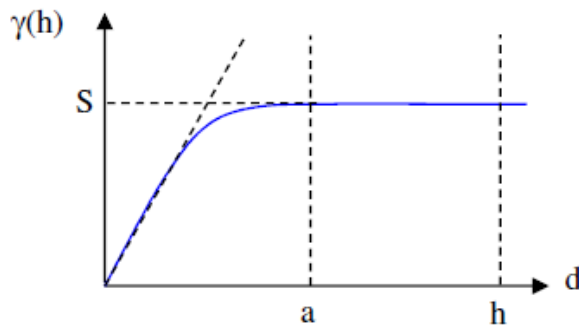
Según este modelo la propiedad es estadísticamente independiente punto a punto. Esta función permite modelar efectos de covarianzas que tienen un rango de acción más pequeño que la discretización espacial disponible en el modelo (Bosch, 2006).

$$C(h) = \begin{cases} C(0) & , h = 0 \\ 0, & h \neq 0 \end{cases} \quad (4)$$

- Modelo esférico: Representa el modelo de distribución de propiedades que se ajusta a la siguiente ecuación:

$$C(h) = \begin{cases} C_0 \left[1 - \frac{3h}{2a} + \frac{1h^3}{2a^3} \right] & h \leq a \\ 0 & h \geq a \end{cases} \quad (5)$$

Donde “ C_0 ” es el efecto pepita, “ h ” es la distancia y “ a ” el rango de correlación, ver figura figura 4.7.

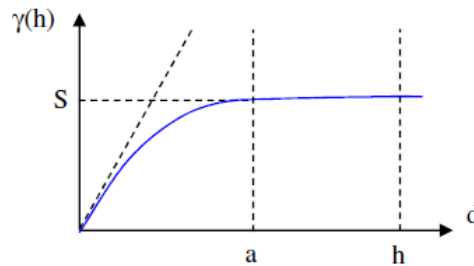


4.7. Modelo de variograma esférico. (Tomado de Márquez, 2013)

- Modelo exponencial: Este modelo es propio de campos que presentan cambios bruscos o texturas rugosas, tienen alta pendiente cerca del origen y obedece a la siguiente expresión:

$$C(h) = C_0 \exp\left[-\frac{3h}{a}\right] \quad (6)$$

Donde “ C_0 ” es el efecto pepita, “ h ” es la distancia y “ a ” el rango de correlación, ver figura figura 4.8.

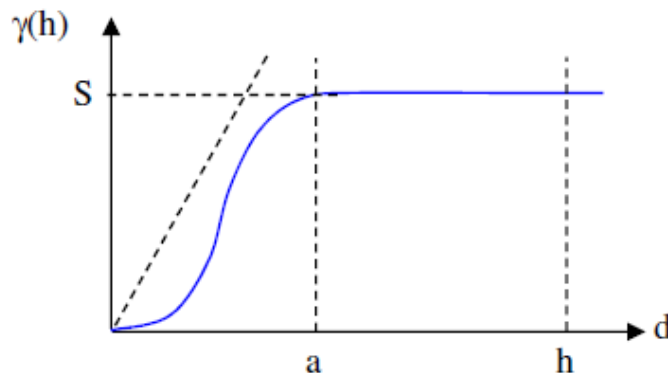


4.8. Modelo de variograma exponencial. (Tomado de Márquez, 2013)

- Modelo gaussiano: Este modelo se define mediante los parámetros , la covarianza para un desplazamiento nulo entre los puntos C_0 , y el rango de la covarianza, a , que indica el radio fuera del cual la covarianza es pequeña inferior a $\exp[-3]$, ver figura figura 4.9.

$$C(h) = C_0 \exp\left[-\frac{3h^2}{a^2}\right] \quad (7)$$

“ C_0 ” es el efecto pepita, “ h ” es la distancia y “ a ” el rango.



4.9. Modelo de variograma gaussiano. (Tomado de Márquez, 2013)

4.3.2.3 Diseño de la elipse de búsqueda

Es necesario tener en cuenta la agrupación de los datos y los puntos de control durante la interpolación (indicar al programa), de tal forma que se debe alinear la elipse de búsqueda con las direcciones de rango mayor y rango menor, las direcciones se obtienen realizando un mapa de variograma.

4.3.2.4 Validación cruzada del modelo

Permite establecer la efectividad del modelo espacial y la elipse de búsqueda. El proceso compara valores estimados con valores medidos, como una medición de residuales entre los valores predichos y observados en un análisis de varianza.

4.3.2.5 Kriging

El *Kriging* no es más que un método geoestadístico de interpolación que utiliza un modelo de variograma para la obtención de datos, cuyo objetivo es predecir los valores de la variable de interés en lugares no muestreados. Calcula los pesos que se darán a cada punto de referencias usados en la valoración. Esta técnica de interpolación se basa en la premisa de que la variación espacial continúa con el mismo patrón.

El *Kriging* trabaja como un estimador insesgado de varianza mínima que funciona por el modelado del variograma para estimar los pesos. Por su característica, éste asegura el mínimo error en la varianza. (Kelkar y Pérez, 2002).

- *Kriging* simple: Asume que las medias locales son relativamente constantes y de valor muy semejante a la media de la población que es conocida. La media de la población es utilizada para cada estimación local, en conjunto con los puntos vecinos establecidos como necesarios para la estimación. (Petrel, 2008).
- *Kriging* Ordinario: Las medias locales no son necesariamente próximas de la media de la población, usándose apenas los puntos vecinos para la estimación. Es el método más ampliamente utilizado en los problemas ambientales. (Petrel, 2008)

4.3.2.6 Simulación condicional

La simulación estocástica es un procedimiento dentro de la geoestadística usado para cuantificar la incertidumbre. Consiste en generar una gran cantidad de realizaciones o escenarios posibles del modelo geológico del yacimiento a través de una técnica donde se obtienen valores “equiprobables” de la propiedad simulada en los puntos donde no se tiene información (entre pozos), siempre respetando características tales como la variabilidad espacial, las direcciones preferenciales de anisotropías y las diferentes fuentes de información utilizadas para su generación (Márquez, 2013). El término condicional significa que se respeta, en cada realización, la información conocida en los puntos observados, y que las estimaciones se ajustan a un modelo discreto condicionante, por ejemplo, el modelo de facies sedimentarias.

En las Simulaciones Condicionales, existe un número infinito de realizaciones que cumplen con la condición de que sus valores simulados coinciden con los valores experimentales. La simulación condicional puede ser perfeccionada agregándole toda una fuente de información cualitativa disponible del fenómeno real. Como por ejemplo en el caso de un yacimiento se le puede añadir la geometría de las fallas principales, restringir la variación de una facies con la sísmica, complementar el conocimiento de una propiedad petrofísica con un atributo sísmico, etc.

Según Gutiérrez *et al* (2008), estas son algunas consideraciones a tener en cuenta para llevar a cabo una simulación estocástica:

- Capturar heterogeneidades: Tener una buena representación de las heterogeneidades dentro del modelo implica un mejor entendimiento de las zonas permeables y zonas no permeables, lo cual resulta en predicciones de producción más acertadas.
- Simular facies y/o propiedades de roca: Con el objetivo de modelar espacialmente la distribución de facies depositacionales y litofacies provenientes de los registros de pozo. La diferencia entre el modelado de facies y el petrofísico es que la primera es una variable categórica discreta mientras que la segunda es continua.
- Integrar información compleja y honrar datos: El interés de la utilización de métodos estocásticos es su habilidad para integrar datos “suaves” adicionales (sísmica), lo cual permite tener una mayor confiabilidad en la zona alejada de los puntos de control.

4.3.2.7 Evaluación de incertidumbre

Mediante la simulación estocástica se obtienen modelos consistentes con los datos, pero es necesario considerar “incertidumbre”; en el cual los resultados pueden ser resumidos en una distribución de probabilidad asignándole probabilidades a cada propiedad (volumen) y de esa forma evaluando la incertidumbre de los modelos (Gutiérrez *et al*, 2008).

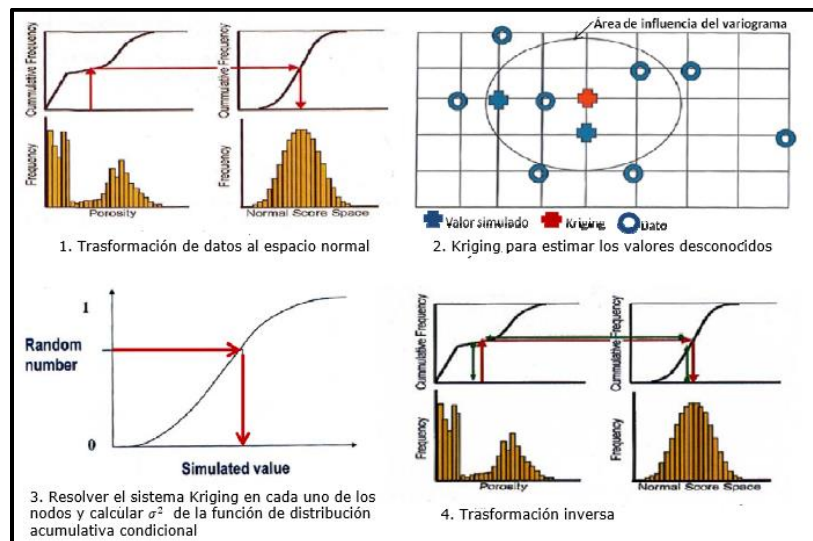
4.3.3 Técnica de modelado de propiedades

Dependiendo del carácter de la propiedad (discreta ó continua) modelar se implementa una técnica (determinística y/o estocástica).

Las técnicas determinísticas se utilizan cuando está disponible información densa, por ejemplo, muchos pozos y sísmica. Los métodos determinísticos producen resultados estimados simples, mientras que las técnicas estocásticas se utilizan en condiciones donde se encuentra presente información escasa. Estos métodos producen un resultado posible y pueden ser utilizados para producir realizaciones igualmente múltiples.

4.3.3.1 Simulación secuencial gaussiana

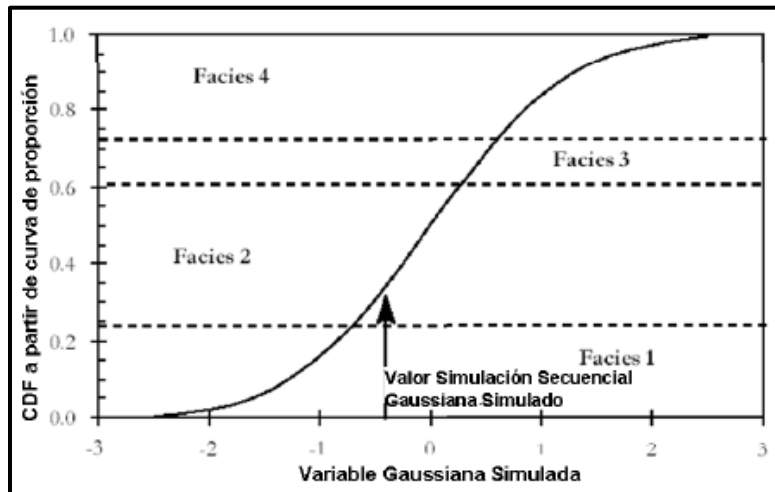
Es un método simple, sensible y razonablemente eficiente está basado en Kriging; debido a ser una simulación estocástica el resultado depende de la entrada de un número aleatorio y para tener una idea de la incertidumbre se realizan múltiples realizaciones. Es necesario que los datos deben sean transformados a distribución gaussiana, el valor a simular será seleccionado a partir de la curva acumulativa de la distribución normal (figura 4.10).



4.10. Simulación secuencial gaussiana (SGS). (Tomado y modificado de Petrel,2008).

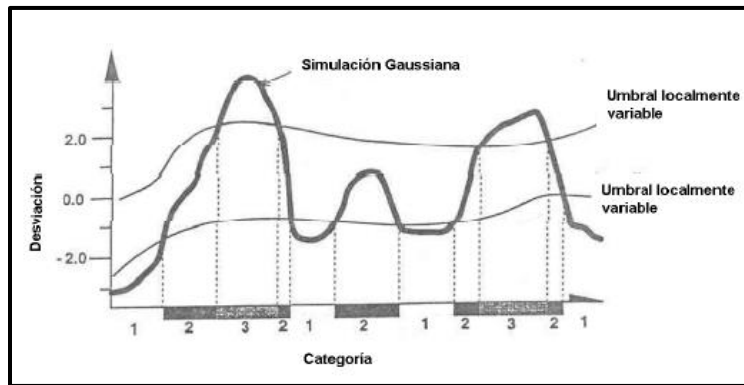
4.3.3.2 Simulación truncada gaussiana

Según Deutsch (2002), la idea principal de la simulación truncada gaussiana es generar realizaciones de una variable gaussiana continua y truncarla con una serie de umbrales con la finalidad de crear realizaciones de propiedades categóricas como las facies, teniendo en cuenta que las propiedades categóricas son aquellas que presenta valores asociados a números enteros y que a su vez están asociada a cierta codificación. Este método está basado en la truncación de una función aleatoria gaussiana estándar en un número de puntos de truncación o curvas de proporción que son calculadas empleando el indicador de Kriging, mientras los valores en el dominio gaussiano pueden ser generados con simulación secuencial gaussiana. Los valores gaussianos son llevados a la curva de densidad acumulativa (Figura. 4.11) observándose en que curva de proporción se ubica, lo cual permite asignar la facie correspondiente (Kerr et al, 1997).



4.11. Diagrama de la asignación de facies en el método truncado gaussiano. (Tomado de Kerr et al 1997).

Por otro lado, la categorización de las facies realizadas por este algoritmo es clave, sobre todo en los casos en los que se trabaja con facies que de alguna manera se encuentran ordenadas, por ejemplo, si se tienen facies definidas por contenido de arcilla, donde arcilla representa el código 1, arena con arcilla el código 2 y arena limpia el código 3 como el ejemplo de la figura 4.12 (Deutsch, 2002)



4.12. Método de ordenamiento de clases de la simulación Truncada gaussiana. (Tomado de Deutsch, 2002).

4.3.4 Modelado Geoestadístico

Los modelos geoestadísticos (modelos geocelulares) se caracterizan por que contienen toda la información correspondiente a la roca en celdas digitales que componen un cubo. Montenegro (2013). Estos modelos contribuyen a reproducir el comportamiento de producción del reservorio a partir de un modelo matemático que integra un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en el reservorio. Según Yestes y Fernández (2014) en la construcción del modelo geoestadístico (modelos geocelulares) el reservorio en estudio debe ser dividido en celdas, creando un mallado ó grid el autor mencionado anteriormente afirma que cuanto más fina sea la división más precisa será el modelo, pero surge el inconveniente de hacer más lento el modelado, puesto que se realizan muchos más cálculos. Por esta razón es de suma importancia la determinación del mallado. Diferentes autores recomiendan utilizar mallados gruesos, cuyos resultados sean suficientemente confiables y certeros para permitir tomar las decisiones apropiadas.

Los modelos geocelulares deben ser geológicamente realizables, es decir debe existir un equilibrio en el detalle geológico y la eficiencia computacional en una simulación de yacimiento. Si se requiere tener mucho detalle en modelo geológico se requiere un mayor número de celdas para poder representar la complejidad geológica. Uno de los principales retos en la construcción de los modelos geoestadísticos es entender la influencia de la escala y el significado de las heterogeneidades que se encuentran presentes en el ambiente depositacional.

Dentro de las características de los modelos geoestadísticos o geocelulares se tiene que estos pueden almacenar las propiedades petrofísicas estáticas de la roca dentro de un cubo de celdas con una resolución vertical y horizontal suficiente de tal forma que se pueda obtener una interpretación de los yacimientos en ambas escalas, en el cual se pueden interpretar

modelos de ambientes sedimentarios. Para obtener estos modelos inicialmente se realiza una calibración sísmica-pozo, luego se interpretan los horizontes de interés. Por otro lado, la interpretación de fallas es considerada y luego se implementa el modelo de velocidades con el fin de tener horizontes y fallas en profundidad. Seguidamente, se debe crear el esqueleto del cubo de celdas por lo cual es necesario determinar tamaño y orientación de las mismas. En esta fase también es importante determinar los diferentes compartimientos que existirán en el modelo y posteriormente se requiere determinar la resolución vertical que tendrá el modelo.

Se debe tener en cuenta que aquellas propiedades petrofísicas que se consideren a modelar deben escalarse dentro del modelo de celdas implementando los diferentes algoritmos para cálculo de promedios. Estos valores escalares deben extrapolarse a lo largo del cubo de celdas usando geoestadística, sísmica 3D, interpolación lineal, redes neuronales, entre otras. Finalmente, se obtendrá un modelo de celdas o modelo geoestadístico con propiedades estáticas de la roca.

4.3.5 Atributos sísmicos

Según Regueiro (1998), la palabra *atributo sísmico* denota cualquier información que se extraiga de los datos sísmicos, el estudio y la interpretación de estos proporcionan información cualitativa de la geometría y cuantitativa de los parámetros físicos del subsuelo. Los principales objetivos de los atributos son proporcionar información detallada para la interpretación estructural, estratigráfica o litológica de un volumen sísmico, además son herramientas que ayudan a evaluar la información sísmica desde diferentes puntos de vista; por lo cual, la integración de la información generada por los diferentes atributos permite caracterizar un yacimiento y reducir la incertidumbre (Meza, 2014).

Según Chopra y Marfurt (2007), los atributos sísmicos permiten al geocientífico interpretar fallas y canales, reconocer ambientes de depositación y revelar la deformación estructural de manera más rápida. Al utilizar información combinada de trazas sísmicas adyacentes usando un modelo físico (como buzamiento y acimut, similitud de onda o contenido de frecuencia).

En otras palabras, los atributos sísmicos son una herramienta implementada para analizar de diferentes formas las reflexiones sísmicas por medio de diferentes algoritmos matemáticos cuyo fin es extraer la mayor cantidad de información que pueda ser útil para: La caracterización de yacimientos, reconstruir historia tectónica, depositacional e inferir acerca de litologías, porosidad y orientación de fracturas.

4.3.5.1 Clasificación de atributos sísmicos

En las últimas tres décadas los atributos sísmicos crecieron tanto en su número como en su variedad, muchos autores han intentado clasificarlos en familias, con el objetivo de lograr una mejor comprensión y aplicación (Chopra and Marfurt, 2007).

4.3.5.1.1 Atributos sísmicos según Brown

Brown clasifica los atributos usando una estructura de árbol en tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación que se dividen a su vez en pre apilado y post apilado (Figura 4.13). Los atributos de tiempo proveen información de la estructura, mientras que los de amplitud proporcionan información estratigráfica y del reservorio.

4.3.5.1.2 Clasificación según Taner *et al* (2004)

Taner *et al.*, 1994 divide los atributos en dos categorías generales: geométricos y físicos.

- Atributos geométricos:
EL objetivo de los atributos geométricos es mejorar la visibilidad de la geometría de las características de los datos sísmicos (rumbo, buzamiento y continuidad).
- Atributos físicos:
Estos están relacionados con la física de los parámetros del subsuelo y se refieren a la litología (amplitud, fase y frecuencia)

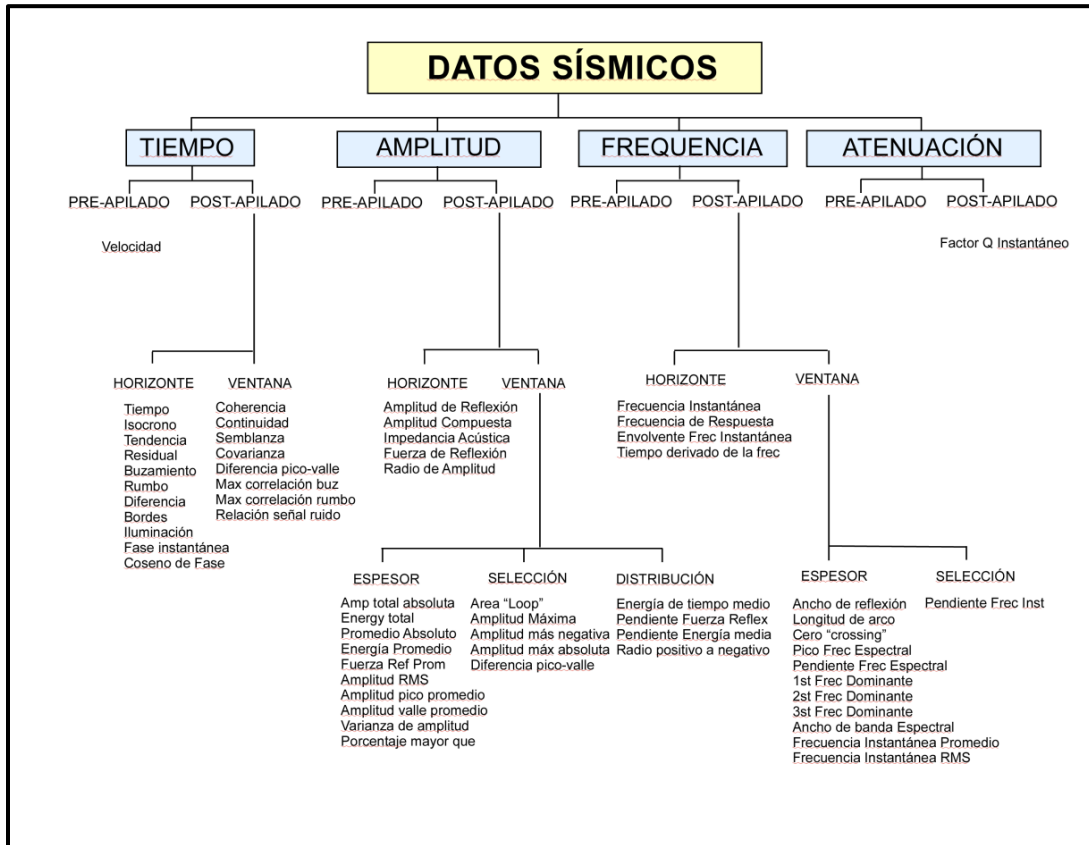
4.3.5.1.3 Clasificación según Liner *et al* (2004)

- Atributos generales: Esta clase de atributos responden a rasgos cinemáticos, dinámicos ó estadísticos derivados de la sísmica. Están basados en el carácter físico de los datos (amplitud de reflectores, buzamiento, azimuth, frecuencia, atributos de Hilbert, coherencia, avo y descomposición espectral).
- Atributos específicos: Estos no son más que combinaciones de los atributos generales.

Con el objetivo de implementar atributos sísmicos como una herramienta que nos permita mejorar la interpretación (geofísica, petrofísica y en el modelado) se hará hincapié en la extracción, combinación y análisis de atributos sísmicos.

Los atributos implementados se mostrarán en la sección de metodología. En términos generales, el principal objetivo de la generación atributos y de los mapas de atributos es

establecer una relación, cualitativa y cuantitativa, entre las propiedades petrofísicas del subsuelo y las respuestas a los eventos estructurales observados a partir de la sísmica.



4.13. Clasificación de los atributos sísmicos según Brown (1994)

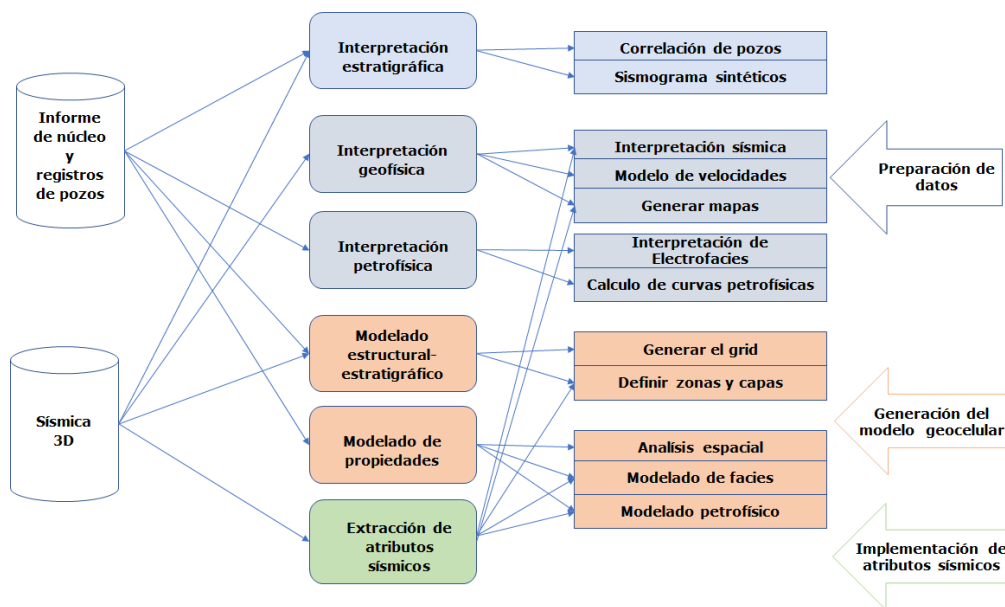
5 CAPITULO IV MARCO METODOLÓGICO

Para la realización del presente trabajo se contaba con un cubo sísmico de 242 km², registros petrofísicos de 8 pozos que se encuentran dentro del cubo sísmico y contienen un set de datos variables : Rayos Gamma (GR), Resistividad profunda (ILD), Resistividad media (ILM), Caliper (CALI), Densidad-porosidad (NPHI), Densidad (RHOB), Potencial espontaneo (SP), Delta rho (DRHO), Sónico (DT), Resistividad profunda corregida (CILD), un *checkshot* y la información de un núcleo (reporte sedimentológico y bioestratigráfico de un pozo dentro del área de estudio).

Tabla 5.1. Información de registro de pozos

POZOS	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8
GR	x	x	X	X	x	X		X
ILD	x	x	X	X	x	X	X	
ILM	x	x	X	X	x	X	X	
NPHI	x	x		X	x	X	X	X
RHOB	x	x		X	x	X	X	X
SP	x	x	X	X	x	X	X	X
CALI		x	X	X				X
DRHO		x		X				X
DT			X	X	x			
CILD		X						X

La metodología que se implementó en el presente trabajo se sintetiza en el siguiente flujograma (Figura 5.1).



5.1. Flujograma del Modelado de Yacimientos

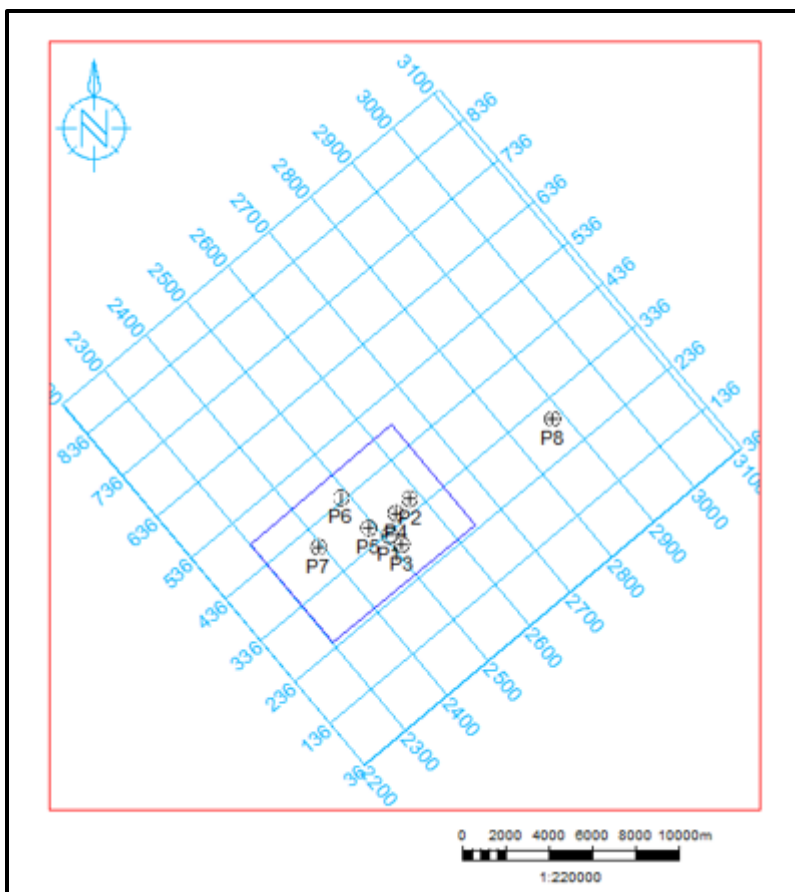
A continuación, se describen las etapas seguidas para la realización del presente trabajo

5.1 Preparación de datos

5.1.1 Interpretación estratigráfica

Para la realización de este estudio se contaban con 8 pozos en los cuales se identificaron los principales marcadores estratigráficos, en la figura 5.2 se observa la distribución areal de los pozos disponibles. Es importante mencionar que el área de mayor interés se concentra en la zona con mayor densidad de pozos entre los inline 2300-2650 y los crossline 236-436 (Figura 5.2 recuadro color morado).

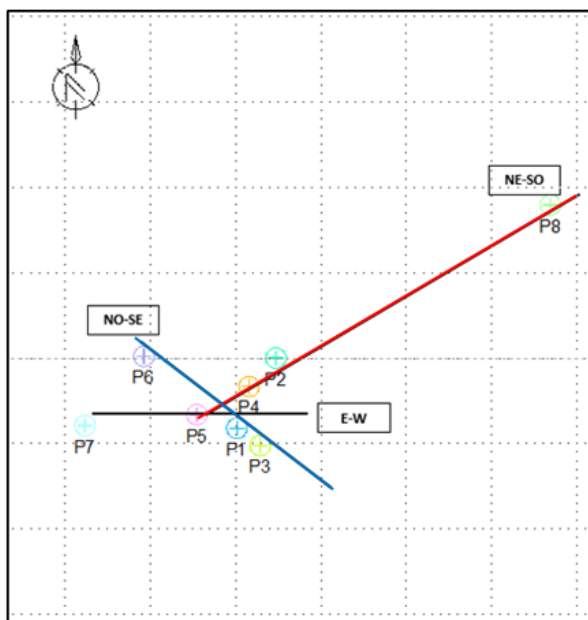
En la figura 5.2 se puede observar el pozo P8, este pozo es clave ya que cuenta con la información de núcleos en los cuales se interpretaron marcados estratigráficos identificados en los pozos de la zona.



5.2. Mapa base de ubicación relativa de los pozos y la sísmica.
El recuadro morado indica el área de estudio.

5.1.1.1 Correlación de pozos

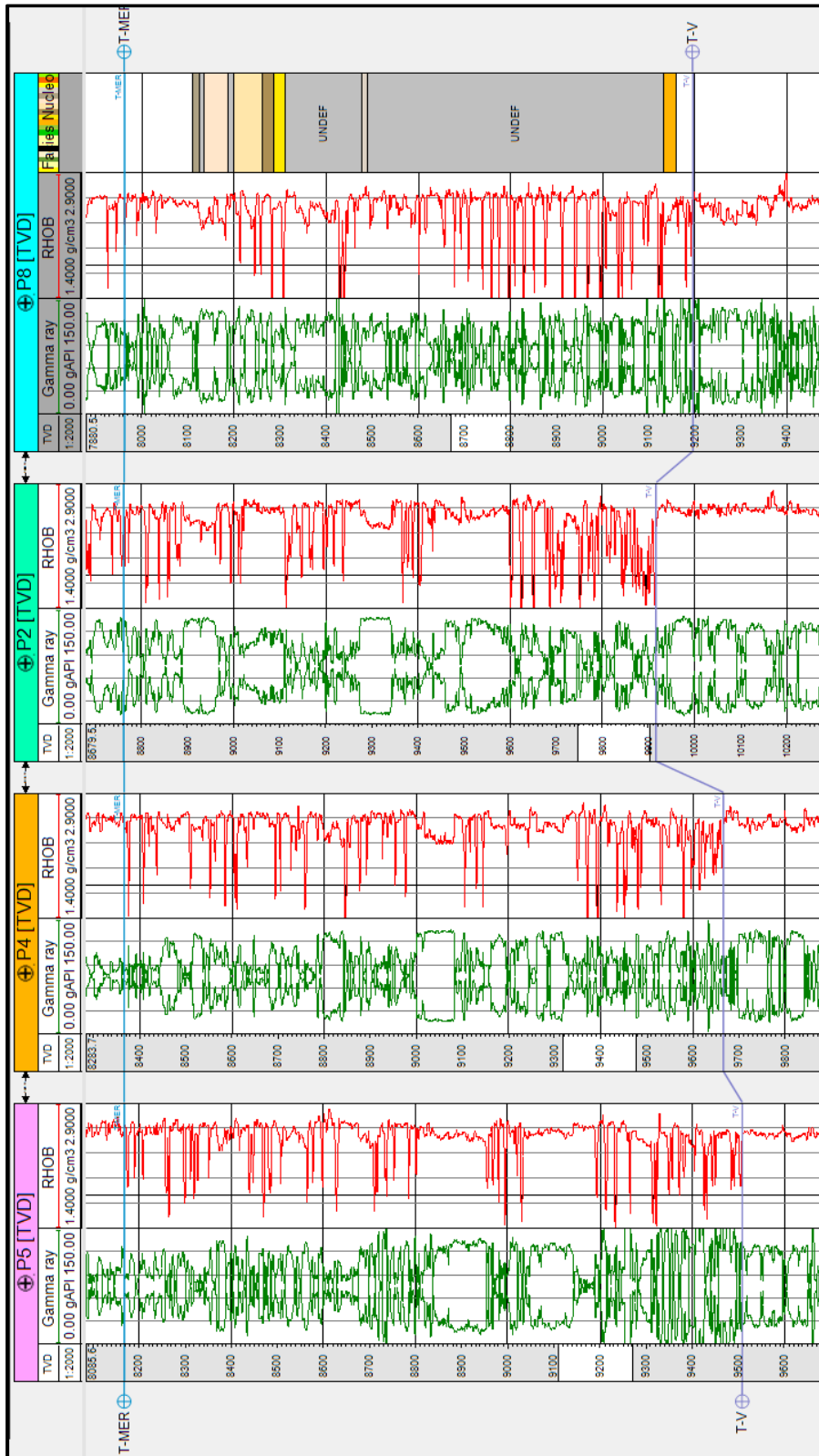
Mediante la correlación de registros entre pozos se estableció la extensión lateral y vertical de la formación de interés, y se definieron los topes estratigráficos de las unidades de interés. Con el fin de obtener una correlación adecuada en función de la información disponible, se realizaron dos perfiles: un perfil con dirección NE-SO y uno perpendicular a este, es decir en dirección NO-SE. En la figura 5.3 se muestra un mapa con la distribución areal de sus pozos y los respectivos perfiles.



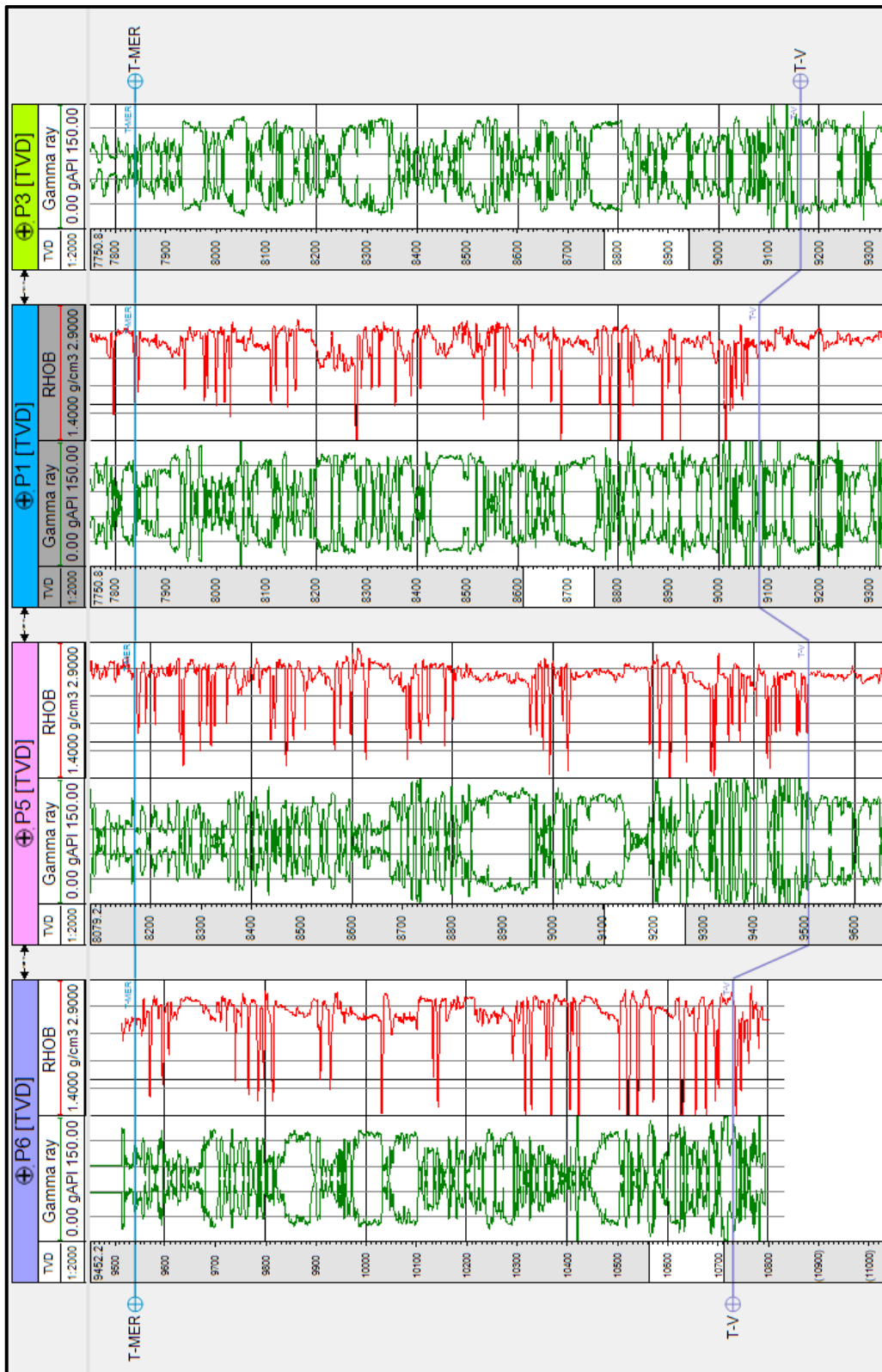
5.3. Mapa de identificación de los perfiles definidos

Di Croce *et al.* (1999), en un amplio y extensivo estudio de la Subcuenca de Maturín, reconocen tres secuencias tectonoestratigráficas mayores o megasecuencias: rift, margen pasivo y foredeep. El elemento estructural más importante del área es el Corrimiento de Anaco. Esta falla tiene una longitud de 85 Km, su rumbo es noreste y el buzamiento promedio de 45° al noroeste.

El primer paso fue identificar un evento regional dentro del área de estudio, en este caso se identificó el tope de la Formación Merecure, este evento regional fue identificado teniendo en cuenta la curva de rayos gamma de todos los pozos e identificando el cuello lutítico más representativo. Para la identificación de los topes estratigráficos se contó con el pozo P8 con reporte de núcleo y adicionalmente se tomó en cuenta las curvas de densidad y rayos gamma. En este estudio el intervalo de interés corresponde a la Formación Merecure (Figura 5.4 y 5.5).



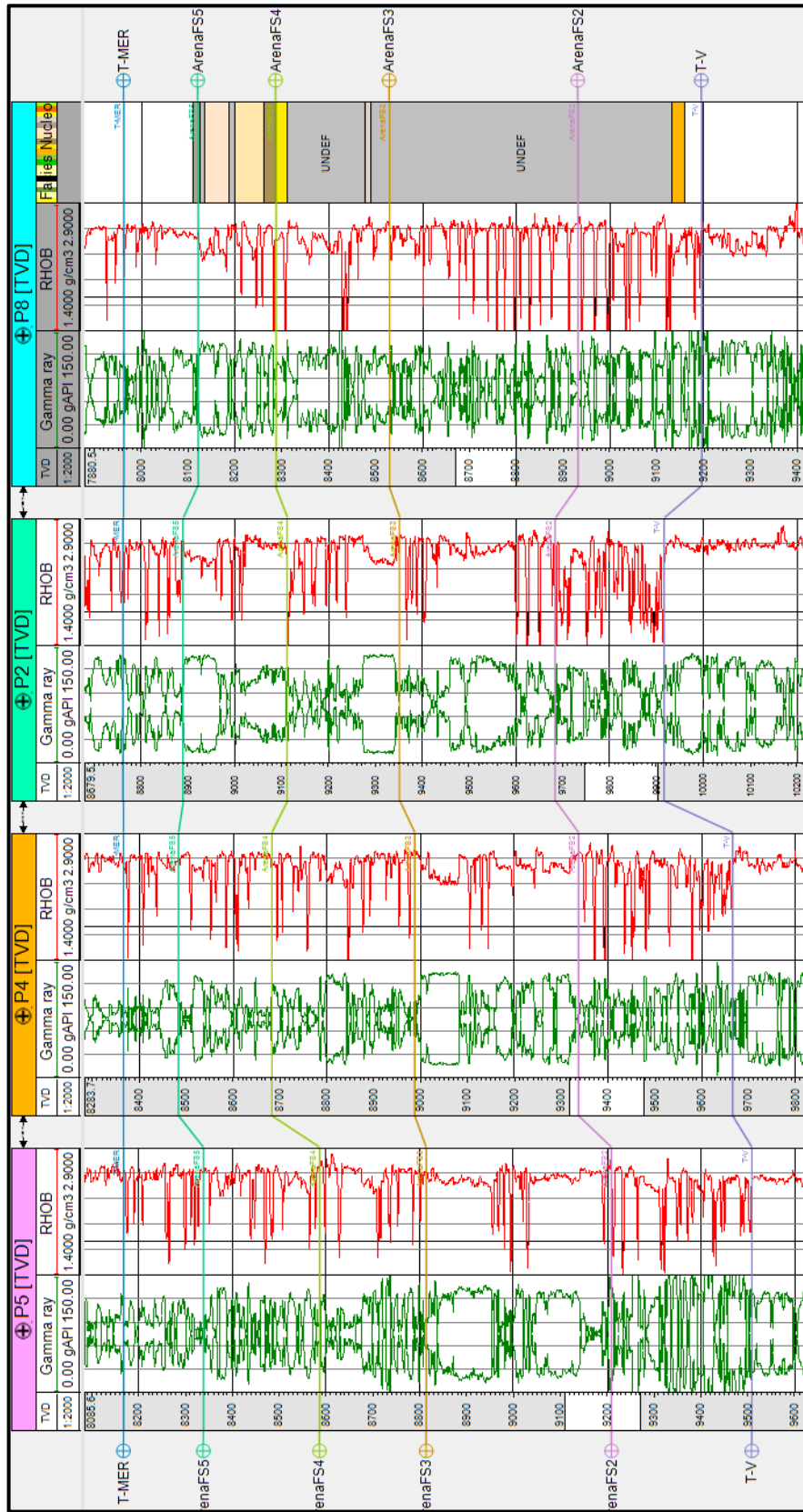
5.4. Sección NE-SO, correlación de marcadores estratigráficos que definen el intervalo de interés entre la base T-V el tope T-MER.



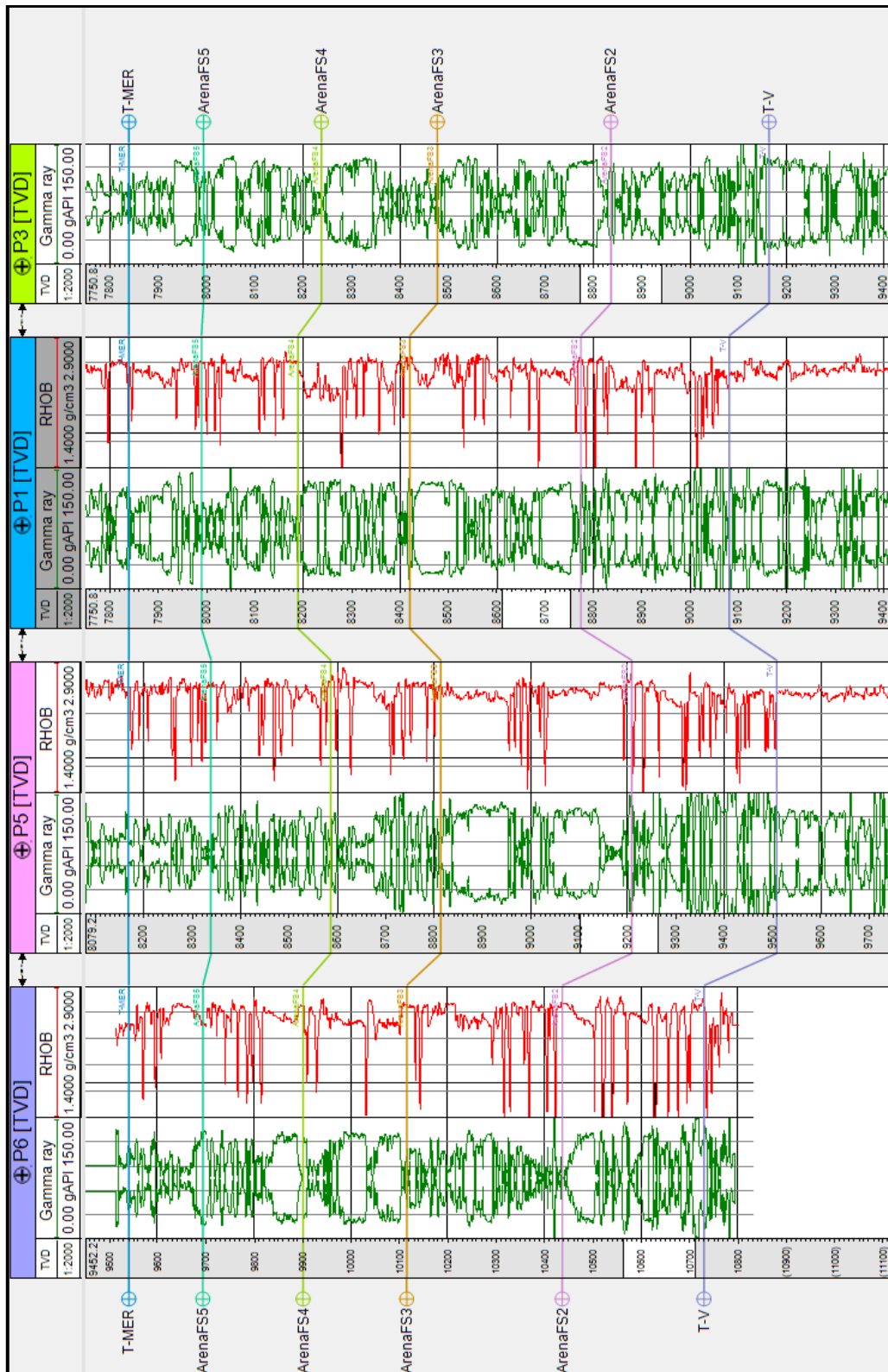
5.5. Sección NO-SE Sección NE-SO, correlación de marcadores estratigráficos que definen el intervalo de interés entre la base T-V el tope T-MER.

Dentro del intervalo de interés se identificaron las parasecuencias mediante una metodología basada en la curva de rayos gamma, en la cual fueron consideradas los valores altos de radioactividad como comportamientos asociados a una FS, estos eventos están asociados a comportamientos autocíclicos. En la figura 5.6 se puede visualizar la correlación de pozos y el intervalo de interés (Formación Merecure) incluyendo las parasecuencias (FS).

La estratigrafía del área, como se muestra en el capítulo II está formada por rocas de poca estratificación y sumamente lenticulares (areniscas de grano fino y medio a grueso), las cuales están definidas como sedimentos Terciarios de edad Oligoceno Tardío y Mioceno Temprano. Se realizaron secciones estructurales (Figura 5.6 y 5.7) con la finalidad de ajustar correctamente la correlación, y ver las dimensiones de los cuerpos. Interpretándose así un total de 7 marcadores estratigráficos; de los cuales dos corresponden a los topes estratigráficos de la formación de interés.



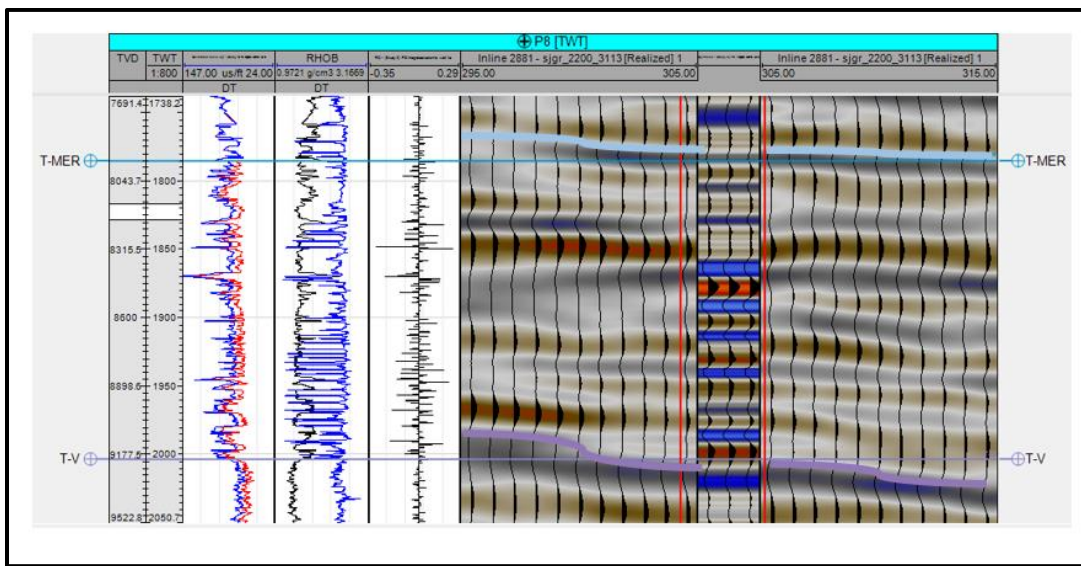
5.6. Sección NE-SO evidenciando la correlación de marcadores estratigráficos.



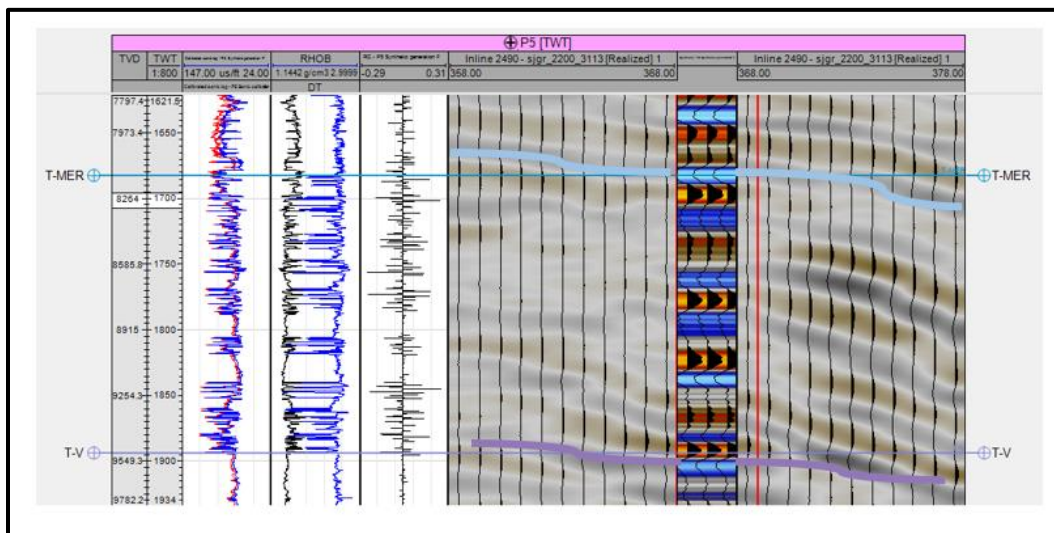
5.7. Sección NE-SO evidenciando la correlación de marcadores estratigráficos.

5.1.1.2 Sismograma sintético

A partir de los registros petrofísicos: Densidad y Sónico, se obtuvieron las curvas de impedancia acústica y posteriormente se calculó la serie de reflectividad (ver figura 5.8 y 5.9). Para esto fue necesario realizar la conversión de profundidad a tiempo en los registros de pozo. En este procedimiento se utilizó el checkshot disponible del área de estudio, fue necesario también extraer la ondícula para poder obtener la serie de reflectividad, en este caso se usaron con dos ondículas extraídas de: la sísmica, el registro de densidad y el sónico calibrado. En la figura 5.8 se pueden observar los dos sismogramas sintéticos generados para los pozos P8.



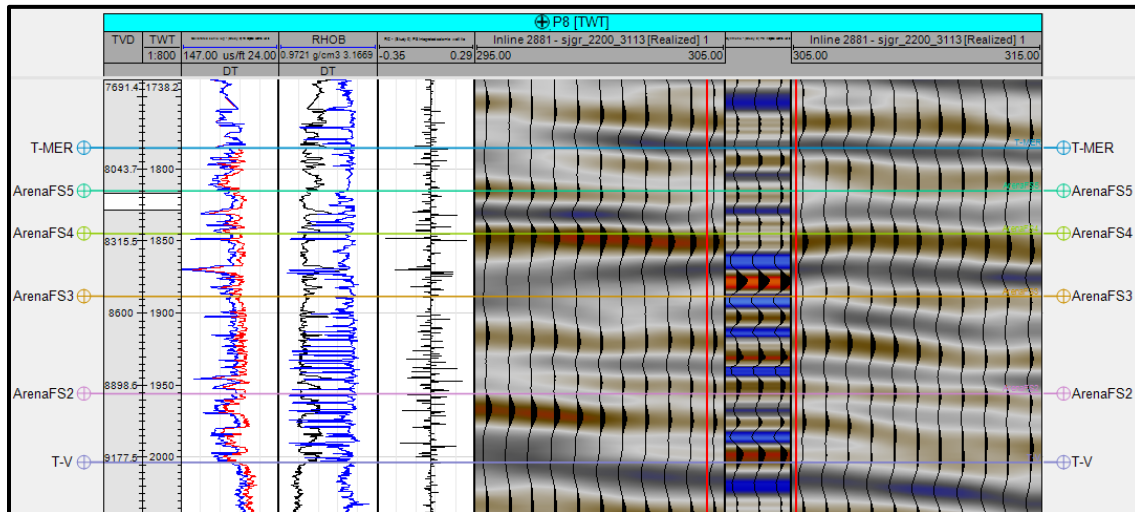
5.8. Sismograma sintético para el pozo P8 con la ondícula W8 extraída de la sísmica en el intervalo de interés.



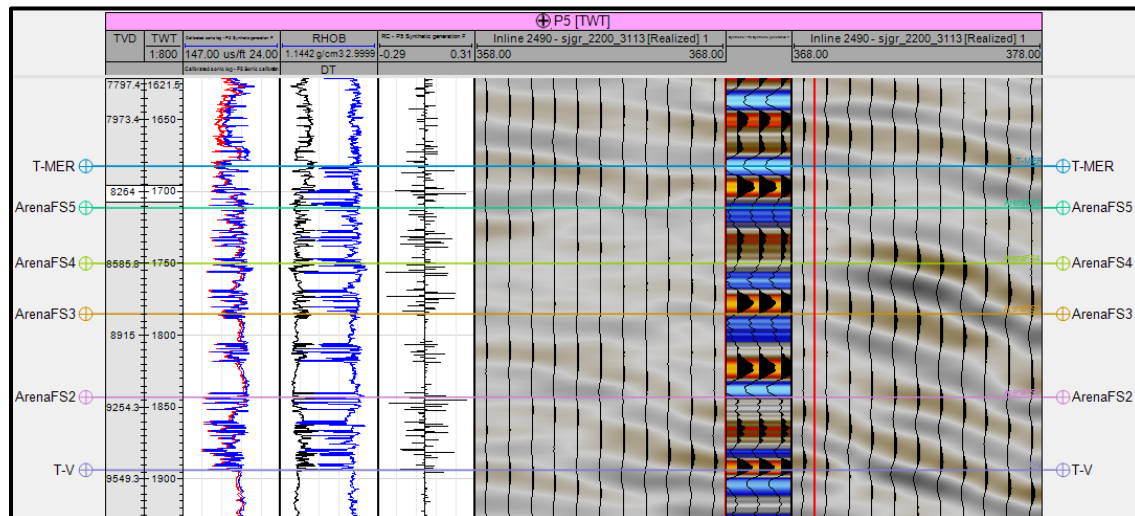
5.9. Sismograma sintético para el pozo P5 con la ondícula W5 extraída de la sísmica en el intervalo de interés.

Teniendo en cuenta los sismogramas sintéticos de los dos pozos se puede visualizar que la mejor calibración sísmica-pozo corresponde al pozo P8, esto nos puede permitir definir qué cuerpos geológicos corresponden a las reflexiones principales en la sección sísmica.

En la figura 5.10 y 5.11 se puede apreciar la correlación de los marcadores geológicos interpretados con las reflexiones sísmicas del sismograma sintético y su calibración sísmica.



5.10. Sismograma sintético para el pozo P8 con la ondícula W8 extraída de la Sísmica en el intervalo de interés

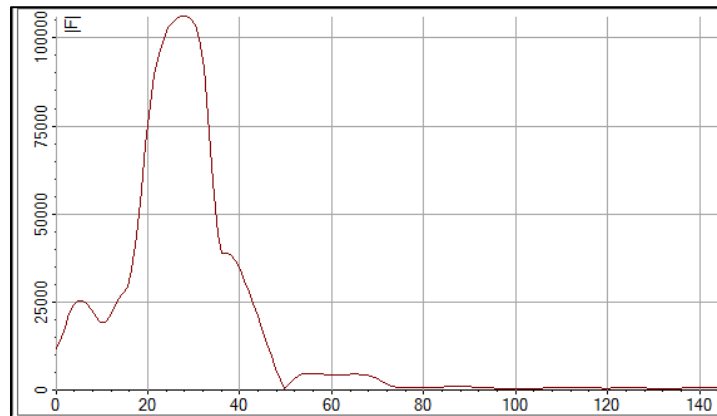


5.11. Sismograma sintético para el pozo P5 con la ondícula W5 extraída de la sísmica en el intervalo de interés

Al realizar la calibración sísmica pozo, se observa que los reflectores de mejor características sísmicas están asociadas al tope de las arenas interpretadas en el pozo P8.

Posteriormente se calculó la resolución sísmica con el objetivo de determinar hasta qué punto la sísmica disponible es capaz de resolver los eventos de interés, para ello se tomó el valor de la velocidad interválica y la frecuencia de dominante de la sísmica en el intervalo correspondiente a la Formación Merecure, dentro del área de estudio es por esto que se considera el sismograma sintético del pozo P5.

La velocidad interválica obtenida del intervalo de interés corresponde a 11.264 *ft/s*
 La frecuencia dominante podemos determinarla a partir de la ondícula extraída (figura 5.12).



5.12. Representación de la frecuencia dominante para W5.

El cálculo de la resolución sísmica se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Frecuencia dominante} &= 34 \text{ hz} \\ \text{Velocidad interválica} &= 11.264 \text{ ft/s} \end{aligned}$$

$$\frac{\lambda}{4} = 83 \text{ ft (25m)}$$

Teniendo en cuenta los valores obtenidos de resolución vertical sísmica no se tiene problema alguno con la determinación de los topos y bases de la Formación Merecure en la sísmica, debido a que el intervalo de interés es mayor que 83 *ft* (25 *m*). Pero con respecto a algunas arenas dentro de la Formación Merecure se tendrá alguna dificultad dado que los espesores de arenas están por debajo de los 83 *ft* (25 *m*) indicando que estos intervalos litológicos son muy delgados para ser reconocidos de manera individual en la sísmica, de tal manera que la reflexiones dentro del intervalo de interés corresponderán a una respuesta sísmica de varios estratos litológicos.

5.1.2 Interpretación Geofísica

La fase correspondiente a la interpretación geofísica consistió inicialmente en realizar la interpretación sísmica de manera general mediante la interpretación de un cubo sísmico teniendo en cuenta la estratigrafía y tectónica del área de estudio. Luego se procede a generar el modelo de velocidades y conversión en profundidad y se finaliza esta fase generando mapas estructurales del objetivo de interés en tiempo y profundidad.

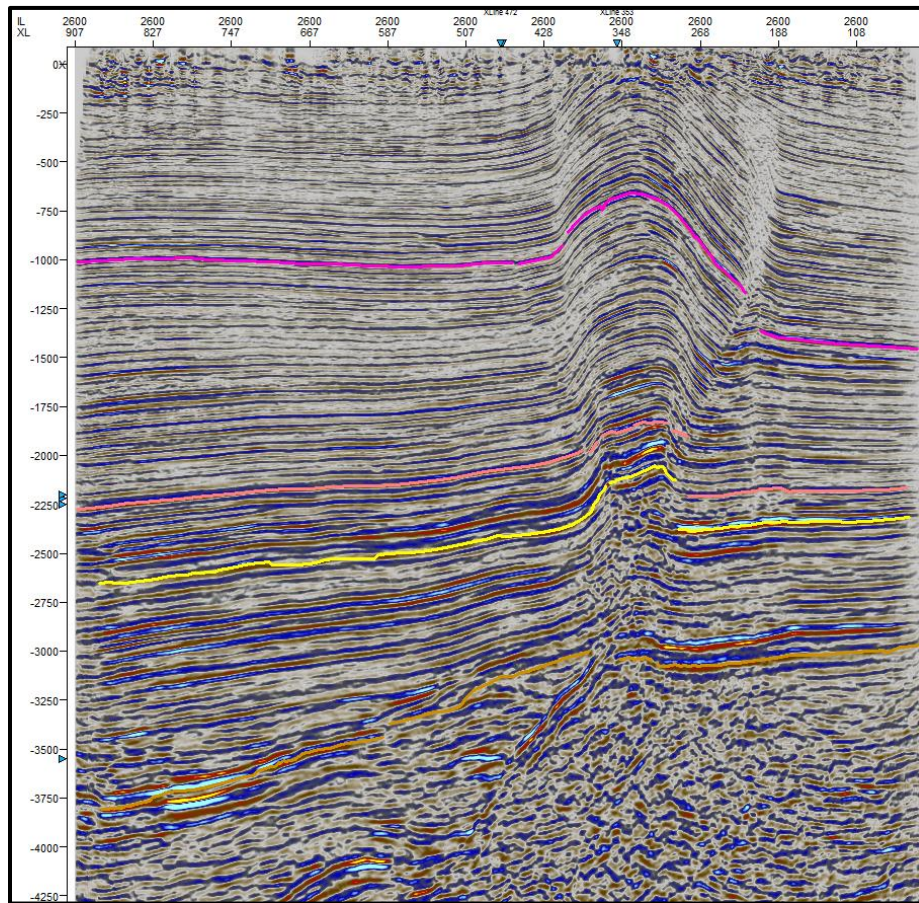
5.1.2.1 Interpretación Sísmica

Antes de iniciar la interpretación de los horizontes, es necesario interpretar las fallas teniendo en cuenta el estilo estructural del área, para esto se consideraron trabajos realizados por (Di Croce *et al.*,1999 ver figura 3.3) y se elaboró un boceto el cual incluye la interpretación de los horizontes no solo del área de interés (objetivo de investigación), esto con el fin de comprender la evolución tectonoestratigráfica de la zona.

La interpretación sísmica se realizó con el cubo 3D, la ubicación del mismo se puede visualizar en la figura 5.13. Para iniciar la interpretación sísmica se tuvo en cuenta las unidades descritas en el capítulo 3 la sección 3.2.3 y capítulo 5 la sección 5.1.1.

La interpretación del cubo sísmico se realizó entre las líneas 2200-3100 y las trazas 136-836. Se realizó la interpretación de horizontes teniendo en cuenta las líneas cercanas a los pozos calibrados, con el fin de tener un mayor control en estas líneas. Se visualizaron eventos que coincidían con los marcadores estratigráficos; otro factor que se tuvo en cuenta previo a realizar la interpretación fueron los parámetros de horizonte, es decir, definir que parte de la ondícula se interpreta, en este caso se interpretó el pico de la ondícula.

En la sísmica se identificaron 4 eventos, los cuales fueron interpretados manualmente cada 10 líneas sísmicas en dirección *inline* y *crossline*. En algunas zonas la sísmica pierde resolución en estos casos se siguió tomando como prioridad el marco geológico del área. La extracción de atributos sísmicos nos permitió identificar con más precisión los horizontes interpretados en estas áreas de baja resolución (Ver figura 5.13).

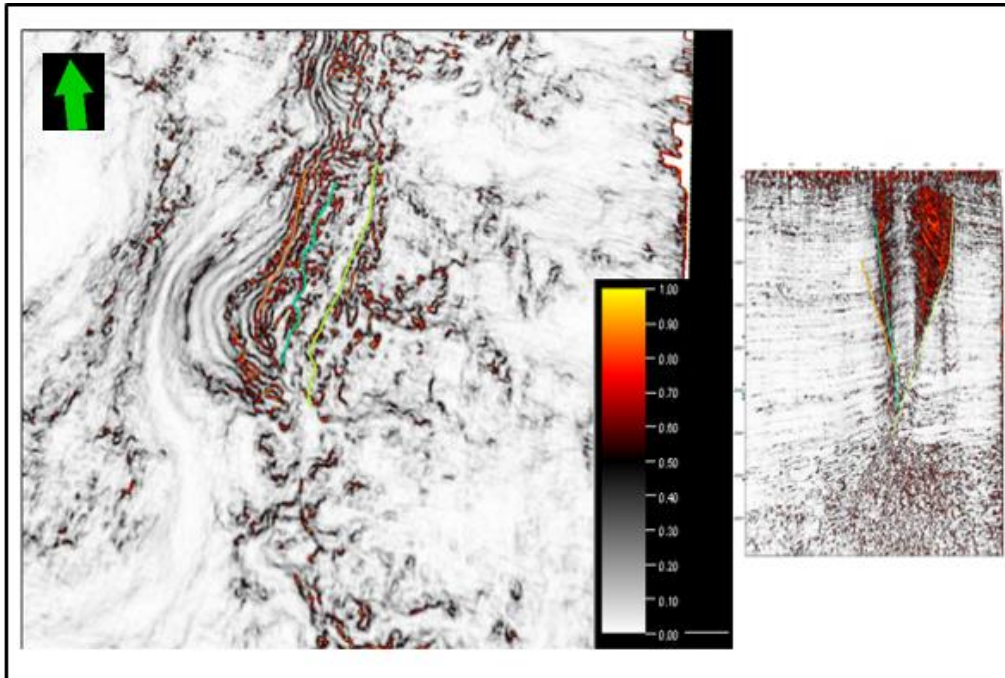


5.13. Inline 2650 del atributo de impedancia acústica.

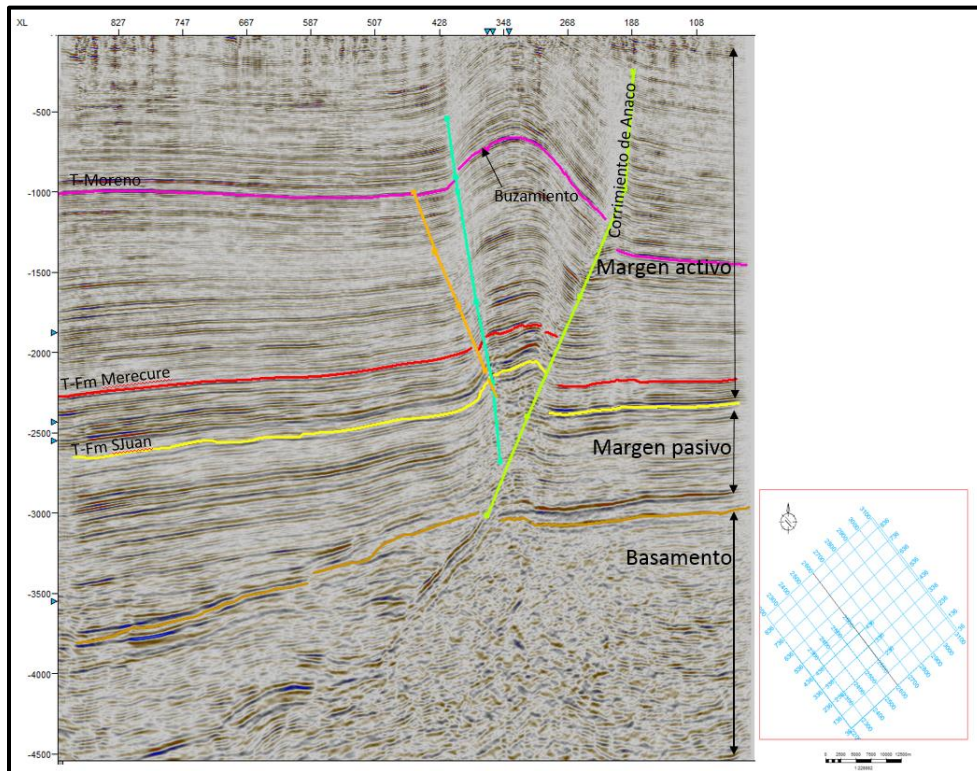
Con respecto a la interpretación de las fallas lo primero que se tuvo en cuenta fue el estilo estructural del área, a partir de este precedente se empezó a identificar la discontinuidad de los reflectores, los cambios de geometría y el cambio en la resolución de la sísmica. La interpretación se realizó cada 10 *inline* y *crossline*, adicionalmente se implementó el atributo de varianza (figura 5.14) el cual nos permitió identificar las principales discontinuidades y saltos de fallas de manera controlada.

Luego de tener identificadas las fallas principales y los horizontes definidos en nuestra sísmica, se procede a hacer la verificación de que estos tengan una armonía con el comportamiento geológico del área.

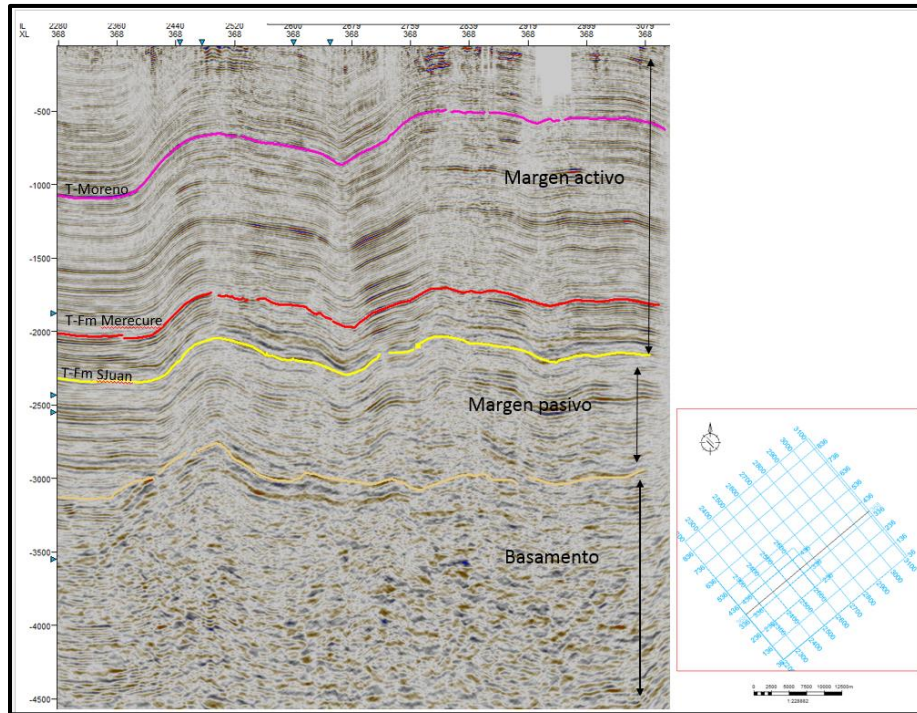
Como se puede ver se en la figura 5.15 y 5.16, se tienen dos líneas sísmicas (*inline-crossline*) interpretadas que evidencia el comportamiento tectonoestratigráfico del área de estudio, en la cual donde se interpretaron 4 eventos sísmicos como los son: el basamento y las siguientes formaciones: San Juan, Merecure y el tope de Moreno.



5.14. Inline 2650 y corte en tiempo 2540 ms del atributo de varianza.



5.15. Inline 2650 interpretada observando las 3 fases de la evolución tectónica .



5.16.Xline 360 interpretada observando las 3 fases de la evolución tectónica .

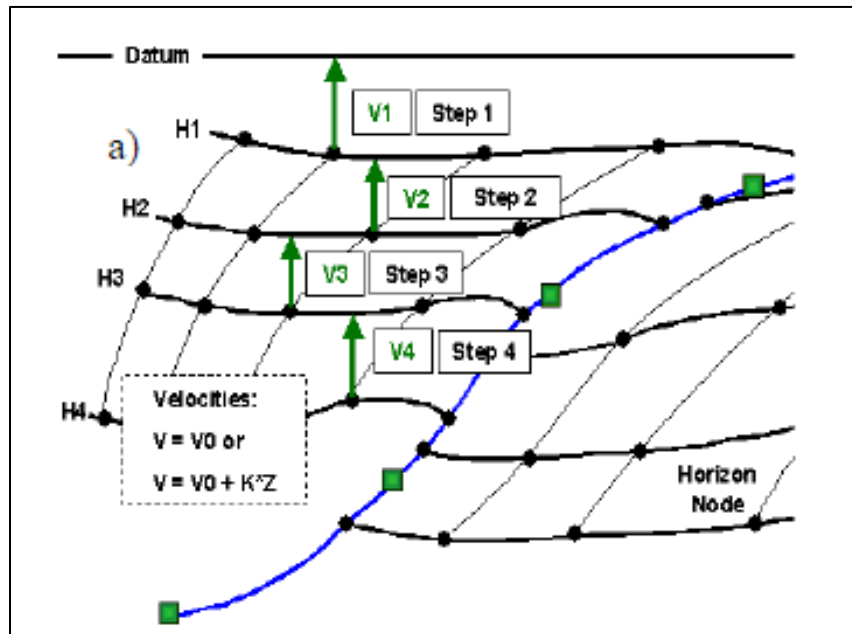
5.1.2.2 Modelo de Velocidades

El modelo de velocidades nos permitió transformar los datos del dominio del tiempo a profundidad. Para esto es necesario utilizar los horizontes que corresponden al tope y la base de nuestro objetivo de interés (Formación Merecure).

Para generar este modelo, inicialmente se definieron las zonas en el espacio donde la velocidad puede ser descrita de la misma forma, luego se procede a definir la relación de velocidad usada para cada zona (Figura 5.17).

El conjunto de datos necesarios para elaborar el modelo de velocidades fueron los siguientes:

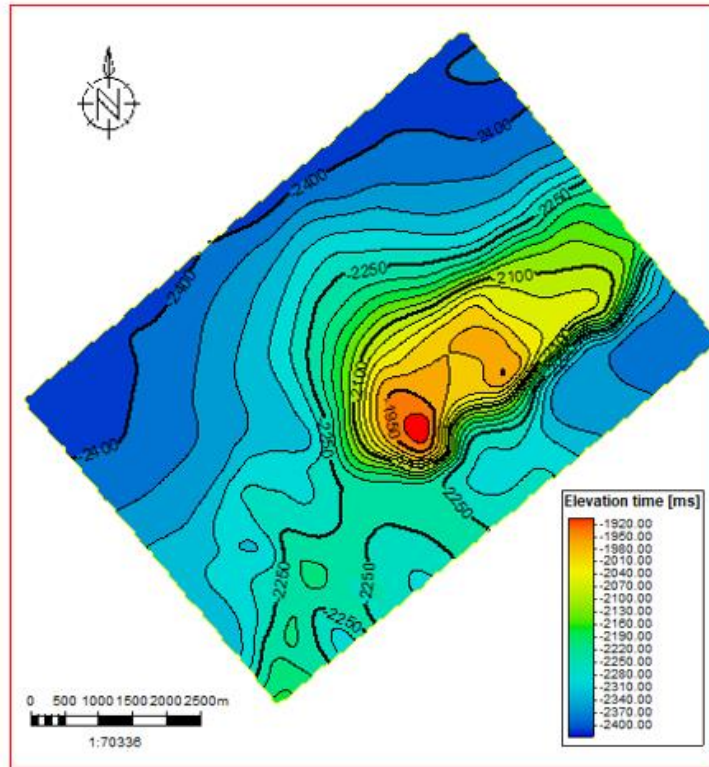
- Descripción de la zona
- Definición del modelo de velocidad para cada zona
- Parámetros de entrada para el modelo de velocidades
- Corrección de los datos en los casos que se considere necesarios.



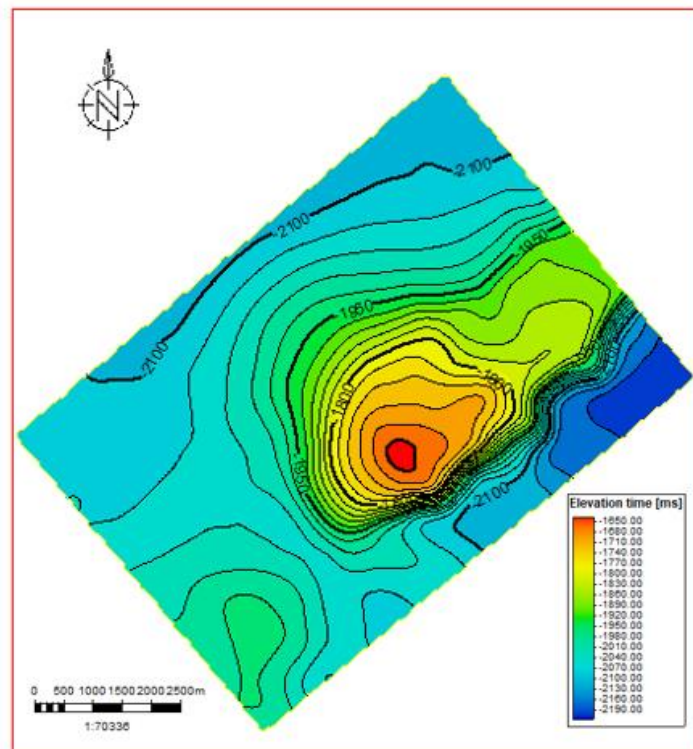
5.17. Principio básico de la conversión a profundidad.

En este estudio se consideraron dos zonas para generar el modelo de velocidades, la descripción de las zonas fue establecida como las superficies asociadas a los dos horizontes interpretados. Con respecto a la definición del modelo de velocidad para cada zona, en este estudio se considerara el modelo $V = V_0 = V_{int}$, para la zona 1, V_0 corresponde a la relación tiempo profundidad del pozo-superficie, cuando se define el modelo a partir de esta relación tendremos que para cada punto XY se tiene un valor de velocidad obtenido de la interpolación de pozos. En el caso de la zona 2 se considerara el modelo $V = V_0 + K \cdot Z$, en donde K es la relación tiempo profundidad del pozo-constante, cuando se define el modelo de velocidades a partir de esta relación tendremos que para cada punto XY se tiene un valor de velocidad obtenido de una regresión lineal entre los valores tiempo-profundidad que tiene asociada cada pozo.

Debido a que nuestro objetivo de interés es la Formación Merecure visualizaremos este intervalo en la figura 5.18 y su correspondiente base en la figura 5.19.



5.18. Mapa en tiempo al tope de la Formación Mercure .



5.19. Mapa en tiempo al tope de la Formación San Juan.

5.1.3 Interpretación Petrofísica

En esta fase del proyecto se realizó la interpretación de electrofacies y el cálculo de curvas petrofísicas, con el fin de obtener intervalos de interés prospectivos (yacimientos) sobre nuestra área de estudio.

5.1.3.1 Interpretación de electrofacies

Las electrofacies se interpretaron a partir de los registros de rayos gamma y densidad para cada uno de los pozos en el área de estudio, adicionalmente se contó con el informe de núcleo del pozo P8, del cual se extrajo toda la información con respecto a las litofacies interpretadas y posteriormente se calibraron con las tendencias observadas en los registros de rayos gamma y densidad, teniendo en cuenta el ambiente sedimentario de la Formación Merecure (Ver figura 4.1). Los registros de facies se construyeron a partir de esta información utilizando el módulo de modelado estratigráfico y correlación de pozos.

Mediante la descripción del núcleo (pozo P8) se identificaron las diferentes asociaciones de litofacies en la formación Merecure, adicionalmente esto nos permitió tener más información precisa de los rasgos sedimentológicos del intervalo de interés. Estas asociaciones de electrofacies fueron verificadas con los perfiles de rayos gamma y densidad para interpretar los ambientes de sedimentación en los pozos que no tienen núcleo.

A partir de las litofacies en la descripción del núcleo se definieron siete asociaciones de facies en donde cada una de estas representa una facies sedimentaria en particular:

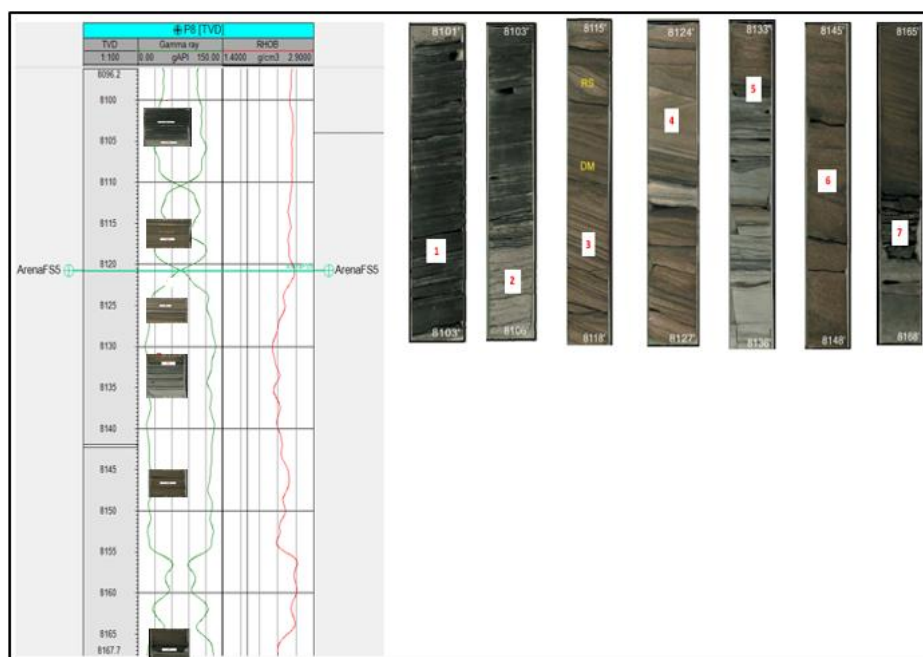
- Canal fluvial con influencia de marea
- Canales abandonados
- Complejo de abanicos proximales
- Canales de marea
- Llanura costera
- Canales individuales fluviales
- Llanura de inundación

Todas estas asociaciones de facies se pueden visualizar a continuación:

5.1.3.1.1 Asociación de facies de canal fluvial con influencia de mareas

La figura 5.20 muestra sucesiones grano decreciente con una base erosiva y un espesor entre 70(21 m) y 100 pies (30 m). Su sucesión vertical en orden ascendente está constituida por:

- Areniscas de grano medio a grueso con estratificación cruzada paralela y plana.
- Areniscas de grano fino a medio con laminaciones cruzadas tipos rizaduras que muestran predominio de procesos fluviales unidireccionales.
- Areniscas de grano a medio a grueso, envueltas en arcilla con estratificación cruzada y superficies de reactivación y envolturas dobles de arcilla.
- Areniscas de grano fino con envolturas dobles de arcilla.
- Arenisca de grano muy fino con laminaciones cruzadas tipo rizadura y estratificación tipo flaser, intercaladas con capas de lutita finamente laminadas.
- Arcilitas y areniscas de grano fino sin estructura, con trazas de raíces.
- Carbón mineral con espesor de hasta 3.5 pies (1.05 m) en los núcleos.



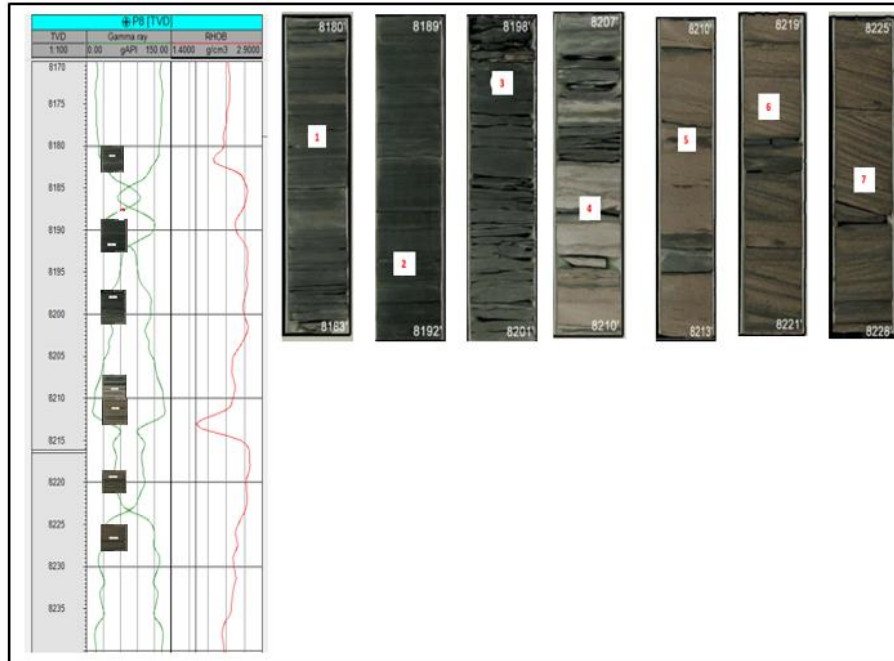
5.20. Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies canal fluvial con influencia de marea.

5.1.3.1.2 Asociación de facies de canales abandonados

La figura 5.21 muestra una tendencia grano decreciente y presenta un contacto basal erosivo abrupto. Las areniscas basales en esta asociación de facies tienen de 15 a 40 pies (4.5 m a 12 m) de espesor y por encima de ellas se encuentran hasta 20 pies (6 m) de lutitas finamente laminadas. Su sucesión vertical en orden ascendente está constituida por:

- Areniscas de grano medio a grueso con envoltura de arcilla envolturas, envolturas dobles de arcilla y estratificación cruzada paralela a planar.

- Areniscas de grano fino a medio con envolturas de arcilla, envolturas dobles de arcilla y laminaciones cruzadas tipo rizadura.
- Lutitas finamente laminada con intercalaciones de láminas de limolita.

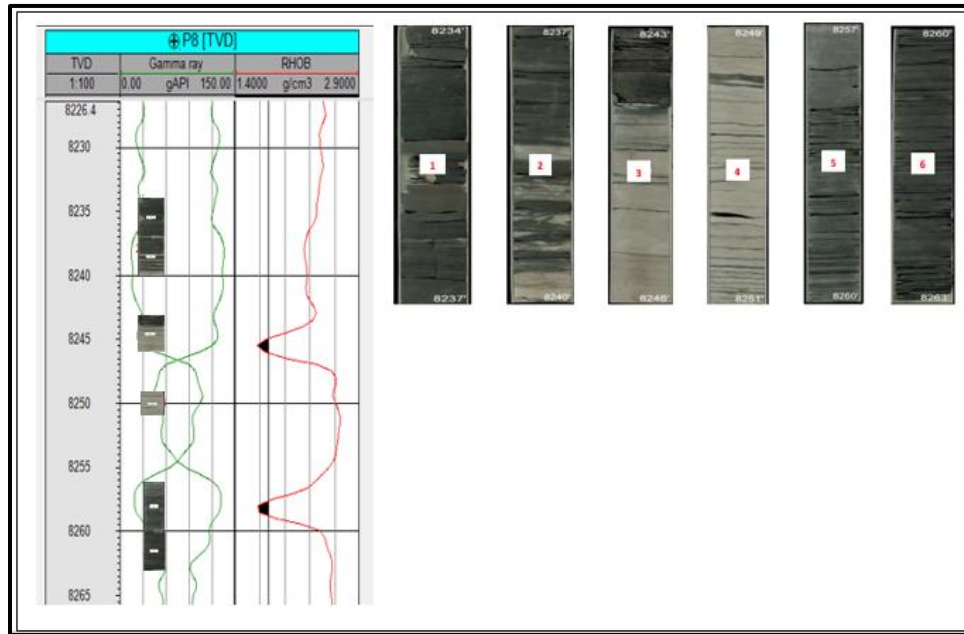


5.21. Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies canales abandonados

5.1.3.1.3 Asociación de facies de abanicos de rotura proximales

La figura 5.22 muestra una sucesión grano creciente. Su sucesión vertical en orden ascendente está constituida por:

- Pares constituidos por limolita finamente laminada y arenisca de grano fino, con estructuras de deformación y estratificación tipo flaser, ondulada y lenticular.
- Areniscas de grano fino a media con base abrupta y erosiva cierto grado de estratificación cruzada y laminaciones cruzadas.
- Lutitas finamente laminadas y ricas en materia orgánica. El espesor de esta litofacies varía de 3 a 15 pies (0.9 a 4.5 m).
- Areniscas de grano fino a medio hacia arriba estas areniscas gradan a areniscas de grano muy fino.
- Arcilitas ricas en materia orgánica y con paleoraíces.

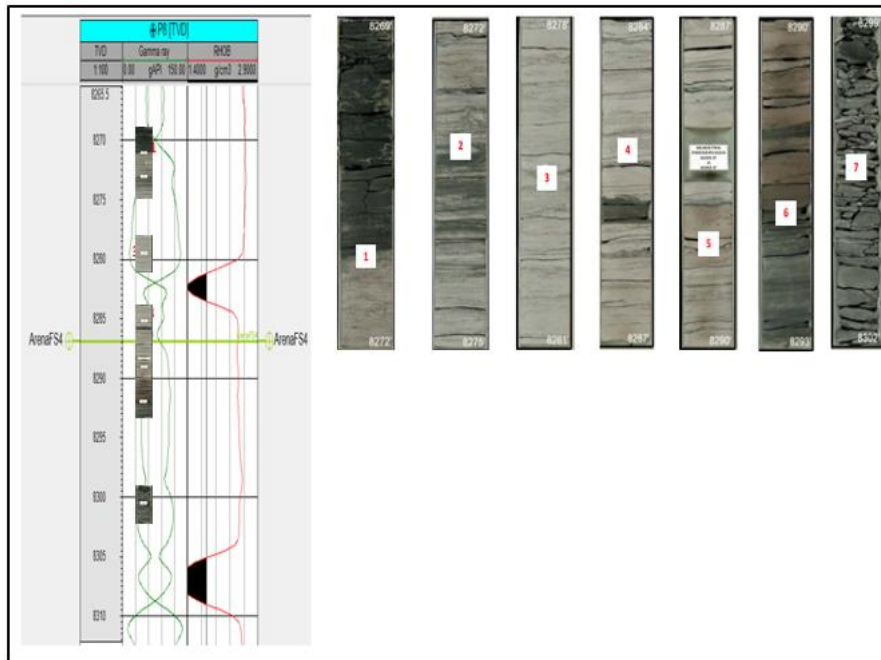


5.22. Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies abanico de roturas proximales.

5.1.3.1.4 Asociación de facies canales de marea

La figura 5.23 tiene un contacto basal abrupto y espesor entre 15 a 30 pies. Su sucesión vertical en orden ascendente está constituida por:

- Areniscas de grano fino a medio con envolturas de arcilla, láminas arrugadas, clastos de arcilla elongados y laminaciones cruzadas paralelas a tipo rizadura.
- Areniscas de grano fino a muy fino moderadamente bioturbadas, con envolturas de arcilla y envolturas dobles de arcilla. Estas areniscas están intercaladas con laminaciones delgadas de lutitas.
- Lutitas ricas en materia orgánica y vetas delgadas de carbón de aproximadamente 1 pie (0.3m)



5.23. Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies canales de marea

5.1.3.1.5 Asociación de facies llanura costera

La figura 5.24 muestra una facies heterolítica intercalada con arenisca de grano muy fino, consiste en depósitos intercalados de arenisca y lutita, granocrecientes y de 4 a 15 pies (1.2 a 4.5 m) de espesor. Su sucesión vertical en orden ascendente está constituida por:

- Lutitas y limolitas finamente laminadas.
- Facies heterolítica, la cual consiste en areniscas de grano fino a muy fino, intercaladas con lutitas. Hay estratificación lenticular y ondulada, rizaduras limosas envueltas en arcilla y capas dobles de arcilla.
- Carbón con trazas de raíces.



5.24. Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies llanuras costeras.

5.1.3.1.6 Asociación de facies canales individuales fluviales

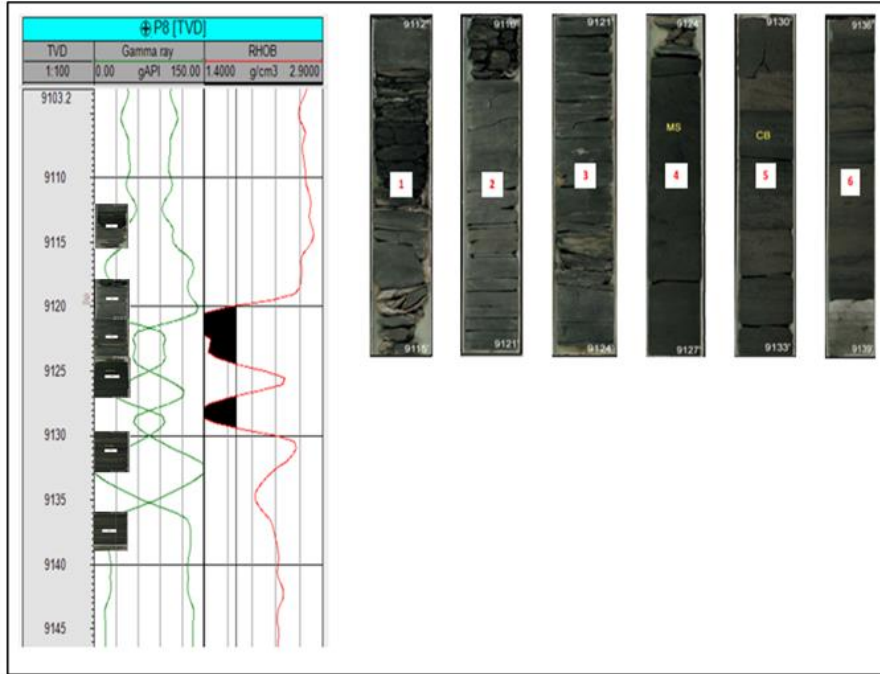
La figura 5.25 muestra la tendencia granodecreciente tiene un contacto basal erosivo y un espesor que varía de 15 a 40 pies (4.5 a 12 m). Su sucesión vertical en orden ascendente está constituida por:

- Areniscas de grano medio a grueso con estratificación cruzada paralela y planar
- Areniscas de grano fino a medio con laminaciones cruzadas tipo rizadura
- Depósitos de llanura de inundación de grano fino, que consisten en arcilita con trazas de raíces
- Paleosuelos
- Vetas de carbón mineral hasta 3 pies (0.9 m) de espesor.

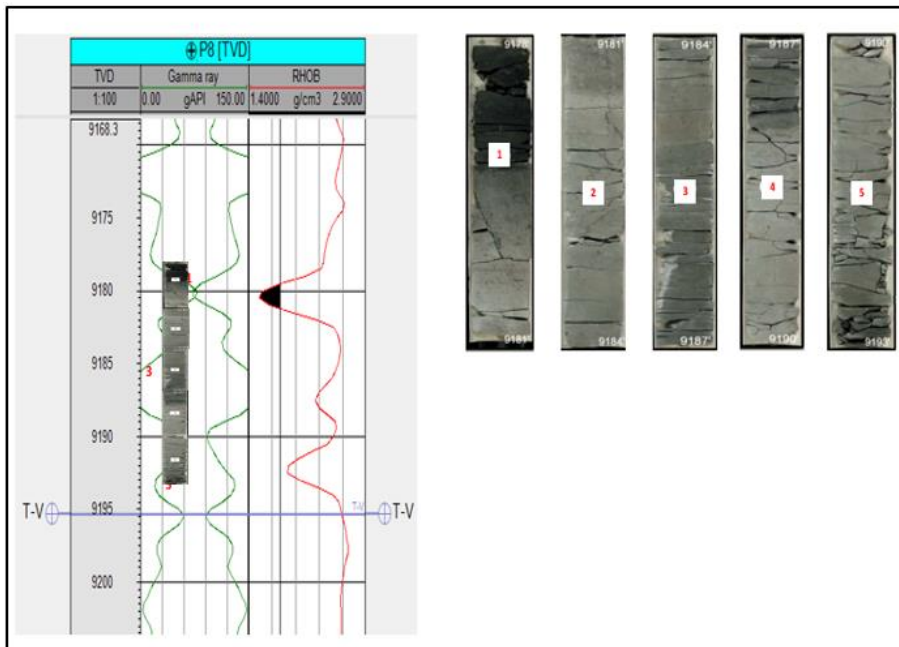
5.1.3.1.7 Asociación de facies llanura de inundación

La figura 5.26 son sedimentos en suspensión que inundan llanuras de 4 a 10 pies (1.2 a 3 m) de espesor cada uno. Su sucesión vertical en orden ascendente está constituida por:

- Lutitas y limolitas finamente laminadas.
- Areniscas con estratificación paralela y laminaciones cruzadas a finamente estratificadas, las cuales se encuentran intercaladas con limolitas y lutitas.
- Carbón con trazas de raíces.



5.25. Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies canales individuales fluviales.



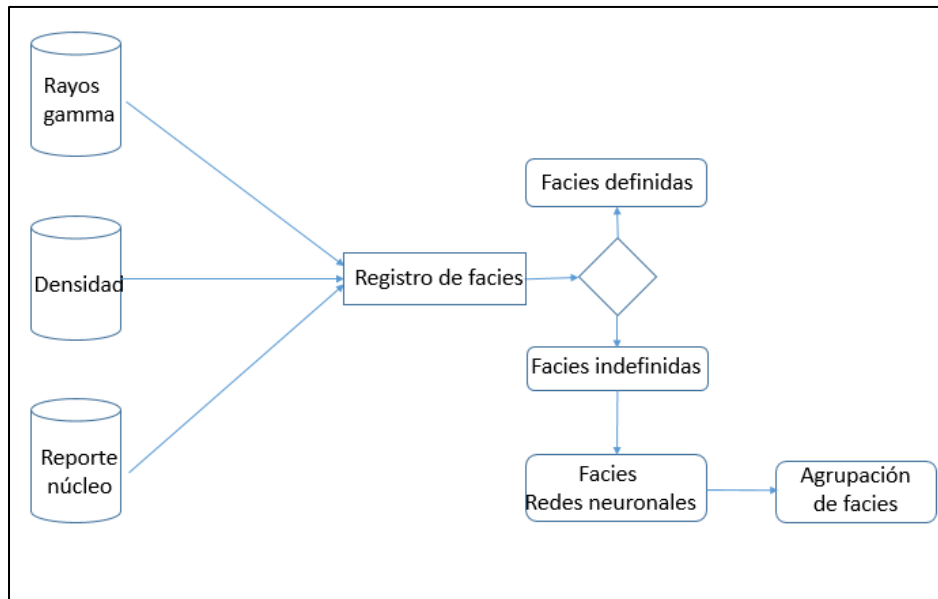
5.26. Pozo P8 con sus respectivas fotos de núcleo correspondiente a la facies llanura de inundación.

A partir de los registros de facies, las correlaciones, y el reporte de núcleo se definieron las electrofacies sedimentarias del pozo P8 y mediante la asociación de diferentes facies sedimentarias se interpretaron los ambientes sedimentarios y la geometría de sus elementos.

Debido a que el reporte de núcleo del pozo P8 contaba con intervalos en profundidad sin información alguna, se decidió implementar una red neuronal con tres corridas para obtener el mínimo error y la cual fue entrenada con las curvas de rayos gamma, densidad y resistividad profunda, todo esto fue supervisado por el registro de facies (mediante el método de clasificación, figura 5.28). Adicionalmente, luego de generar este registro llamado facies por redes neuronales, se realizó el control de calidad en donde se verificaron con las curvas que la facies interpretada mediante la red neuronal corresponda al comportamiento de las curvas con las cuales se realizó el entrenamiento.

Luego de no tener intervalos sin información (UNDEF) en el registro de facies, se procedió a revisar el comportamiento del registro de facies por redes neuronales y se obtuvo, que este registro cuenta con muchos elementos geométricos de los ambientes sedimentarios interpretados, a partir de esto se decidió realizar una asociación de las facies que permita reducir el número de estos elementos geométricos, teniendo en cuenta la sedimentología y estratigrafía que gobierna esta zona (ver flujograma de la figura 5.27). Esta decisión fue tomada debido que uno de los objetivos de este trabajo es realizar el modelado de facies. Se consideró que asociar comportamientos similares para reducir el número de elementos geométricos en nuestro objetivo de investigación, no generaría ningún inconveniente por el contrario es mucho más práctico. luego de esta asociación nos queda un registro el cual llamaremos registro de agrupación de facies.

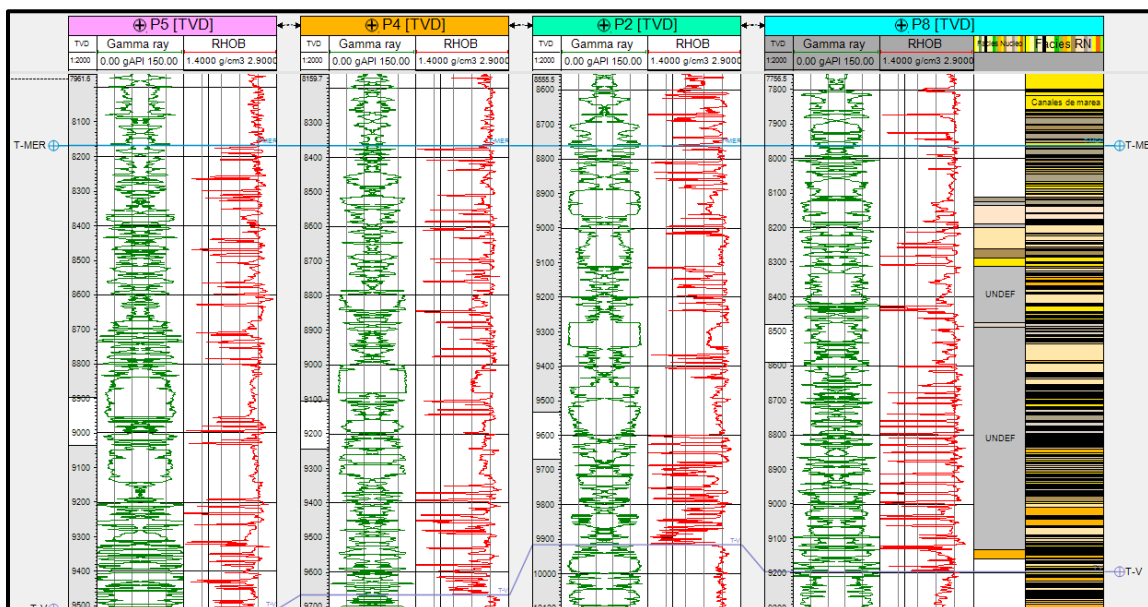
La figura 5.29 muestra el pozo P8 evidenciando el registro discreto de facies, con la información obtenida del reporte de núcleo, la de redes neuronales y la asociación de facies.



5.27. Flujogramas para interpretación ambientes sedimentarios.

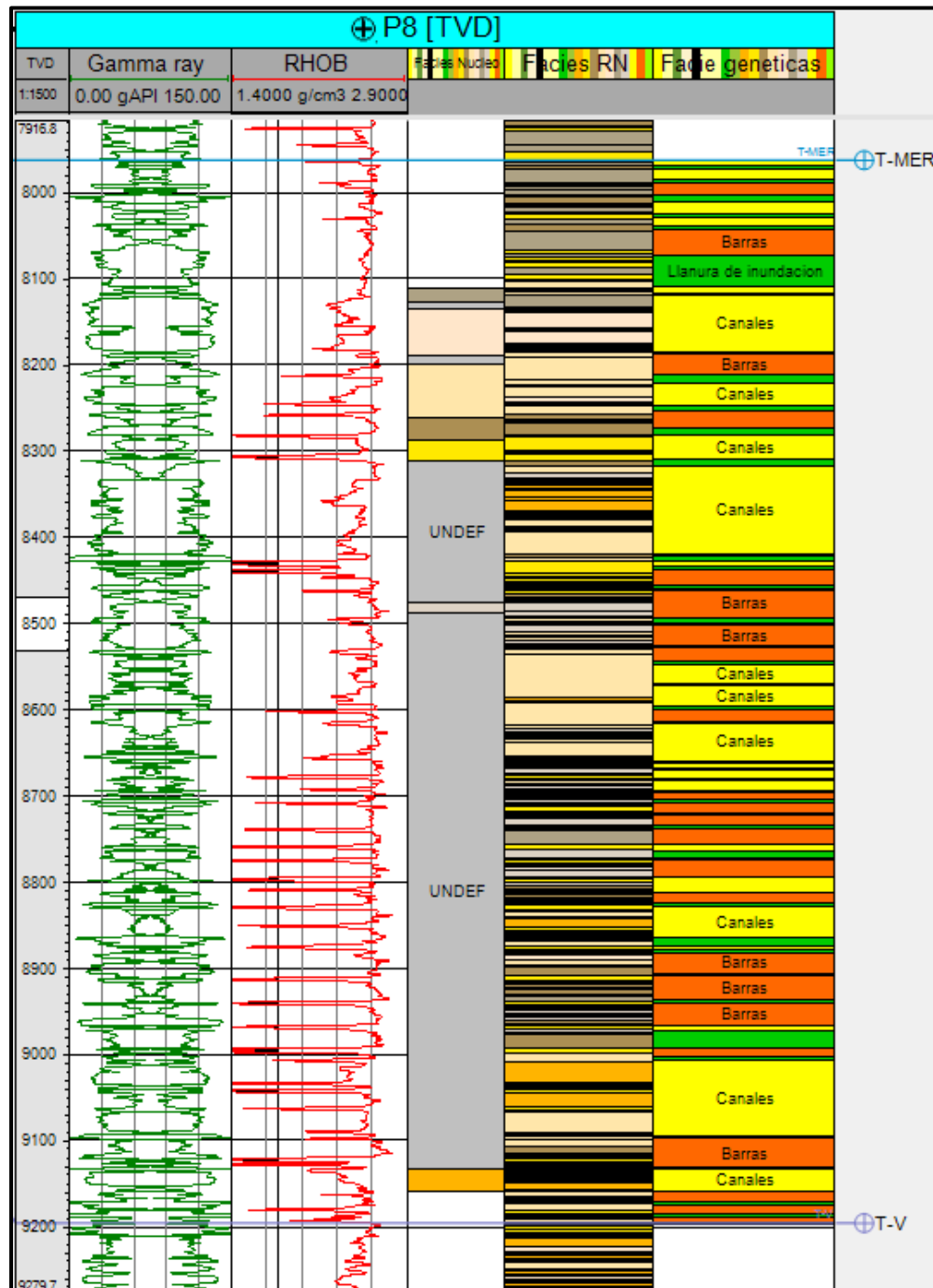
En la asociación de facies quedan 3 elementos:

- Canales
- Barras de marea
- Llanura de inundación.

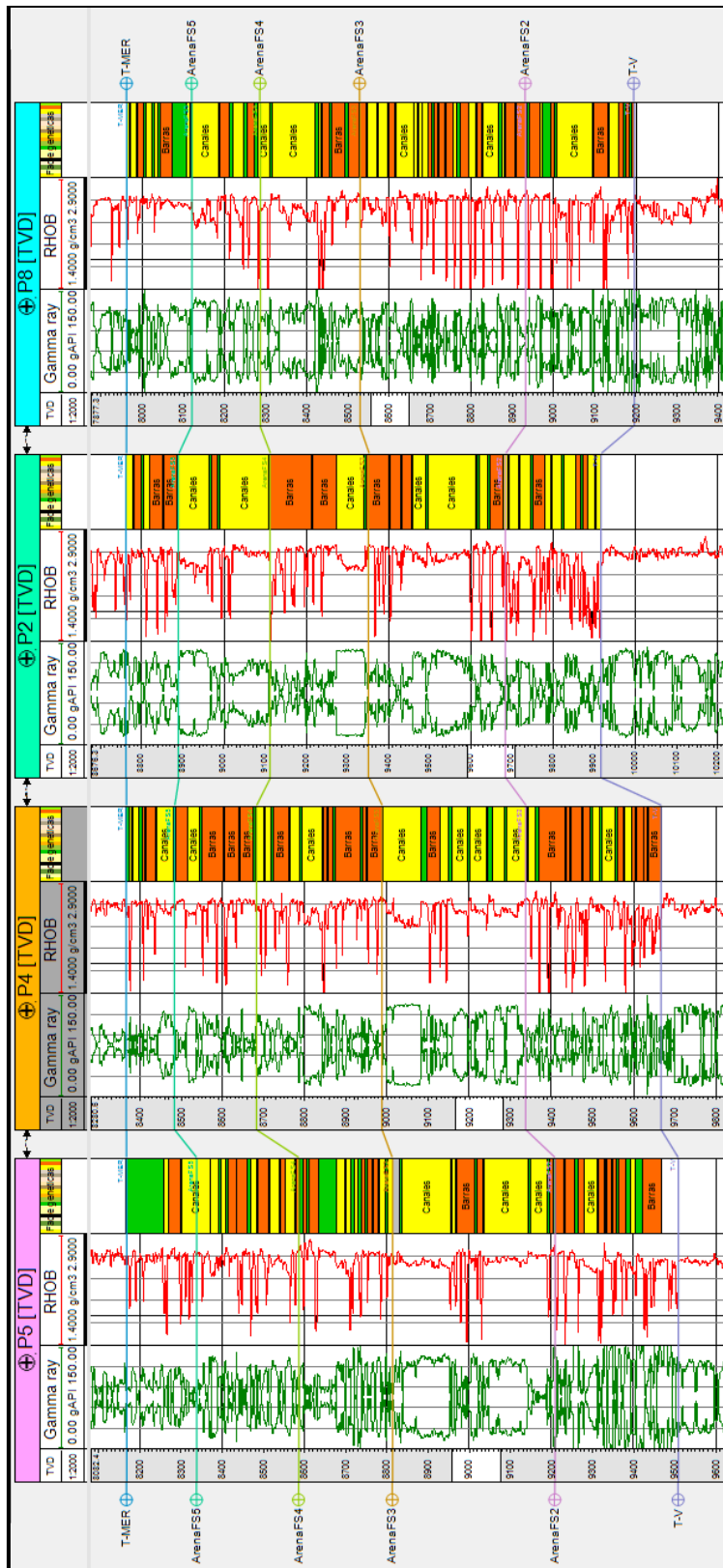


5.28. Sección NE-SO mostrando el registro discreto de facies por redes neuronales.

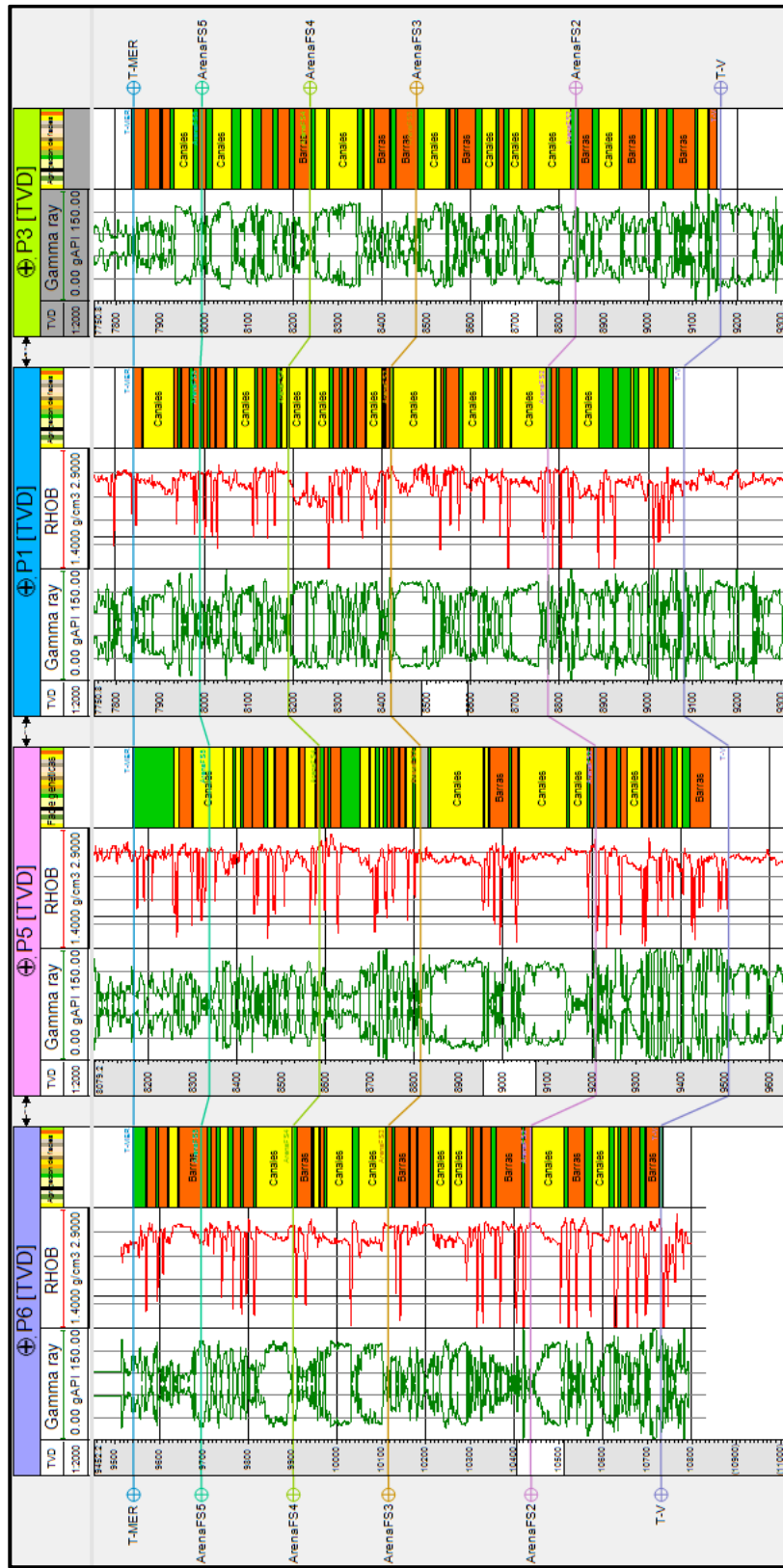
Luego se procedió a realizar una agrupación de facies y se denominó con el nombre de facies genéticas, luego la información del pozo P8 es extrapolada primero en el perfil NE-SO (figura 5.30) posteriormente es extrapolada al perfil NO-SE (figura 5.31).



5.29. Pozo P8 evidenciando el registro discreto de facies genéticas.



5.30. Sección NE-SO mostrando la interpretación de electrofacies.



5.31. Sección NO-SE mostrando la interpretación de electrofacies.

Como el objetivo en el modelado de facies de este trabajo consiste en generar un modelo de facies considerando las facies que pasen los cortes petrofísicos (reservorios), para ello fue necesario realizar la interpretación de petrofísica.

5.1.3.2 Cálculo de curvas petrofísicas

Esta etapa consistió en calcular el volumen de arcilla (V_{sh}) y la porosidad efectiva (PHIE) para finalmente emplear estos registros en determinar las facies que tienen características de yacimiento, es decir, aquellos que pasen los cortes petrofísicos. Inicialmente se realizó el cálculo del volumen de arcilla para cada uno de los pozos con el registro rayos gama (GR), con respecto al cálculo de la porosidad se realizó combinando los registros de densidad-neutrón.

Se realizó la interpretación de los cuales solo se harán los cálculos a los pozos P1, P2, P3, P4, P5 y P6.

5.1.3.2.1 Calculo de volumen de arcilla

Se realizó el cálculo del volumen de arcilla para cada uno de los pozos mencionados anteriormente, para esto se utilizó el registro de rayos gamma como estimador para calcular el volumen de arcilla a partir de un método lineal.

$$V_{ShaleGr} = \frac{G_r - G_{clean}}{G_{rShale} - G_{clean}} \quad (8)$$

G_r : Lectura del registro frente a la arena en estudio

G_{clean} : Lectura del registro frente a la formación considerada limpia

G_{rShale} : Lectura del registro frente a una arcilla

5.1.3.2.2 Calculo de Porosidad

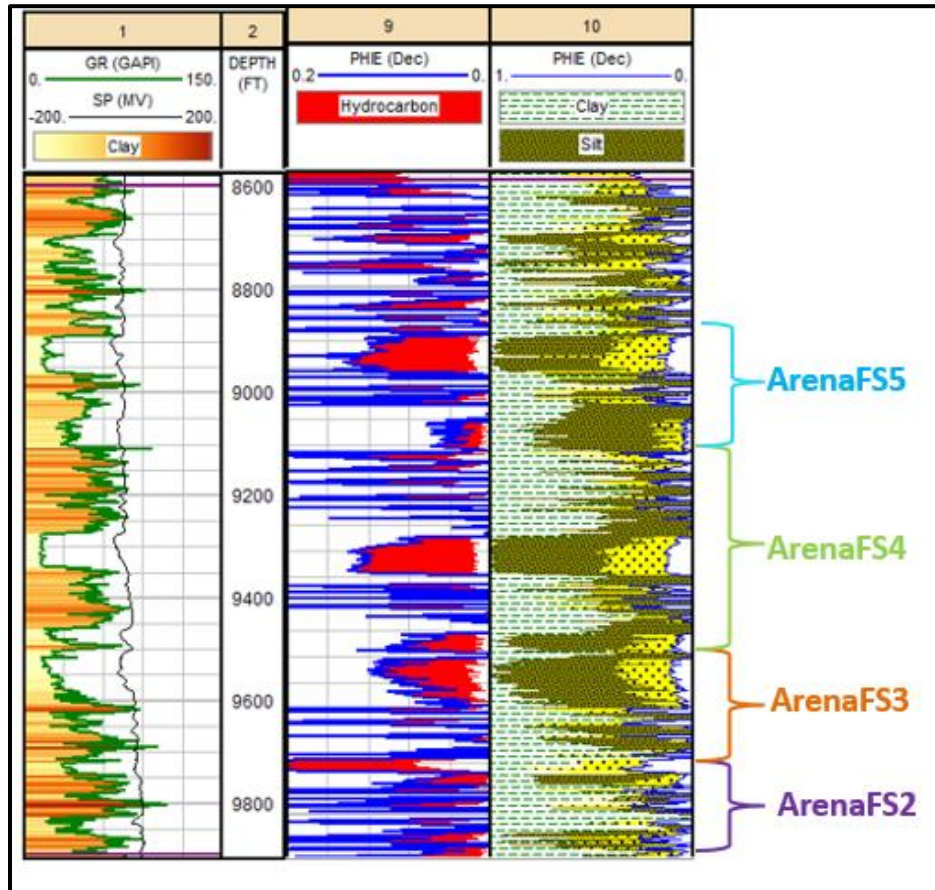
La estimación de la porosidad efectiva se realizó combinando los registros densidad-neutrón, de igual forma el registro de volumen de arcilla, logrando obtener la porosidad efectiva de la roca (PHIE).

$$\phi_e = \phi_T(1 - V_{ShaleGR}) \quad (9)$$

ϕ_T : Porosidad total

ϕ_e : Porosidad efectiva

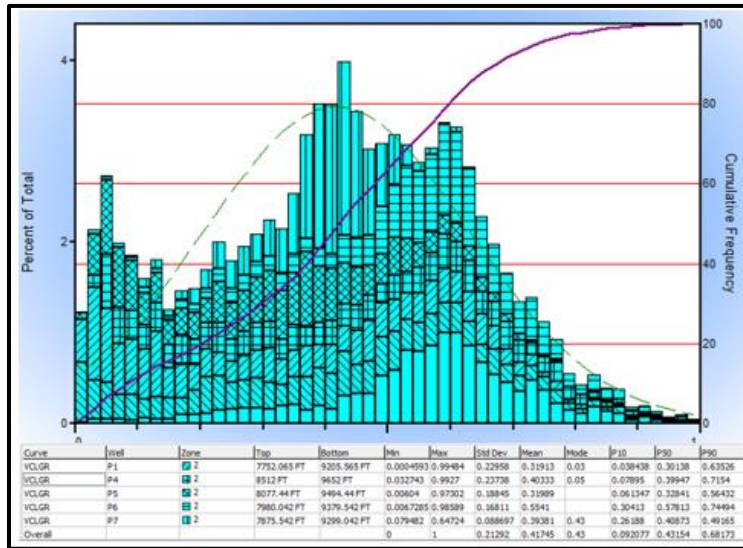
En la figura 5.32 se identifican las 5 parasecuencias interpretadas anteriormente, pero en este caso se identifican a partir de la curva obtenida de Volumen de arcilla.



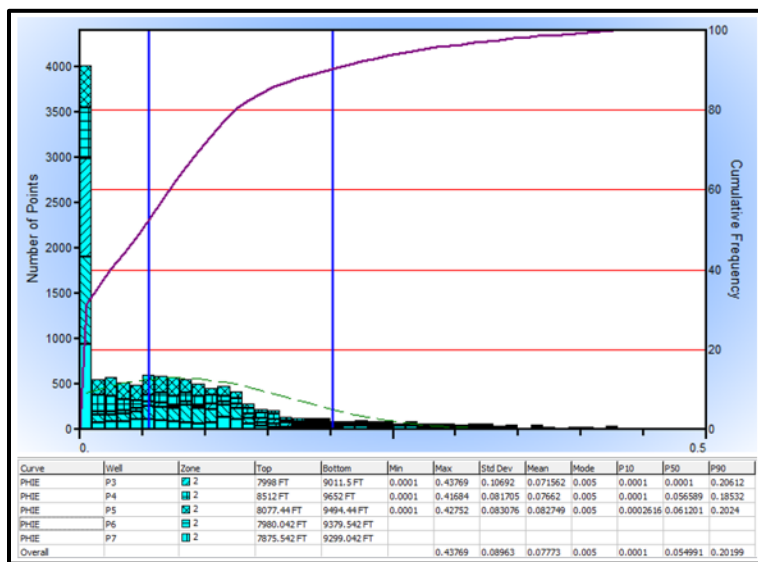
5.32. Pozo P2 con las respectivas curvas de volumen de arcilla y porosidad efectivas.

5.1.3.2.3 Parámetros de corte

Los parámetros de corte para del volumen de arcilla y la porosidad, fueron determinados a partir de la interpretación de pozos mediante el método de frecuencia acumulada, este método es implementado por algunos petrofísicos (conversación con la especialista María del Carmen Gómez) graficando los valores de la propiedad petrofísica versus la suma de la propiedad petrofísica, en donde el cambio de pendiente de la primera derivada marca el valor requerido en el intervalo de interés (Formación Mercure). En la figura 5.33 y 5.34. se puede evidenciar el comportamiento de los valores de volumen de arcilla y la porosidad efectiva.



5.33. Histograma de frecuencia acumulada para el volumen de arcilla



5.34. Histograma de frecuencia acumulada para la porosidad efectiva

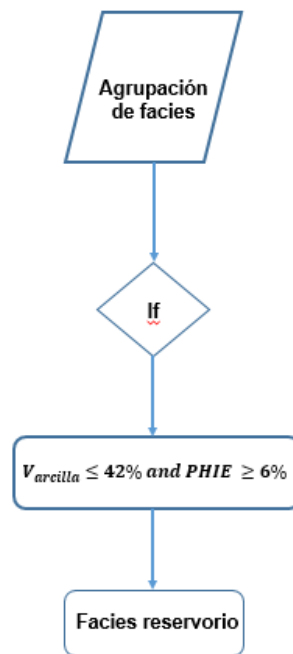
A continuación, se muestran los valores sugeridos según el método de frecuencia acumulada (ver tabla 5.2) , de igual forma se tuvo en cuenta los valores reportados por los estudios realizados por Montoya et al (2014) los cuales son próximos a estos.

Al tener establecidos los parámetros de corte de la porosidad y el volumen de arcilla implementamos el siguiente algoritmo a la agrupación de facies, con el objetivo de estimar facies reservorio.

Tabla 5.2 Parámetros de corte para la Formación Merecure

Cut-offs Formacion Merecure	
Porosidad	6%
Volumen de arcilla	42%

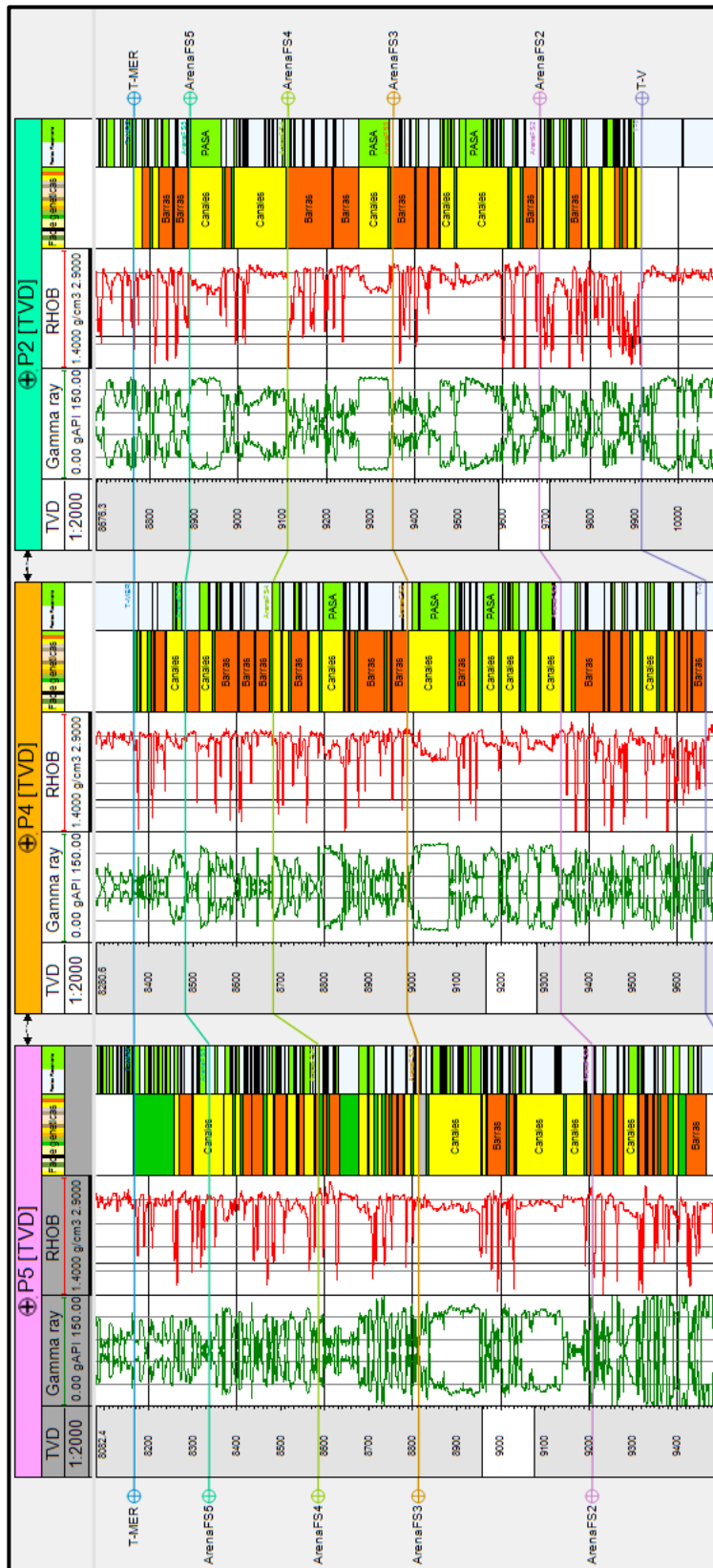
Se implementó el algoritmo de la figura 5.35 en cada uno de los pozos en los cuales se ha calculado el volumen de arcilla y porosidad.



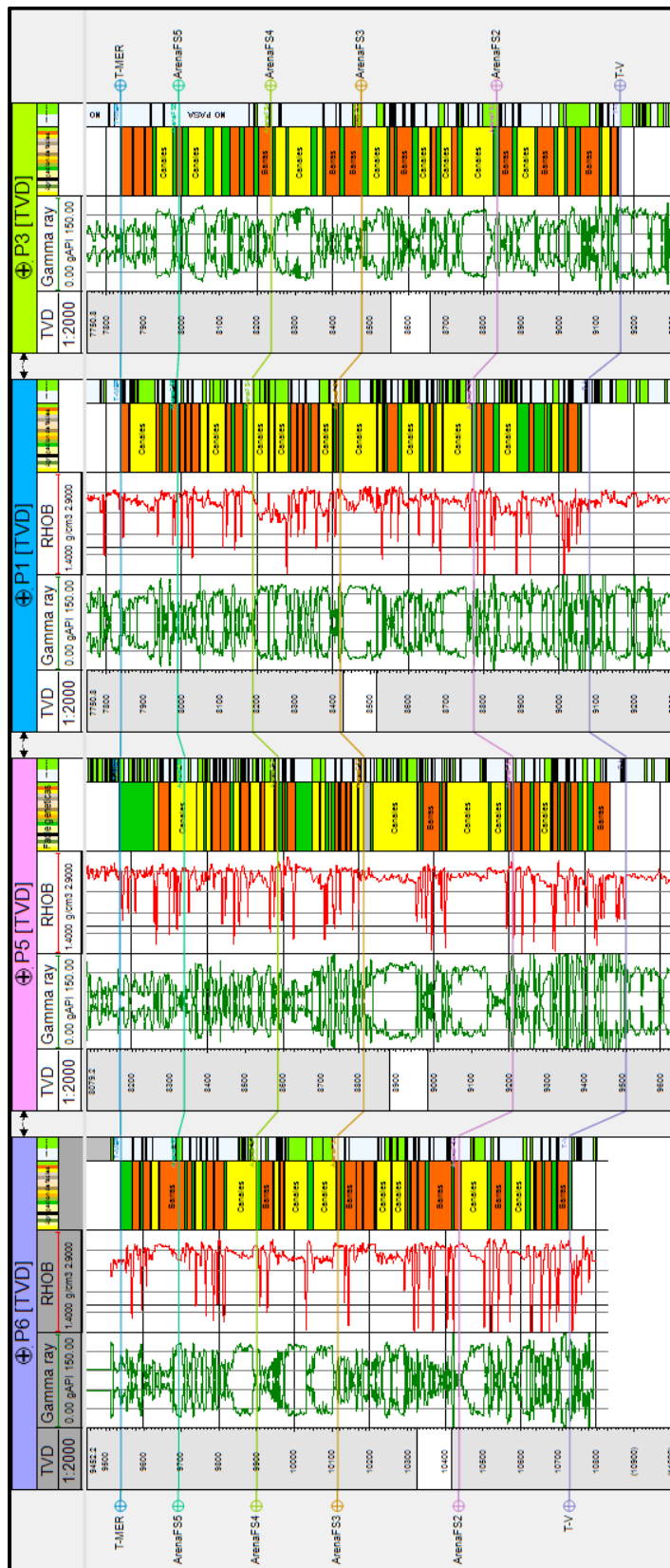
5.35. Algoritmo de facies reservorio

La figura 5.36 y 5.37 corresponde a los perfiles con el registro discreto de facies reservorio obtenido del algoritmo 5.35. En donde el color verde indica que pasa los cortes petrofísicos y el blanco que no cumple las condiciones de reservorio.

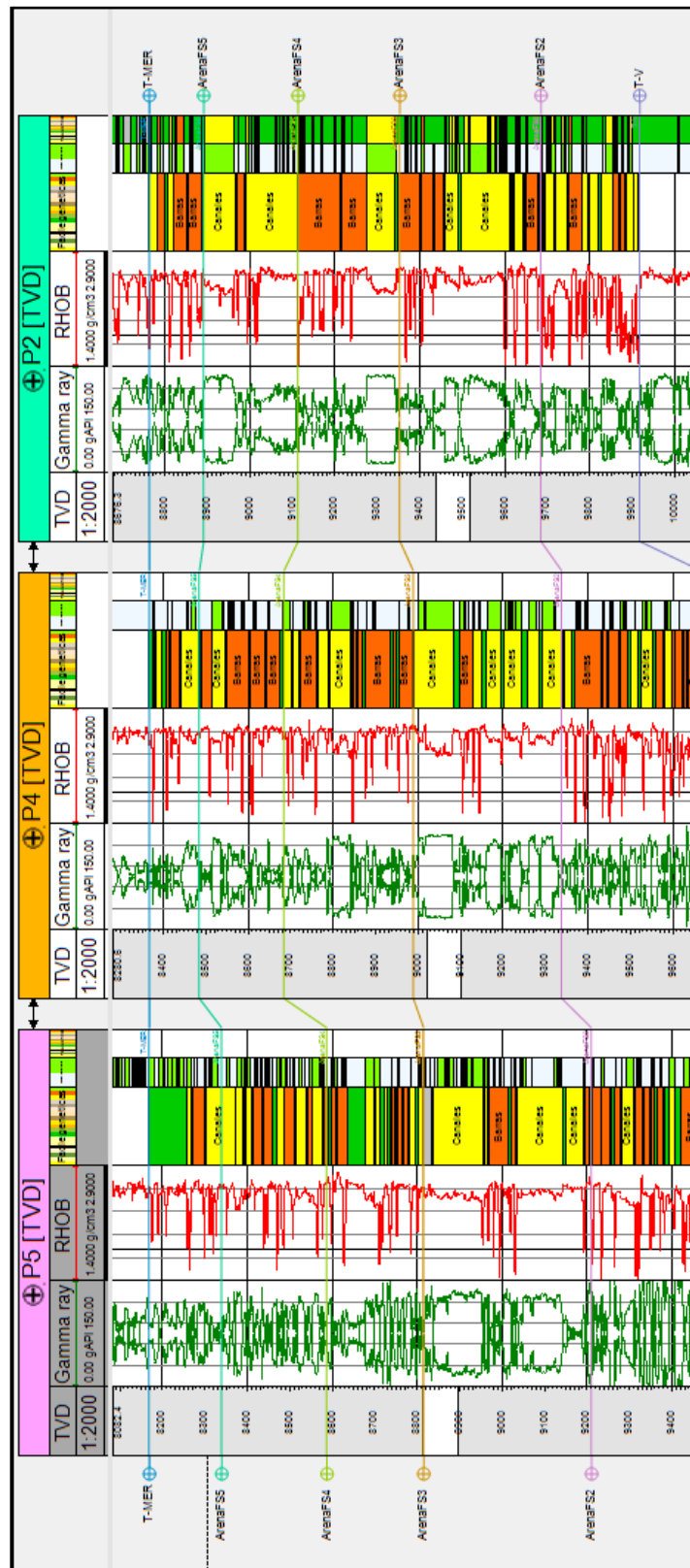
Con la facies reservorio estimada se procedió posteriormente se determinó la facies final (ver figura 5.38 y 5.39) en donde se consideraron los elementos interpretados (canales, barra y llanura de inundación) en este procedimiento sólo se tuvo en cuenta en cuenta la facies estimada que pasaban los cortes petrofísicos mencionados anteriormente, en este caso fueron los canales.



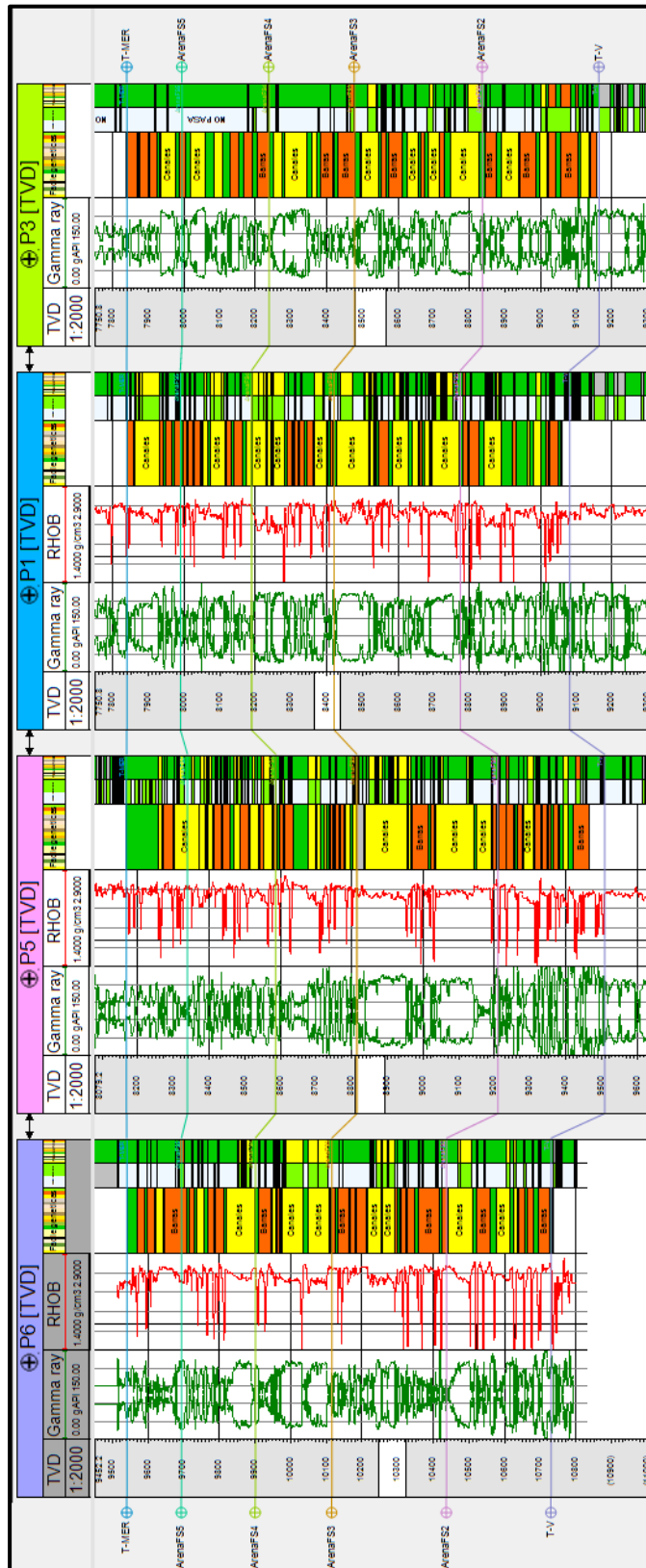
5.36. Sección NE-SO evidenciando facies reservorio



5.37. Sección NO-SE evidenciando facies reservorio



5.38. Sección NE-SO evidenciando facies final



5.39. Sección NO-SE evidenciando facies final

5.2 Generación del modelo geocelular

Este modelo geocelular nos permitirá vaciar toda la información evaluada en el área de estudio, por ende, la relevancia del mismo.

5.2.1 Modelado estructural-estratigráfico

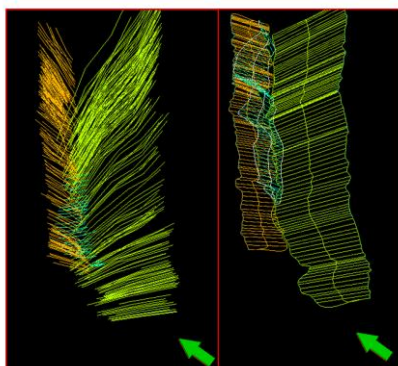
Posterior a tener la conversión a profundidad y superficies interpretadas en profundidad, se construyó el modelo estructural-estratigráfico en la zona de interés, esto se llevó a cabo en 2 fases que son: generación del mallado y definición de zonas y capas del yacimiento.

5.2.1.1 Generación el mallado

Determinar el tipo de mallado y su geometría es necesario para los cuerpos sedimentarios y sus características petrofísicas. Para generar la malla fue necesario identificar 3 procesos que están relacionados directamente con la forma del esqueleto que se quería representar y las celdas que se tenía como objetivo construir.

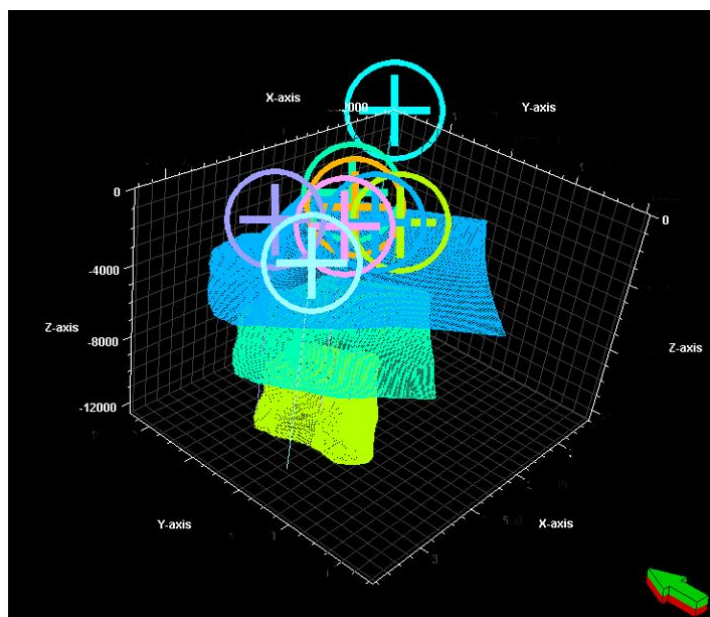
1. Modelado de fallas
2. Pilar gridding
3. Definición de horizontes

La definición de las fallas en el modelo nos permitió tener un soporte en lo que fue la generación del mallado. Para modelar las fallas se tuvieron en cuenta los pilares claves que se obtuvieron mediante la interpretación estructural en la sección 5.21, esto nos permitió definir los segmentos de fallas (ver figura 5.40). Finalmente, para introducir las fallas al modelo se desplegó cada falla y se seleccionaron los segmentos de fallas que formaron parte del plano de la falla final (figura 5.40). Se debe tener en cuenta que los segmentos de fallas que fueron seleccionados pasaron a ser pilares claves en el modelo.



5.40. Vista 3D de las fallas antes y después

En este caso fue utilizado un mallado rectangular ver figura 5.41, que obedeció geoméricamente a la data suministrada (polígono del área de interés en función del intervalo de la Formación Merecure sólo en el intervalo en donde se encuentra el yacimiento). Para generar esta malla fue necesario tener en cuenta el tamaño de los cuerpos a modelar, en este caso los elementos a representar son canales de aproximadamente 100 metros de ancho en promedio; debido a esto el tamaño de las celdas fue de 50*50 metros, con dirección de -30 grados que es la dirección de la sedimentación, limitada por un área de $1.49 \times 10^8 ft^2$ ($13.842.553,5 m^2$) que es el área del yacimiento.



5.41. Esqueleto del mallado con los pozos en el área del yacimiento

Para definir los horizontes, se consideraron el tope y base del objetivo de interés y sus correspondientes superficies. Los horizontes especificados en la figura 5.42 corresponden al tope y la base del intervalo de la Formación Merecure. Estos horizontes fueron insertados al modelo mediante el proceso de elaboración de horizontes.

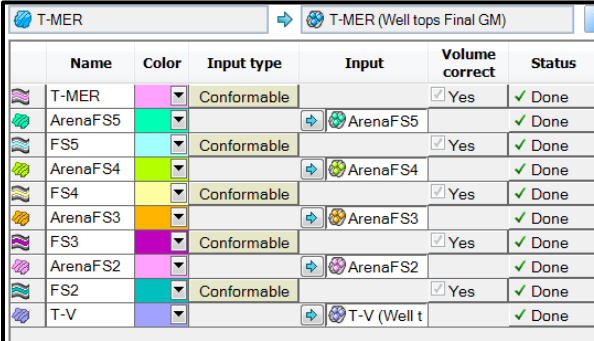
Index	Horizon name	Status	Smooth iterations	Use horizon-fault lines	Well tops	Input #1
1	SurfaceTMP	✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> T-MER (W	<input type="checkbox"/> SurfaceTM
2	SurfaceSJ (✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> T-V (Well t	<input type="checkbox"/> SurfaceSJ (

5.42. Horizontes a la tope de las unidades estratigráfica

5.2.1.2 Definición zonas y capas del yacimiento

Posterior a la generación del esqueleto y definición de los horizontes conforme a las unidades litoestratigráficas para definición de las zonas, fue necesario realizar el proceso elaboración de zonas, el cual se realizó por intervalo estratigráfico. En este caso se insertaron dos horizontes, es decir, que las zonas generadas estarán dentro de este intervalo como se puede visualizar en la figura 5.43. Finalmente fueron generadas 5 zonas; estas fueron definidas por los marcadores geológicos (parasecuencias interpretadas), los cuales durante el proceso de creación de las mismas fueron automáticamente convertidas a superficies adicionalmente cada una de ellas fue definida por dos horizontes.

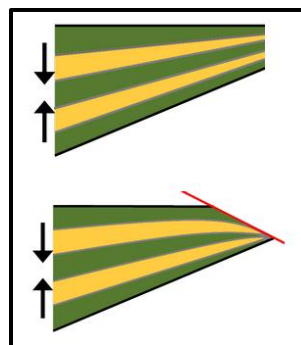
Las zonas corresponden a unidades que fueron interpretadas como unidades litoestratigráficas prospectivas.



Name	Color	Input type	Input	Volume correct	Status
T-MER		Conformable		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	✓ Done
ArenaFS5			ArenaFS5		✓ Done
FS5		Conformable		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	✓ Done
ArenaFS4			ArenaFS4		✓ Done
FS4		Conformable		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	✓ Done
ArenaFS3			ArenaFS3		✓ Done
FS3		Conformable		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	✓ Done
ArenaFS2			ArenaFS2		✓ Done
FS2		Conformable		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	✓ Done
T-V			T-V (Well t		✓ Done

5.43. Zonas a la tope de las unidades estratigráficas











Por otro lado, cada zona fue a su vez dividida en capas con el fin de no perder resolución estratigráfica vista en las correlaciones de pozos, debido a que la resolución del mallado se define fijando el espesor de las celdas o el número de capas en las celdas.



5.44. Malla tipo proporcional.
Tomado de Schlumberger 2015

En esta etapa se determinó que tipo de malla utilizar teniendo en cuenta que estas zonas corresponden a las unidades litoestratigráficas de T-V a T-MER, las cuales fueron construidas entre la superficie de la unidad litoestratigráfica conforme a la superficie de la unidad infrayacente considerando una malla de tipo *Proportional* (Figura 5.44). Este tipo de malla está representado por capas proporcionales entre el tope y la base de las superficies.

En la figura 5.45 están consignado los valores de la resolución vertical que tendrá el modelo para la malla 3D se tiene en cuenta el espesor mínimo de facies prospectivas, es decir el mínimo espesor de arena y las curvas de proporción vertical de facies. A partir de estos criterios se consideró que 5 pies es un espesor que representa los cuerpos en vertical y con el cual no se tuvo problemas a la hora de modelar las facies.

	Name	Color	Calculate	Zone division		Reference surface	Restore eroded	Restore base	Status
	T-MER		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 5	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	<input checked="" type="checkbox"/> Done	
	FS5		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 5	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	<input checked="" type="checkbox"/> Done	
	FS4		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 5	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	<input checked="" type="checkbox"/> Done	
	FS3		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 5	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	<input checked="" type="checkbox"/> Done	
	FS2		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 5	<input type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	<input checked="" type="checkbox"/> Done	

5.45. Procedimiento para construir capas dentro del mallado

5.2.2 Modelado de propiedades

Para iniciar este proceso se realizó primero el escalado de los datos de pozo el cual consiste en muestrear los valores de los registros dentro de las celdas.

Esta fase consta de 3 etapas:

- *Análisis espacial de datos:* el cual tiene como objetivo identificar tendencias y definir variogramas que describan los datos teniendo en cuenta los puntos de control (ubicación de pozos), se realizarán mapas de variogramas de las propiedades a modelar (porosidad y *net to gross*) para determinar la anisotropía y los rangos (menores ó mayores) con el fin de establecer el grado de confiabilidad.
- *Modelado de facies:* consiste en distribuir facies a lo largo del modelo el método que se implementará para hacer la distribución de facies será: la simulación basada en Objetos (SBO), en función de la interpretación de los datos

- *Modelado petrofísico* consiste en distribuir las propiedades petrofísicas a lo largo del modelo. La propagación de las propiedades se realizará mediante la técnica Simulación Gaussiana Secuencial (SGS).

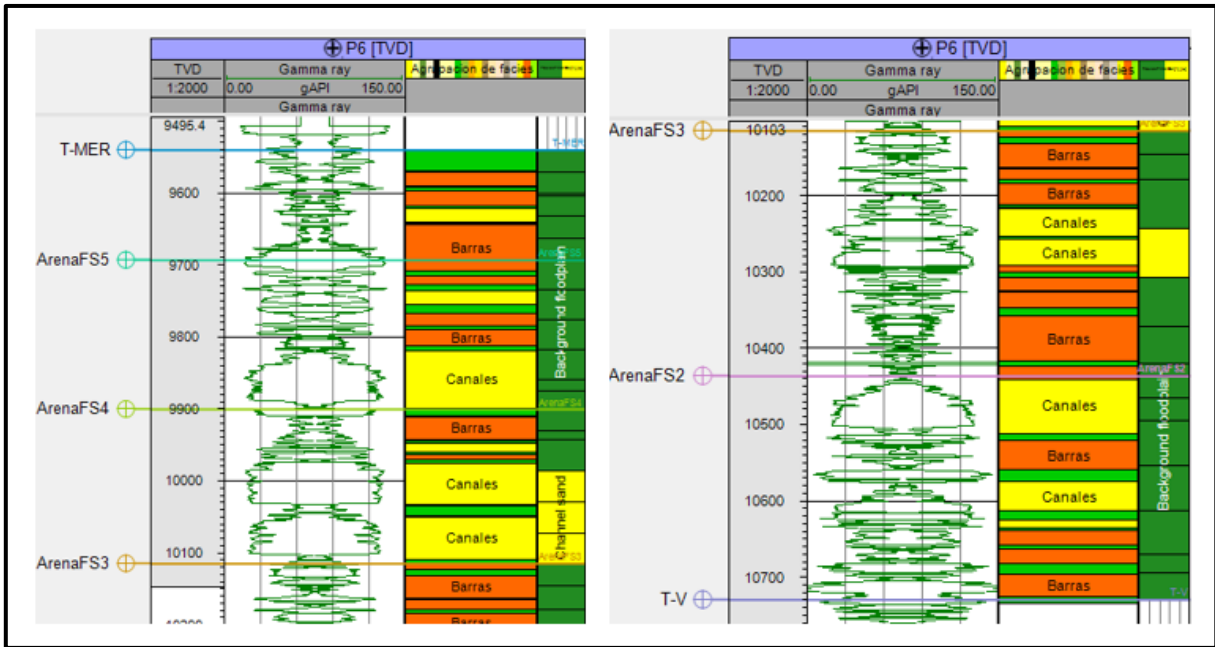
5.2.2.1.1 Escalado de registros de pozo

Según Deutsch (2002), el escalado de registros de pozos es un procedimiento mediante el cual se le asigna un valor de facies o propiedad petrofísica a la celda de la malla tridimensional, utilizando promedios estadísticos.

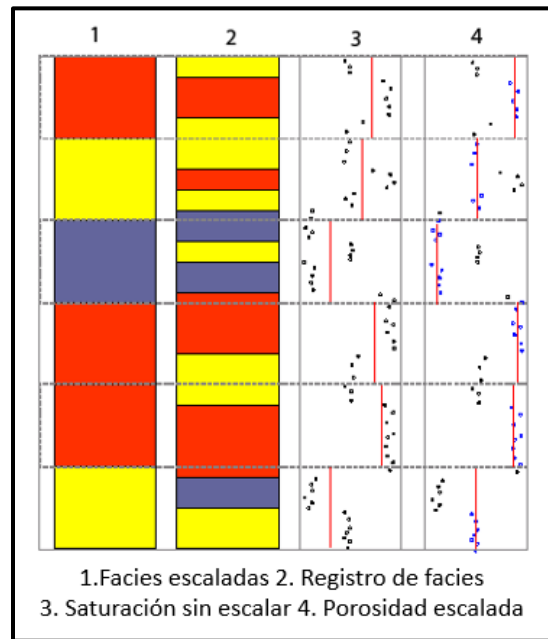
Este proceso inicia escalando el registro correspondiente a las electrofacies (registros discretos) interpretado para cada uno de los pozos. Este escalamiento se realizó mediante el proceso escalado de registros de pozo, para asignar los valores de facies a cada celda de la malla, fue utilizado el método *mayoría de datos (most of)* que utiliza el valor más representativo en cada celda, es decir, que asigna a cada celda los valores de registros que aparecen con más frecuencia. Adicionalmente, estos registros deben ser tratados como *línea* (ver figura 5.47), debido a que este tipo de registro solo se graban las fronteras de las facies. Para finalizar utilizamos el *método de celdas adyacentes* en el cual todas las celdas penetradas por la trayectoria del pozo obtienen un valor y las celdas adyacentes en la misma capa serán promediadas, esto fue utilizado para calcular el promedio de los registros de entrada. La figura 5.46 muestra el registro de facies del pozo P6 y su correspondiente escalado.

El propósito de este proceso es poder utilizar esta información en el modelado de propiedades. Con respecto a la porosidad y el *net to gross* (registros continuos), se condicionaron al registro de facies como guía las facies escaladas, con el objetivo de obtener estadísticas más claras ya que de esta forma se consideraran como dato de entrada para el promedio solo los valores que corresponden a las facies con mayor frecuencia en cada celda, permitiendo de esta forma obtener un valor de la propiedad petrofísica (porosidad o *net to gross*) que represente solo el valor de facies elevado a escala mayor (Ver la figura 5.46) este procedimiento se aplicó en todos los pozos que tenían propiedades petrofísicas (porosidad y *net to gross*).

El método utilizado fue el aritmético debido a que es el método que mejor responde para propiedades como porosidad y *net to gross*, ya que estas son variables aditivas, adicionalmente fueron condicionados al registro de facies interpretado en cada pozo.

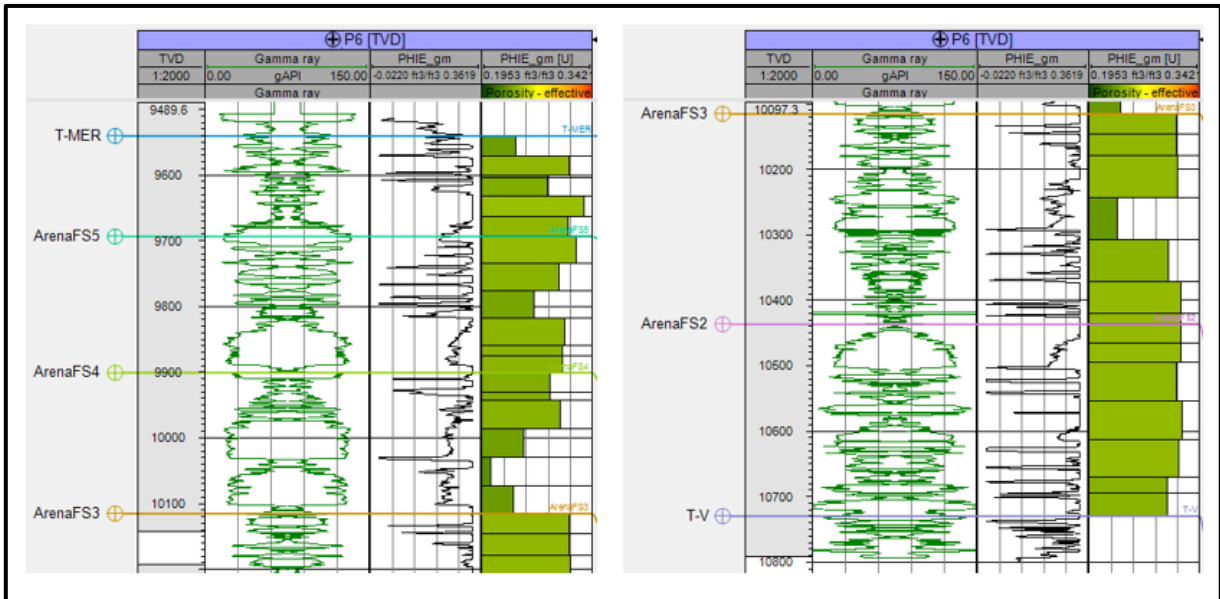


5.46. Comparación del registro de facies original y el escalado en el pozo P6



5.47. Registro de porosidad condicionado a las facies escaladas. Tomado de Petrel 2014

En la figura 5.48 se puede visualizar el registro de porosidad efectiva original y el correspondiente escalado para el pozo P6.



5.48. Comparación del registro de porosidad efectiva y el escalado en el pozo P6

5.2.2.2 Análisis espacial de datos

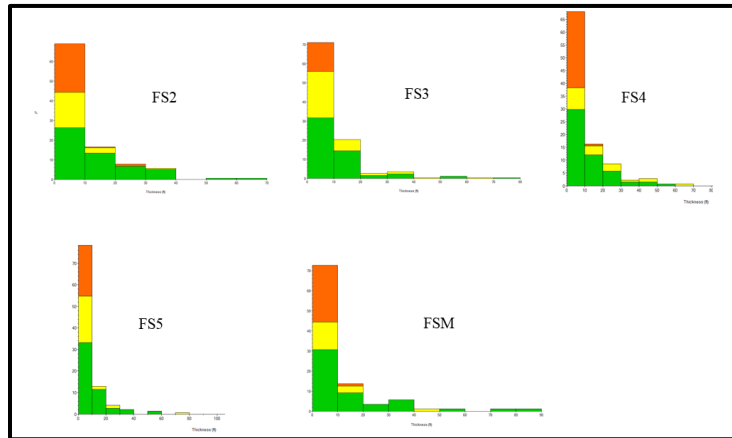
El objetivo en esta etapa es conocer la distribución y correlación de los datos espacialmente, determinar tendencias, datos anómalos, y tener un conocimiento del comportamiento estadístico de la data.

En esta fase se lleva a cabo la estadística del proyecto teniendo en cuenta todos los cálculos estadísticos que se realizan, esta fase consta de las siguientes etapas:

1. Analizar
2. Validar
3. Organizar datos disponibles

5.2.2.2.1 Cálculo de proporción y espesor de facies

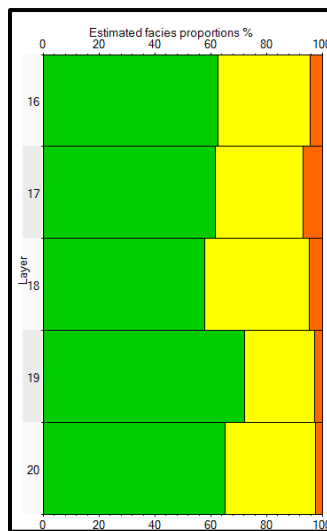
Se calcularon y analizaron los histogramas de distribución de espesores con el fin de conocer el espesor de arena a modelar y el espesor de las facies no reservorios que serán consideradas como background en los pozos. En la figura 5.49 se puede visualizar la distribución de espesores para cada unidad litoestratigráfica.



5.49. Histogramas con distribución de espesores para cada zona

5.2.2.2.2 Calculo de curvas de proporción vertical de facies

Mediante la curva de proporción vertical se logra representar la distribución de las facies verticalmente a través de cada una de las capas de la malla tridimensional (Figura 5.50).



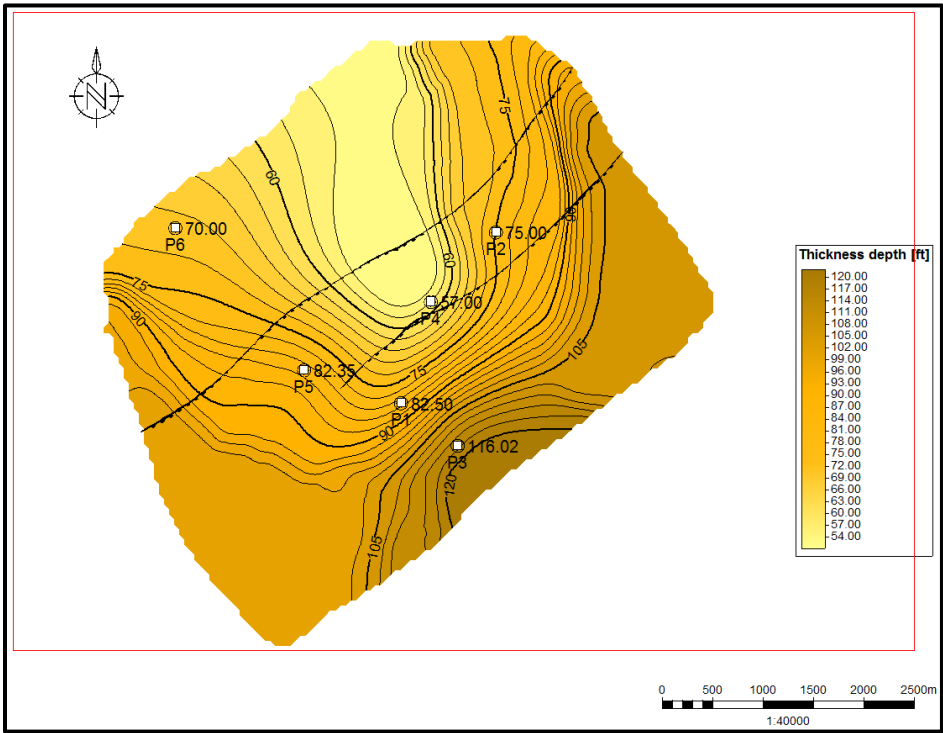
5.50. Curva de Proporción de facies

5.2.2.2.3 Mapas de espesor de arena neta

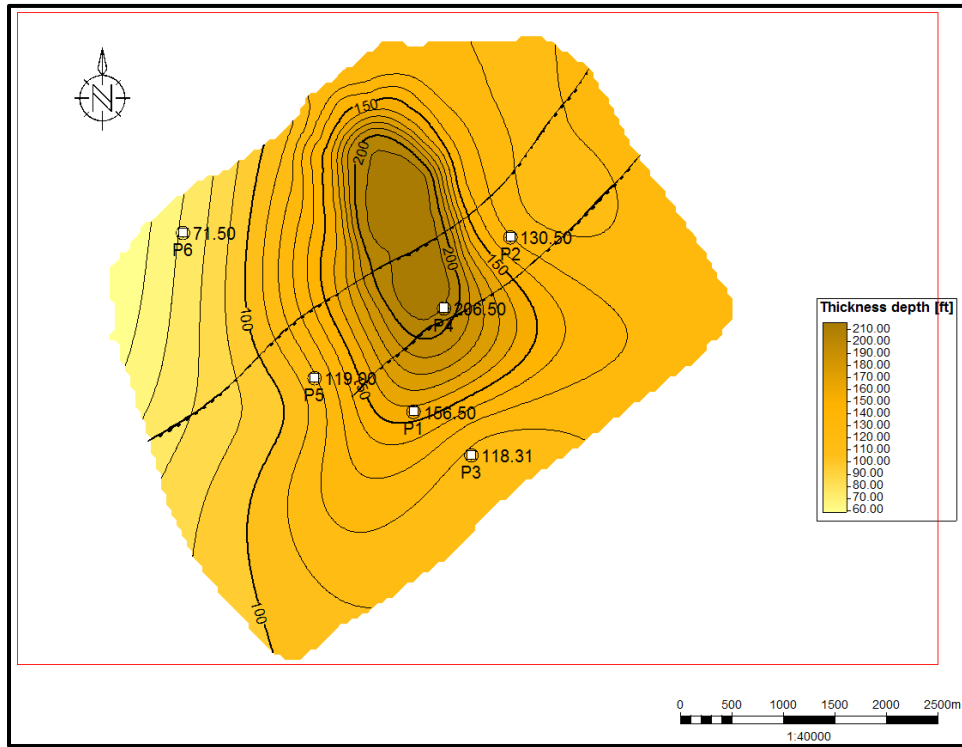
Estos mapas de tendencia horizontal permiten visualizar la distribución areal de facies a modelar (Canales), esto es de mucha ayuda para identificar patrones o tendencia en la

distribución de la facies. En la figura 5.51, 5.52, 5.53, 5.54, 5.55, se puede visualizar el mapa de espesor de arena neta construido para cada unidad (zona).

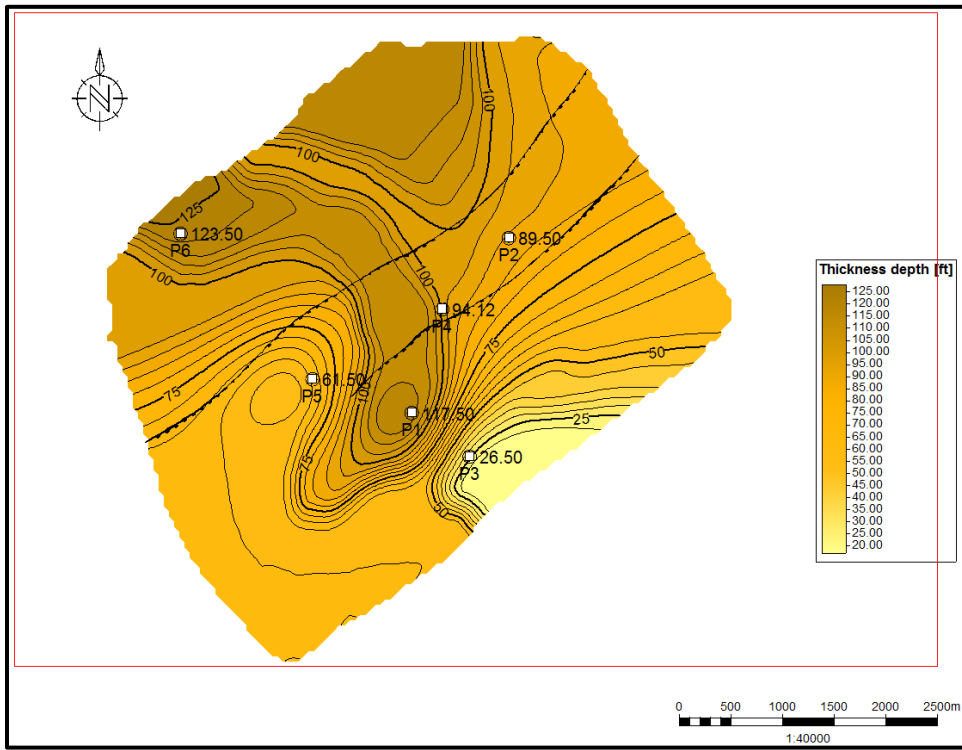
Estos mapas representan el espesor de arena después de aplicar el corte de volumen de arcilla y se interpreta valores de mayor espesor corresponden con los ejes de canales principales y canales coalescente.



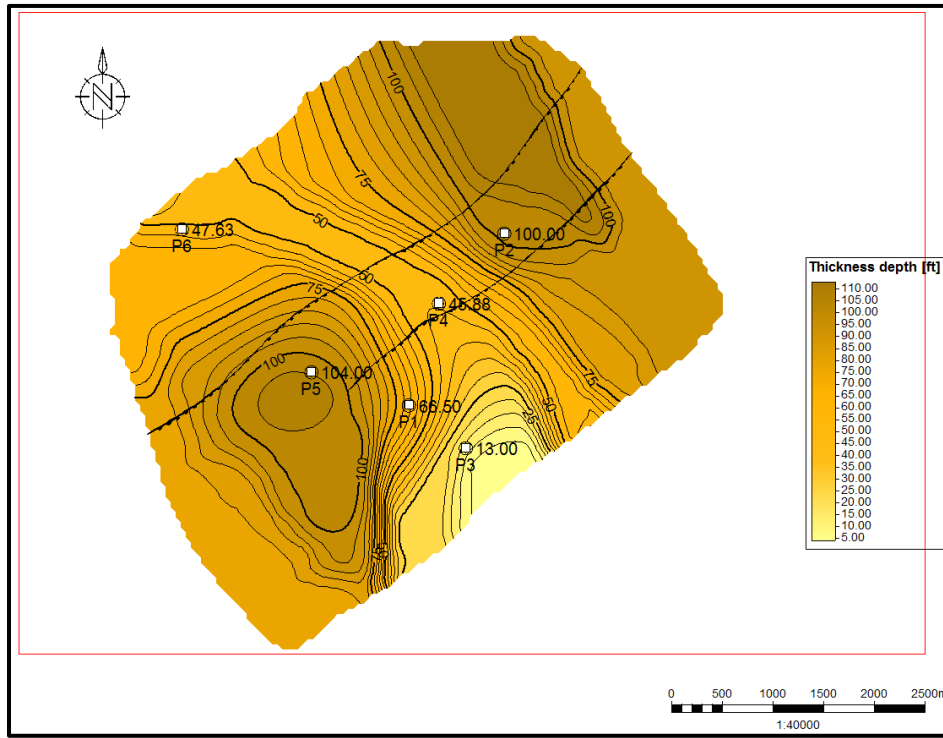
5.51. Mapas de tendencia de espesor de arena neta total en arena FS2



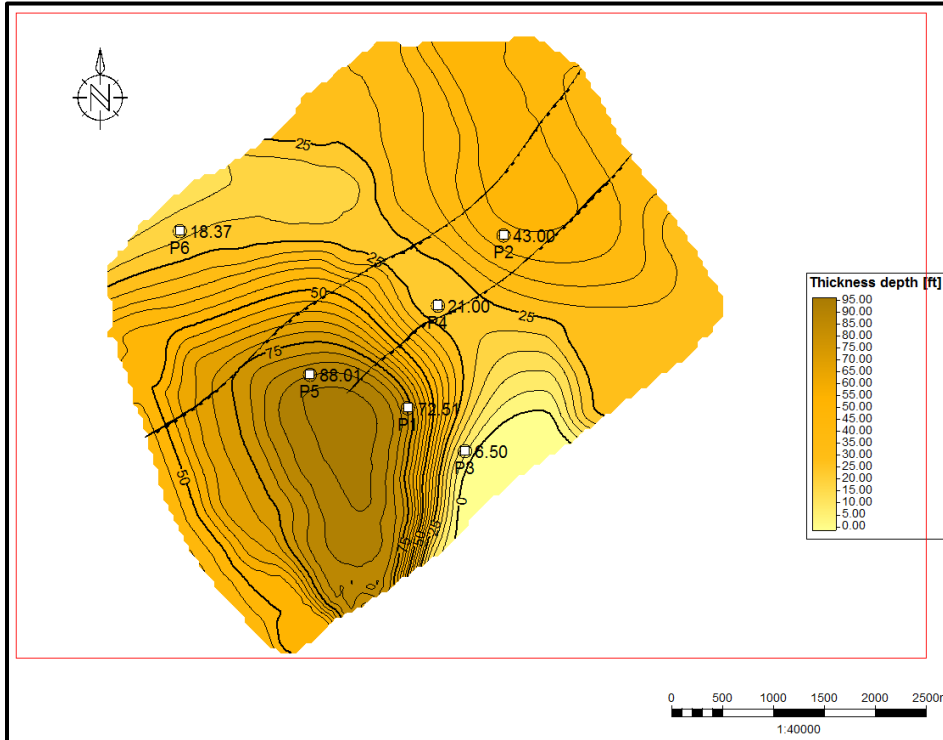
5.52. Mapas de tendencia de espesor de arena neta total en arena FS3



5.53. Mapas de tendencia de espesor de arena neta total en arena FS4



5.54. Mapas de tendencia de espesor de arena neta total en arena FS5

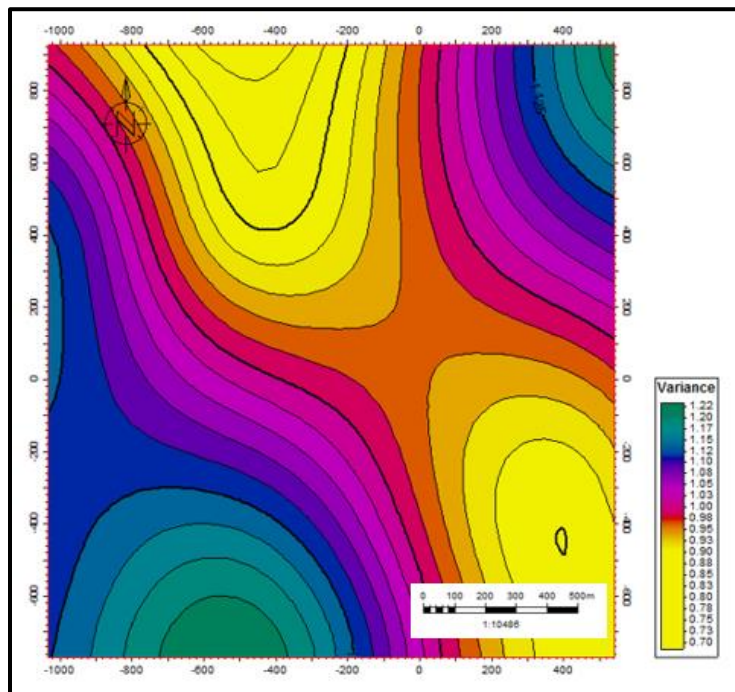


5.55. Mapas de tendencia de espesor de arena neta total en arena T-MER

5.2.2.2.4 Análisis de correlación espacial

En este proyecto es aplicado el variograma como una herramienta que nos permite establecer la correlación espacial e identificar tendencias de las propiedades (porosidad y *net to gross*) permitiendo así un control de calidad en los datos y obteniendo un análisis de la correlación entre estas. Todo este análisis será utilizado en la fase de modelado de facies y modelado petrofísico con el fin de asegurar que las mismas tendencias serán reflejadas en los datos.

Inicialmente se construyen los mapas de variogramas con el objetivo de determinar si existe anisotropía en los datos, dado que las 5 unidades tienen comportamiento similar se decidió generar el mapa para el intervalo que comprende todas las unidades (figura 5.56).



5.56. Mapas de variograma para la porosidad

Una vez generado el mapa de variograma se definió la dirección principal del variograma de mayor continuidad como NO-SE que es donde se tiene la menor variabilidad (correlación fuerte) de la propiedad, mientras que la dirección E-O está relacionada con el rango de mayor variabilidad.

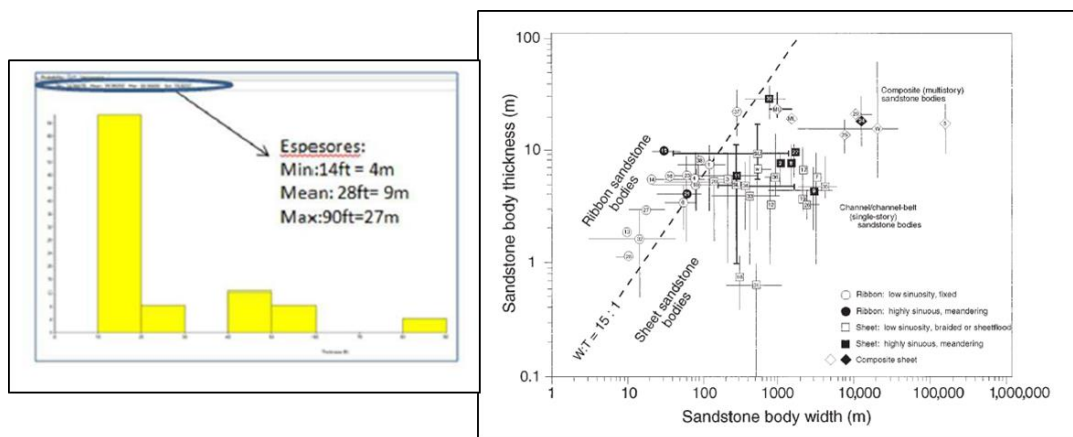
Debido a que los puntos de control son muy pocos (6 pozos) para el análisis variográfico, los mapas de variogramas tienen poca confiabilidad, dada esta circunstancia se tomó la decisión de utilizar los mapas de espesores de arena neta (Figura 5.51-5.55) y analizar la anisotropía de los atributos sísmicos. Estos cálculos se realizaron con el objetivo de conocer la dirección

preferencial del sistema de depositación del área de interés e identificar la dirección preferencial del mismo.

5.2.2.3 Modelado de facies

Para simular las facies se utilizó el algoritmo de simulación geoestadística, *Simulación Basada en objetos (SBO)*, empleando como dato duro los registros de facies que fueron transferidos a la malla estratigráfica; la elección de este algoritmo está basada que en esta área se tienen cuerpos sedimentarios que siguen patrones geométricos definidos, lo cual se ajusta perfectamente a las condiciones requeridas para obtener buenos resultados con el algoritmo SBO, este procedimiento consistió en poblar las celdas de la malla tridimensional que no tenían valor de facies asignado y con respecto a las celdas interceptadas por los pozos no son consideradas debido a que estas tenían un valor asignado anteriormente en el proceso de escalado del registro de facies.

Se modelaron las facies correspondiente a canales para cada una de las unidades litoestratigráficas aquí definidas (arena FS2, arenaFS3, arenaFS4, arenaFS5), con este algoritmo se logra representar los cuerpos de arena con sus dimensiones teniendo en cuenta que estas dos variables son determinadas a partir de los espesores de arena e implementado las tabla de relación espesor ancho, y calculando el ancho de cada uno de los canales en las unidades litoestratigráficas de cada pozo (ver figura 5.35), adicionalmente se realiza un análisis estadístico a los espesores y ancho de los canales, con el fin de determinar los parámetros estadísticos: mínimo, mediano y máximo, de las dimensiones logrando así reproducir los canales (objetos). Existen diversas bibliografías que muestran relaciones estadísticas entre espesor y ancho de paleoambientes, entre ellas se encuentra el caso de Robinson and McCabe, (1997) y Reynolds (1999), ellos muestran unas gráficas para cuerpos arenosos como Channel Bodies (ver figura 5.57).



5.57. Determinación de relación espesor/ancho tomado de Montenegro 2013

Los pasos a seguir para reproducir los canales son los siguientes:

1. Definir el objeto a modelar y su porcentaje en la unidad litoestratigráfica
2. Definir parámetros de sinuosidad (orientación, geometría y espesor)
3. Geometría y espesores a modelar

En la tabla 5.3 se presentan los parámetros de los canales modelados.

Tabla 5.3 Parámetros de los canales modelados

Canales	Mínimo	Medio	Máximo	Desviación estándar
Orientación	-39	-28	-16	6.50
Amplitud	411	460	498	23.21
Longitud de onda	5322	6420	6968	424.5
ancho	74	105	170	20.4
espesor	8.5	10	25	7.4

5.2.2.4 Modelado petrofísico

El modelado petrofísico permite distribuir propiedades tales como la porosidad (PHIE), en la malla tridimensional utilizando algoritmos geoestadísticos (poblar las celdas de la malla tridimensional que no tienen valores de porosidad y *net to gross*). De igual forma que en el modelado de facies para este procedimiento no son consideradas las celdas que ya tienen un valor asignado por el escalado de los registros de porosidad y *net to gross*.

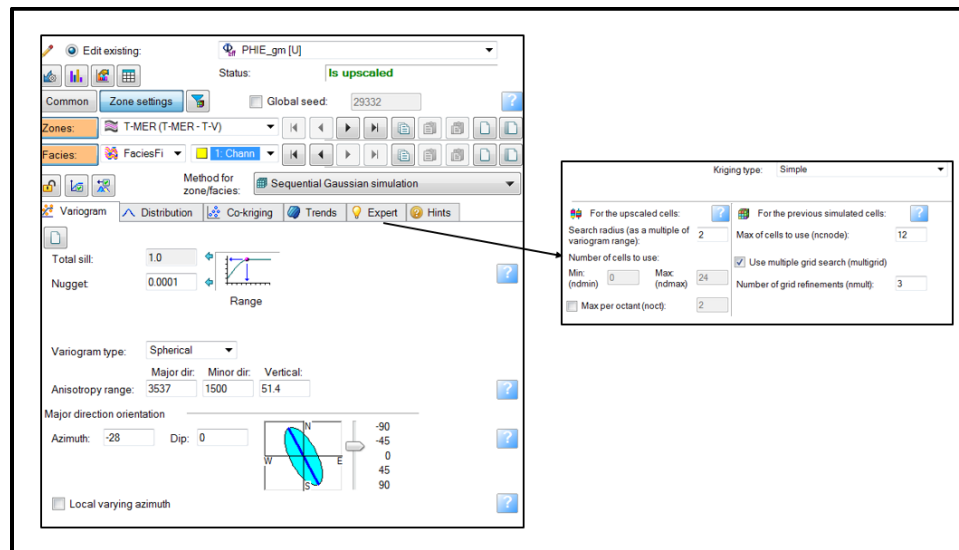
Para llevar a cabo el modelado petrofísico los programas de modelado cuentan con diferentes algoritmos de simulación, entre ellos el más usado es Simulación *Gaussiana Secuencial* (SGS) que utiliza datos de entrada como: los variogramas, tendencias, etc. Para utilizar este algoritmo fue necesario definir los parámetros estadísticos de las propiedades (porosidad y *net to gross*), la desviación estándar para especificar la variabilidad global y un variograma para especificar la variabilidad espacial. Como datos de entrada al proceso se cuenta con las curvas evaluadas, como *net to gross* y porosidad.

El algoritmo usado para la distribución de estas propiedades petrofísicas usa como guía las facies ya modeladas. El hecho de que las facies usadas como guía sean reservorios, y que cada curva evaluada se escale usando la curva de facies reservorio (sin escalar), dará como resultado que la distribución de probabilidad de mis porosidades que son parte de mi roca reservorio, sean distribuidas en las facies reservorios y las restantes dentro de las facies No reservorio, generando un modelo coherente en función del volumen en sitio.

El algoritmo SGS trabaja secuencialmente llenando sucesivamente lugares aleatorios del plano. En cada ubicación el valor es calculado con *Kriging* de los valores muestreados anteriormente y de los datos de pozo. Las celdas que tienen valores asignados mediante el registro de pozo (porosidad y *net to gross*) permanecen fijos, teniendo así un campo Gaussiano que honra todos los datos de entrada (media, varianza y variograma).

Para obtener el modelado de la porosidad efectiva y *net to gross* en este modelo se realizaron los siguientes pasos (ver figura 5.58):

1. Identificar la unidad litoestratigráfica
2. Selecciona la facies a modelar
3. Definir los parámetros de los variograma
4. Identificar el tipo de interpolación (utilizamos *Kriging Simple*)



5.58. Metodología para la simulación de la porosidad efectiva mediante SGS

5.2.2.5 Extracción de atributos sísmicos

Los atributos sísmicos nos pueden ayudar a la interpretación de los datos, ya sea a nivel estructural o estratigráfico. En esta fase se calcularon diversos atributos sísmicos en los cuales se evidenciaron fallamiento y coherencia sedimentaria mediante la continuidad de los reflectores. Los atributos que dieron mejor resultado fueron los siguientes.

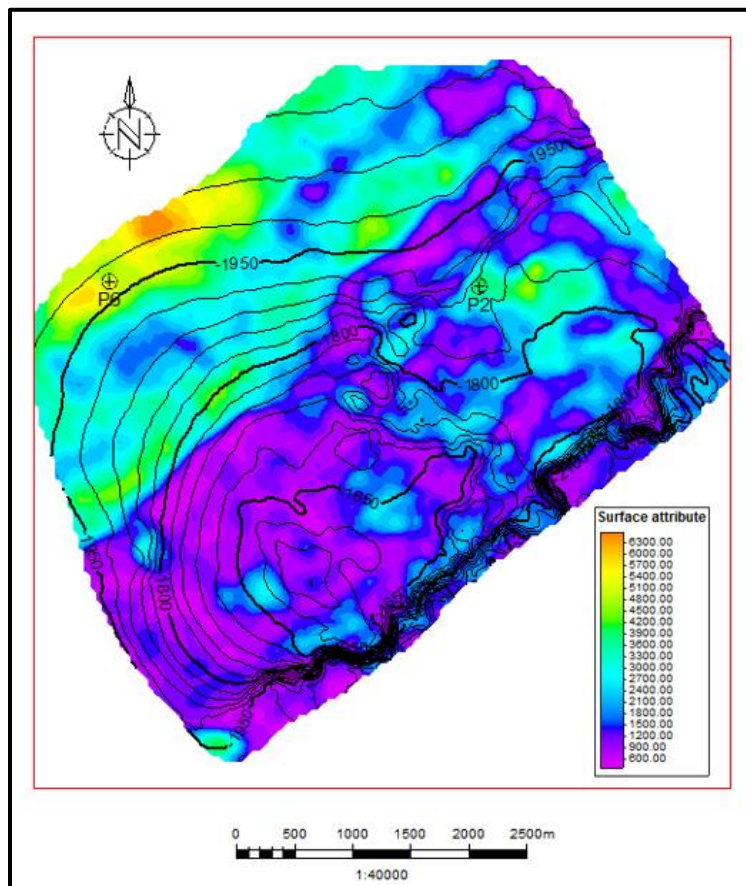
- Amplitud RMS
- Varianza
- Iso frecuencia
- Inversión genética

Los atributos de RMS (figura 5.59) se calcularon a partir del cubo de amplitud, adicionalmente se crearon mapas a partir de los atributos de superficie con una ventana de 5ms. Para elaborar los mapas se tomaron como datos de entrada el horizonte interpretado como tope del intervalo de interés (Formación Merecure).

El atributo RMS es la raíz cuadrada de la suma de las amplitudes divididas por el número de muestras.

$$Arms = \sqrt{\frac{(\sum_i^n amp)^2}{k}} \quad (10)$$

Este atributo permite cartografiar directamente indicadores de hidrocarburos y otras características geológicas.

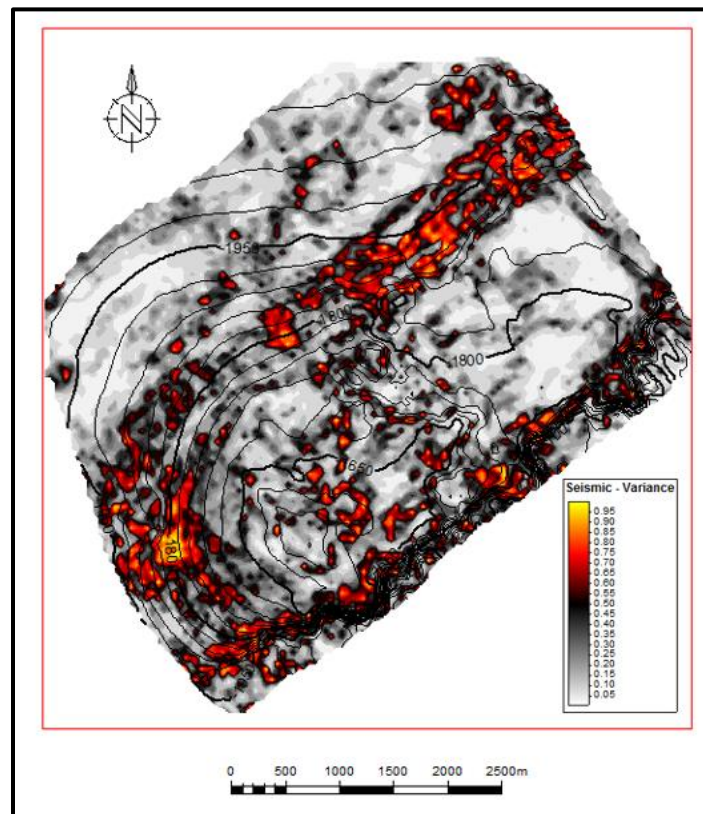


5.59. Mapa de amplitud RMS al tope de la Formación Merecure (ventana de 5ms)

El atributo de varianza (figura 5.60) ayudó a mejorar la interpretación, se logró detectar las inflexiones permitiendo así identificar el sistema de fallas (ver figura 5.14), cabe notar que este atributo ayuda a identificar elementos estratigráficos. Este algoritmo se calcula de la siguiente forma:

$$\sigma_t = \frac{\sum_{j=t-\frac{L}{2}}^{j=t+\frac{L}{2}} w_{j-t} \sum_{i=1}^l (x_{ij} - \bar{x}_j)^2}{\sum_{j=t-\frac{L}{2}}^{j=t+\frac{L}{2}} w_{j-t} \sum_{i=1}^j (x_{ij})^2} \quad (11)$$

En donde x_{ij} es el valor de la muestra en la posición horizontal (i) y en la posición vertical (j), w_{j-t} es el término asociado al parámetro de suavizado vertical en una ventana de Longitud L.



5.60. Mapa de Varianza al tope de la Formación Mercure (ventana de 15ms)

Con respecto al atributo de isofrecuencias ayudó a indicar espesor de capas y resaltar rasgos de baja sinuosidad, en este atributo generamos volúmenes de isofrecuencias con valor de 25

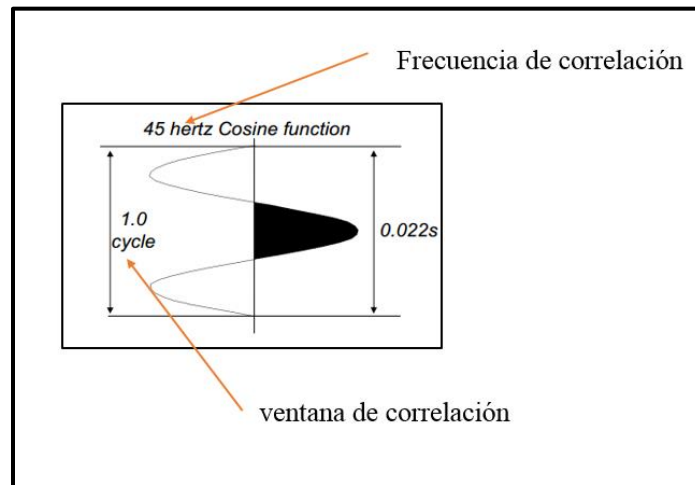
Hz con el objetivo de resaltar cuerpos que presentaban este contenido de frecuencias (ver figura 5.62). Los parámetros de este atributo se pueden visualizar en la figura 5.61 Este atributo no es más que una descomposición local que se realiza en una ventana de tiempo creando una función de autocorrelación.

$$longitud = \left(\frac{1}{Frecuencia} \right) \cdot \#Ciclos \quad (12)$$

La correlación dio como resultado una frecuencia medida de la contribución definida que en este caso fue 25Hz (identificada con el atributo frecuencia instantánea) en una ventana de entrada que se obtiene a través de la correlación cruzada entre la función coseno de la frecuencia especificada y la autocorrelación de la ventana de entrada. El valor de correlación de (-1 a 1) donde 1 significaría una señal idéntica, 0 significa no correlacionado y el valor negativo indica una diferencia de polaridad. El algoritmo de correlación cruzada se define como:

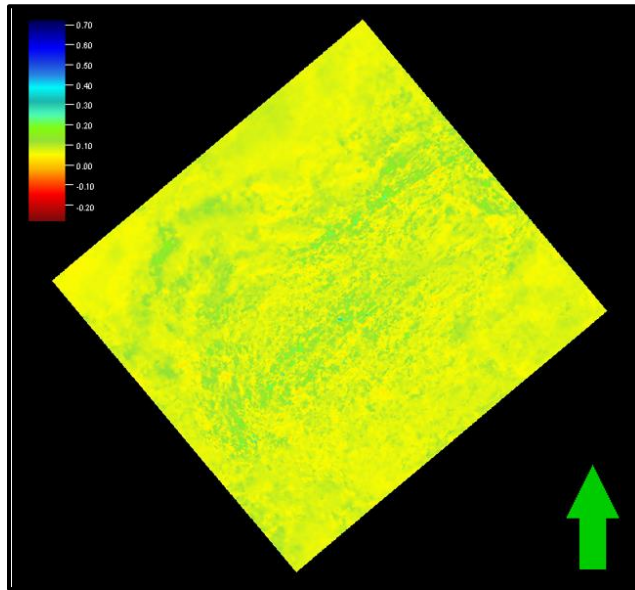
$$\varphi_{GH}(\tau) = \frac{\sum_{K=-N}^N G(k) H(k + \tau)}{[\sum_{K=-N}^N G^2(k) + \sum_{K=-N}^N H^2(k)]^{\frac{1}{2}}} \quad (13)$$

Donde $G(k)$ Y $H(k)$ son señales correlacionadas de forma cruzada.



5.61. Parámetros del atributo Isofrecuencias tomado de *Guide to Seismic attributes (2007) Schlumberger*

Una ventana demasiado corta no permitirá visualizar anomalías, mientras que una ventana demasiado larga comienza mostrando los efectos geológicos locales.

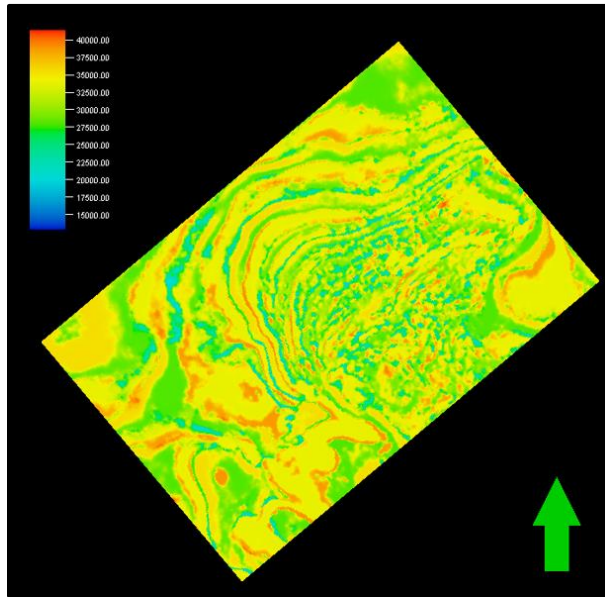


5.62. Atributo de isofrecuencias, corte en tiempo 2200ms con una frecuencia de 25 Hz y un ciclo de 4.1

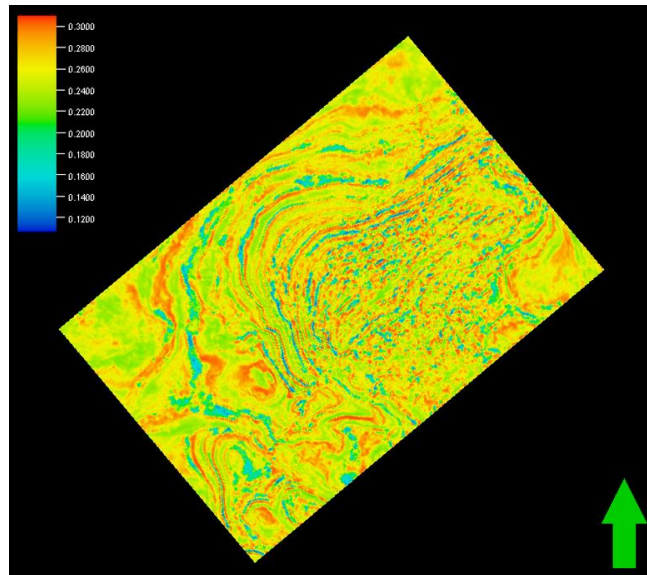
También se obtuvieron volúmenes de impedancia acústica (figura 5.63) y porosidad (5.64). Estos cubos de impedancia y porosidad fueron extraídos a partir de inversión genética tomando como dato de entrada el cubo sísmico en amplitud, carpeta de pozos y la curva de impedancia acústica o porosidad.

El primer volumen que se obtiene es el volumen de impedancia (figura 5.63) que permite generar el cubo de porosidad (figura 5.64) considerando como dato de entrada para el entrenamiento del cubo de impedancia anteriormente generado.

En la figura 5.66 se visualiza el atributo de frecuencia instantánea, el cual es considerado como dato de entrada para el atributo de Isofrecuencias generado anteriormente.

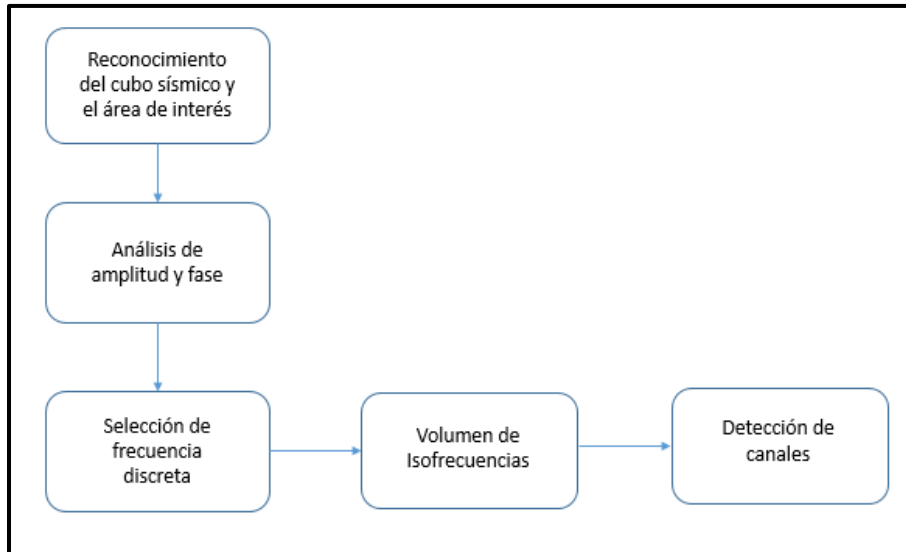


5.63. Atributo de inversión genética, corte en tiempo 2200ms
Entrenada con la curva de impedancia acústica



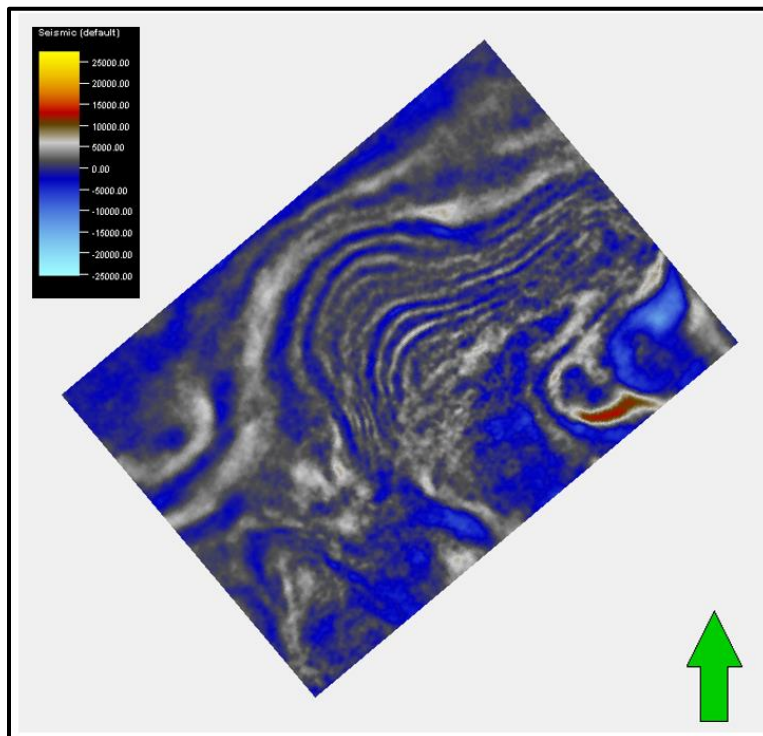
5.64. Atributo de inversión genética, corte en tiempo 2200ms.
Entrenada con la curva Porosidad efectiva

En esta fase de la investigación los atributos sísmicos fueron usados con el fin de definir la facies correspondiente a elementos geométricos representativos dentro del área de estudio. Para cumplir el objetivo fue necesario aplicar el siguiente flujo de trabajo.



5.65. Flujo de trabajo para evidenciar elementos estratigráficos

Al finalizar el flujo de trabajo (figura 5.65) se obtuvo:



5.66. Corte en tiempo -2250 S en el intervalo de la Formación Merecure mediante frecuencia instantánea

5.2.2.6 Cálculo volumétrico

El cálculo volumétrico lo que se obtiene en este procedimiento es el volumen de roca y volumen poral y de fluidos en un modelo tridimensional. Normalmente este procedimiento tiende a realizarse en la fase final del proyecto.

los datos de entrada para el cálculo de GOES son los siguientes.:

1. Propiedades del yacimiento (porosidad efectiva y *net to gross*)
2. Saturación de fluido
3. Propiedades del fluido Bg

6 CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

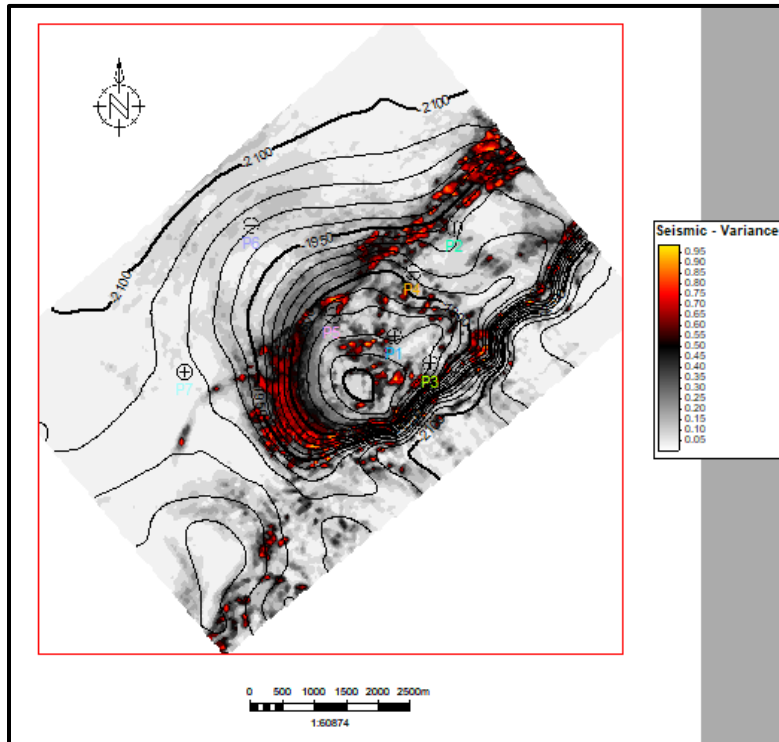
Este capítulo tiene como objetivo presentar e interpretar los resultados obtenidos en la metodología. Los resultados obtenidos permitieron la construcción del modelo geoestadístico de las arenas de la Formación Merecure.

6.1 Atributos sísmicos

6.1.1 Análisis de atributos sísmicos

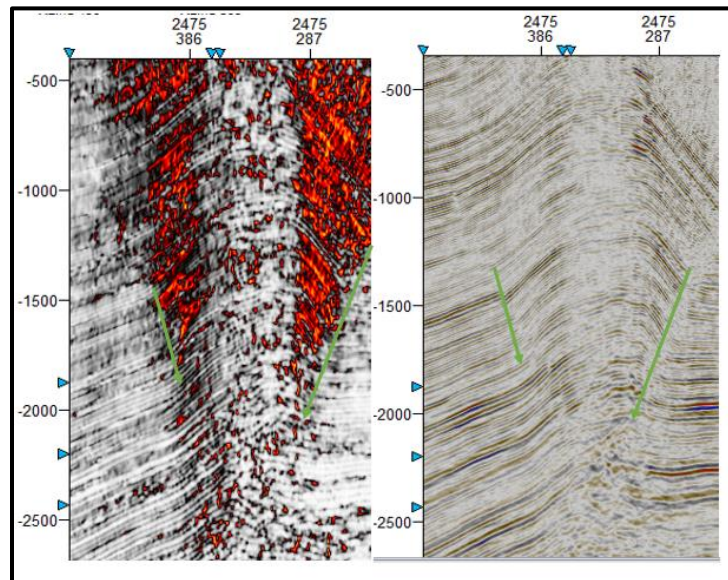
Durante el análisis de atributos sísmicos se estudiaron los diferentes mapas de atributos generados. En la figura 6.1 se puede observar el mapa de varianza; para este atributo se realizó el cálculo de la varianza para ventanas espaciales cuadrangulares de 3x3 trazas y el valor del suavizado vertical implementado fue de 15. En el mapa se puede observar un atributo de superficie a partir del tope de la Formación Merecure, tomando como referencia el horizonte de la superficie de la formación y una ventana de 200 ms. Se observó que este tamaño de ventanas era el indicado debido a que se logró resaltar los eventos estructurales (fallas) y suavizar la sección. Sin embargo, para ventanas espaciales mayores se empezaba a perder resolución fue este el motivo por el cual se optó por la ventana espacial de 3x3.

El objetivo de la extracción del atributo de varianza fue realzar los lineamientos de las fallas en el área de estudio, no se realizó el suavizado estructural del volumen sísmico previo a la extracción de los atributos de varianza, dado a que este filtro podía haber ocasionado pérdida de eventos estructurales de interés. Con respecto a los eventos estratigráficos en el área de estudio cabe mencionar que no se identificaron debido a la resolución de la sísmica con respecto a las dimensiones de los cuerpos a identificar (canales).



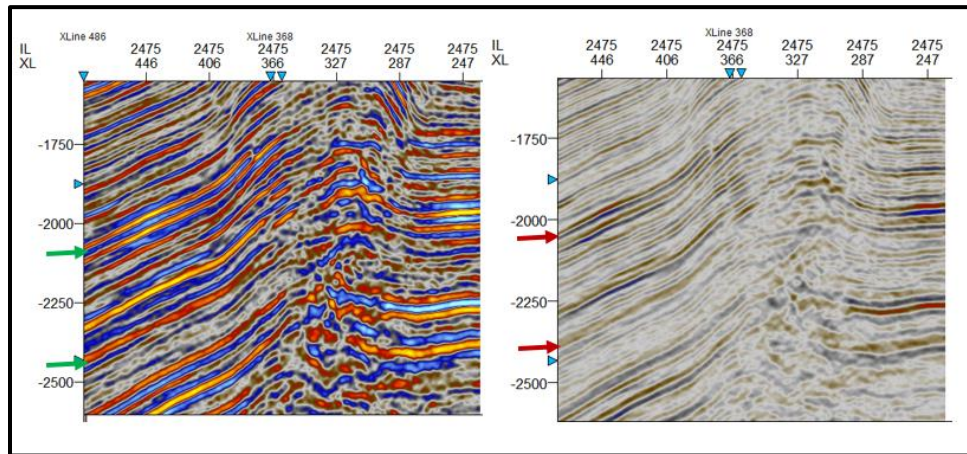
6.1. Mapa del atributo de varianza del tope de la Formación Mercurio

En la figura 6.2 se visualiza que el atributo de varianza localiza discontinuidades en el reflector, basándose en variaciones en la forma de la ondícula y amplitud. Este atributo identifica claramente las fallas de salto mayor.



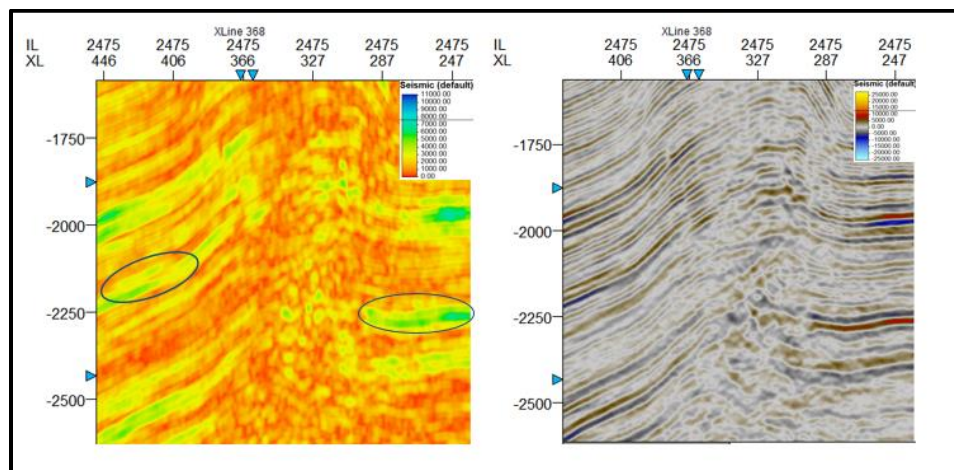
6.2. Mapa del atributo de varianza del tope de la Formación Mercurio.

Con respecto al atributo de impedancia acústica relativa, este permitió definir de manera más precisa los reflectores de interés como el tope de la Formación Merecure y el tope de la Formación San Juan, debido a que el volumen sísmico con la extracción de la impedancia acústica relativa evidencia un aumento en los valores correspondientes a las amplitudes de la traza sísmica como se puede evidenciar en la figura 6.3.



6.3. Sección sísmica del cubo impedancia acústica relativa señalando el intervalo de la Formación Merecure

El atributo *RMS* en este estudio fue implementado con el objetivo de determinar indicadores de hidrocarburo (*bright spots*) y los canales que fueron interpretados en los datos de pozo a partir de la sísmica. En la figura 5.36 se visualiza el atributo de superficie extraído a partir del cubo sísmico RMS, en este mapa se puede identificar anomalías en el intervalo de la Formación Merecure de igual forma se puede evidenciar en la siguiente sección sísmica (Figura 6.4).



6.4. Sección sísmica del cubo RMS de la Formación Merecure.

El atributo de isofrecuencia tenía como objetivo principal con respecto a los eventos estratigráficos, delinear los canales presentes en el área de estudio, cabe mencionar que no se identificó debido a que la resolución de la sísmica y la de los canales están muy próximas.

Los atributos de inversión genética fueron implementados con el interés de verificar el comportamiento areal de la porosidad en la sísmica y tener una idea más clara de lo que se ha planteado como reservorio según los datos de pozo.

6.2 Interpretación estratigráfica

6.2.1 Correlación de pozos dentro del área de estudio

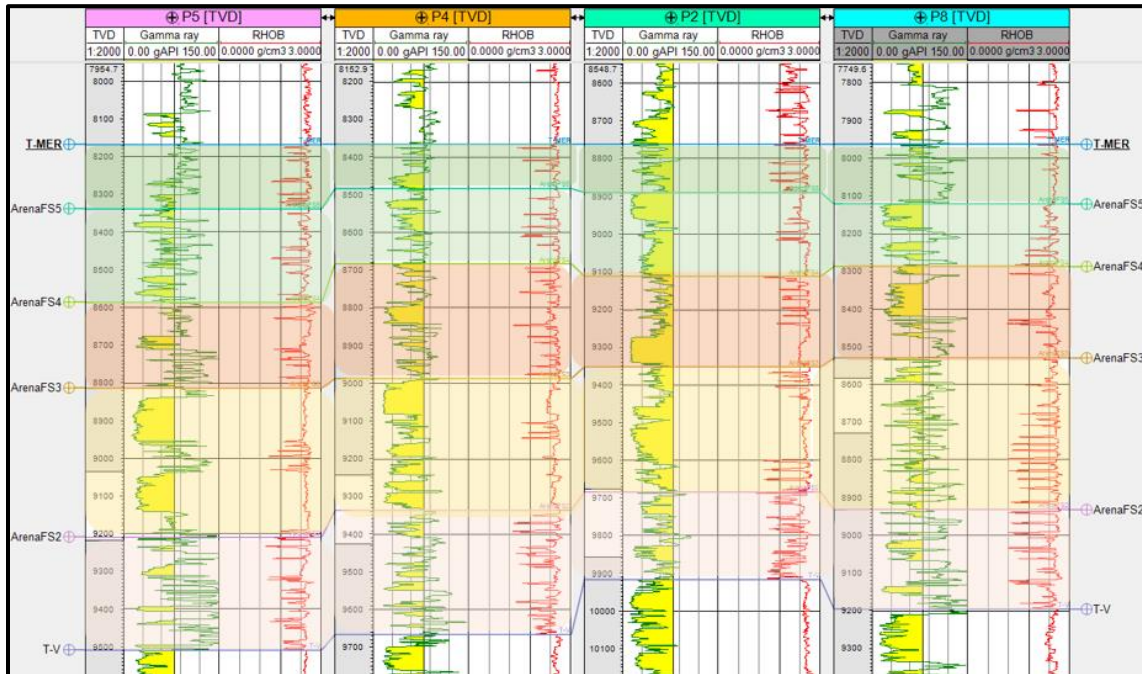
Las unidades litoestratigráficas identificadas en el área de estudio corresponden a la Formación Merecure, de tope a base se identificaron las siguiente: T-V (tope de la Formación San Juan), arenaFS2, arenaFS3, arenaFS4, arenaFS5 y T-MER (Tope de la Formación Merecure) de edad Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano.

Se realizaron dos correlaciones de pozos mediante secciones estratigráficas con dirección NE-SO y NO-SE (Figura 6.5 y 6.6) las cuales mostraron el *datum* estratigráfico, que corresponde al tope de la Formación Merecure el cual representa un marcador de carácter regional. De igual forma se muestran su correspondiente base (Tope Formación San Juan) en este intervalo para las dos secciones se puede notar como la curva de densidad marca un contraste (valores bajos en la densidad) realmente importante en la Formación Merecure.

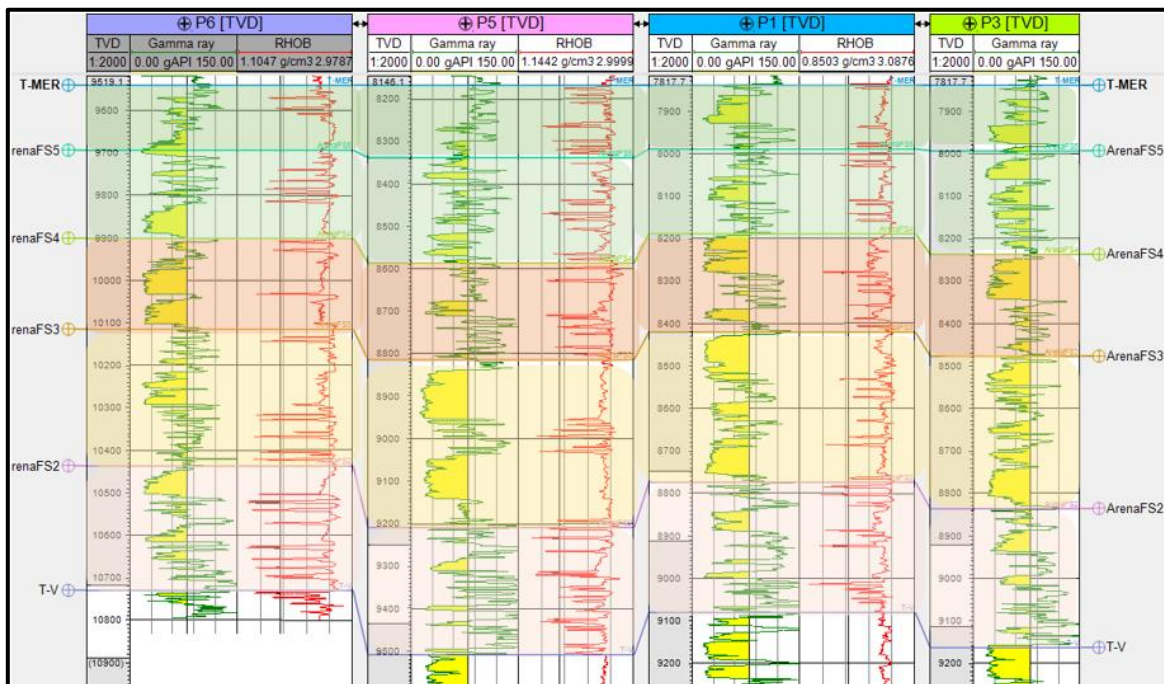
En la interpretación litoestratigráfica de los registros de pozo se observó que por encima de la unidad correspondiente al tope de la Formación San Juan existe un cambio de ambiente dada la disminución de los valores en el registro densidad, evidenciando así la presencia de capas de carbón, este intervalo con presencia de capas de carbón corresponde a la Formación Merecure. Por encima de la Formación Merecure las capas delgadas de carbón empiezan a disminuir. En la curvas del registro densidad para los diferentes pozos las capas de carbón logran ser identificadas fácilmente debido a que estas presentan valores correspondientes a densidad por debajo de $1.8 \frac{gr}{cm^3}$. En la secciones también se puede identificar que las cuatro parasecuencias (arenaFS2, arenaFS3, arenaFS4, arenaFS5) interpretadas tienen un espesor generalmente constante.

Esta serie de cambios nos indica que la Formación Merecure marca una trasgresión, dada a la alta presencia de capas de carbones que es identificada en el intervalo de profundidad correspondiente a 9300- 8120 pies (2790 – 2436 metros), se tiene que por a partir de 9300 pies (2790 m) no existe presencia alguna de capas de carbón por otro lado por encima de los

8120 pies (2436 metros) la presencia de carbones empieza a disminuir notoriamente. Confirmando los antecedentes de que en la Formación Merecure es de ambiente transicional.

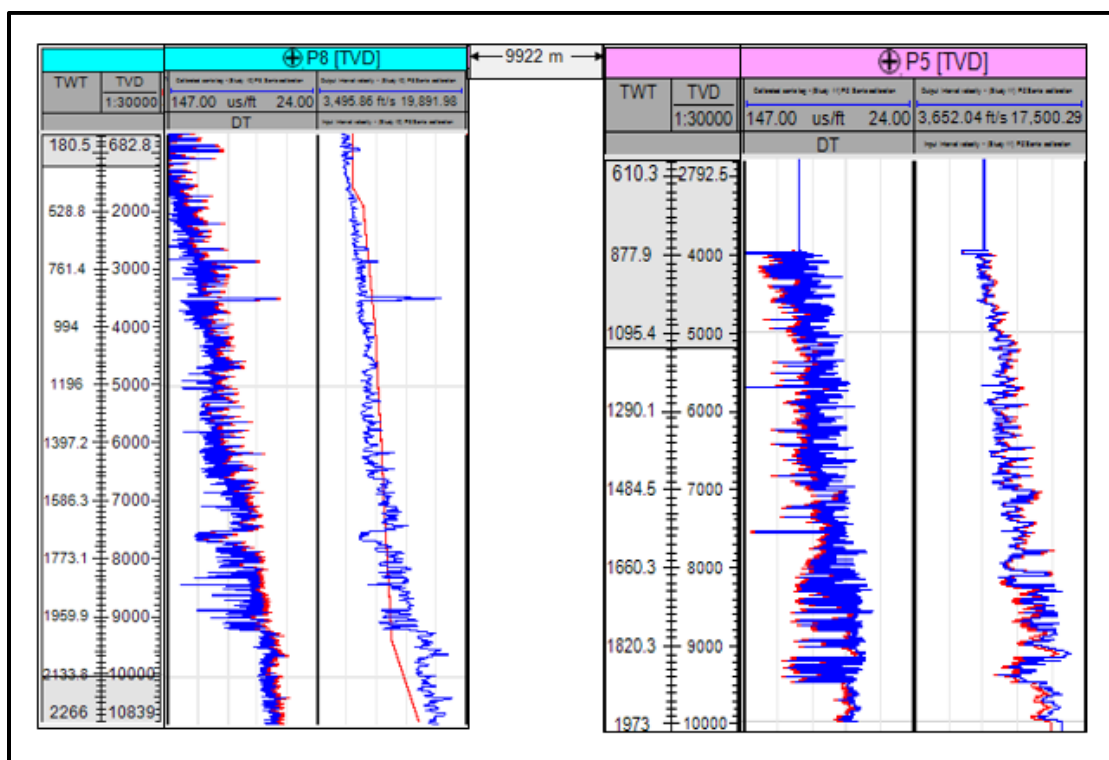


6.5. Sección NE-SO evidenciando la interpretación de electrofacies.



6.6. Sección NO-SE evidenciando la interpretación de electrofacies. Datum T Mer.

6.2.2 Sismogramas sintéticos



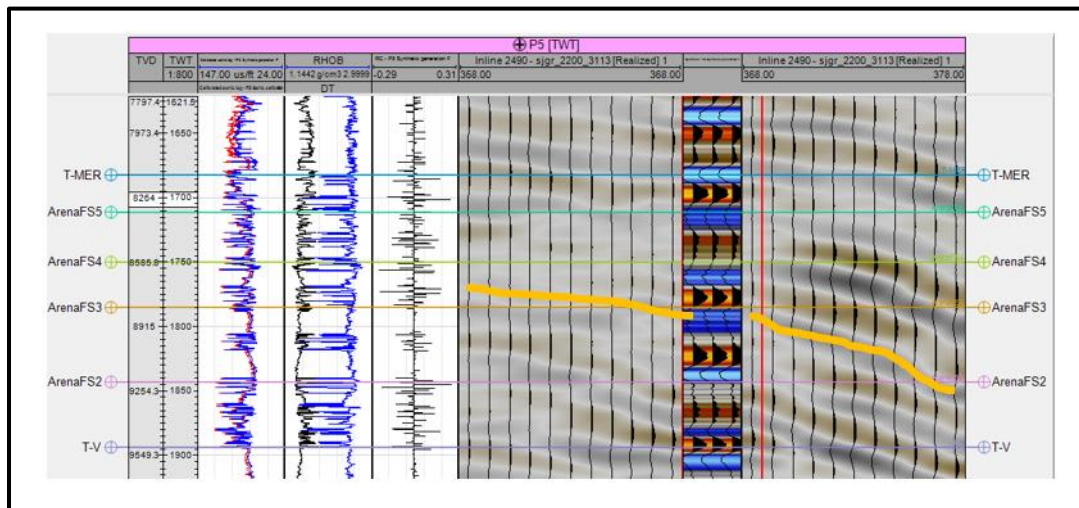
6.7. Calibración de del registro sónico usando de las velocidades interválicas de los Check Shots.

En la construcción de los sismogramas sintéticos fue necesario calibrar los registros sínicos con los *check shots*. La figura 6.7 muestra el pozo P8 y P5 con su correspondiente calibración. La curva color rojo en el panel izquierdo para los dos pozos corresponde a la curva de registro sónico y la de color azul es el sónico calibrado, en el panel derecho en los dos pozos se pueden visualizar los registros de de velocidad provenientes del *check shot*.

El pozo P8 muestra una buena correlación hasta cierta profundidad (aproximadamente los 9000 pies, 2700 m) de igual forma, el pozo P5 mantiene la correlación a partir de cierta profundidad (4800 pies, 1440 m). Como se observa (figura 6.8), estos registros muestran una tendencia de aumento de velocidad con la profundidad, con pequeñas variaciones locales. Adicionalmente, se realizó esta calibración para los demás pozos con registro sónico interpolando las velocidades de los *check shots* más cercanos a ellos.

La calibración sísmica-pozo permitió determinar que reflectores sísmicos le corresponden las arenas prospectivas. El pozo P5 al estar ubicado en el área de interés fue escogido para definir a cuáles cuerpos geológicos corresponden las principales reflexiones sísmicas

teniendo en cuenta la resolución sísmica determinada en el capítulo 5, sección 5.1.1.2 y el espesor de estos cuerpos (arena FS2, arenaFS3, arenaFS4, arenaFS5).



6.8. Sismograma sintético para el pozo P5 con la ondícula W5 extraída de la sísmica en el intervalo de interés.

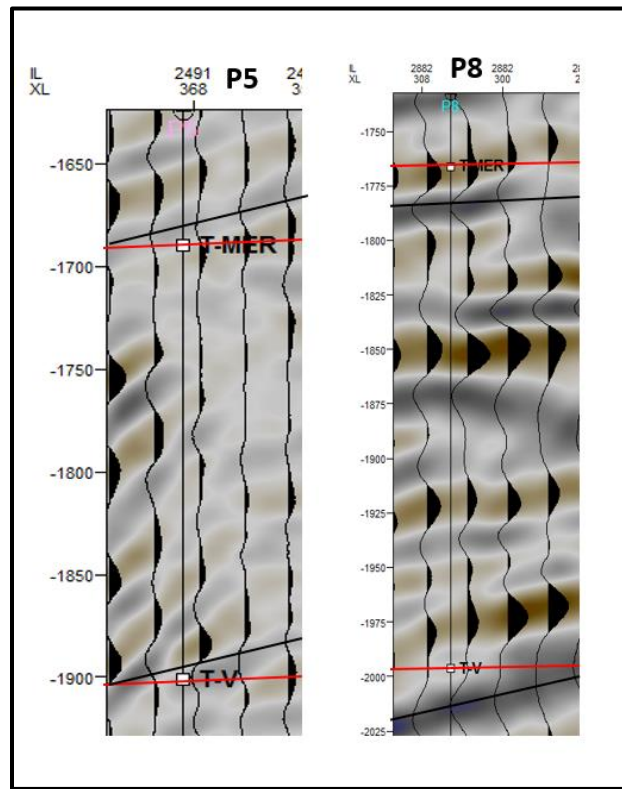
Se puede observar que los reflectores con mejores características sísmicas están asociados a los topes de las arenas, tal como se puede observar en la figura 5.43, pero aun así la única arena que cumple las condiciones con respecto a la resolución sísmica para poder ser identificada, es la arena FS3 con un espesor aproximado de 90 pies (27 m).

6.3 Interpretación geofísica

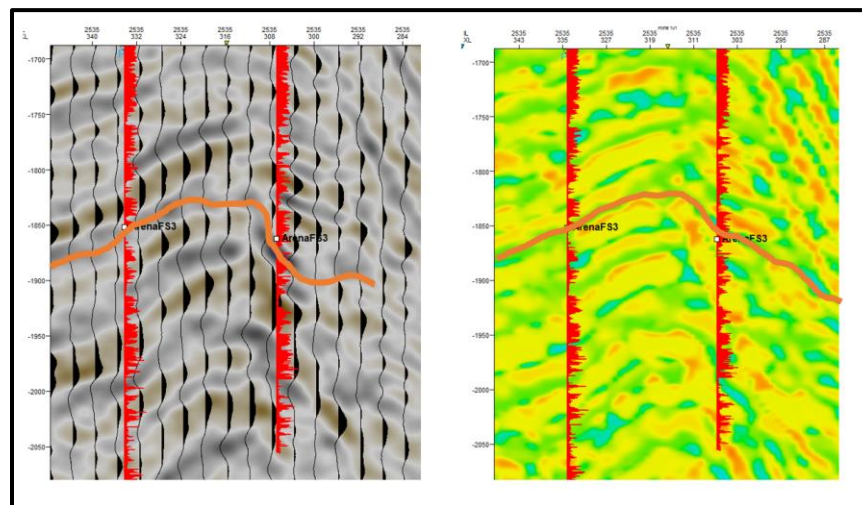
6.3.1 Interpretación de la Formación Merecure

En este trabajo, implementando los atributos sísmicos calculados especialmente los atributos físicos, se interpretaron 2 horizontes: T-V y TMER. Al examinar el resultado del ajuste sísmica-pozo de los pozos P8 y P5 en la Figura 5.44, se observó que el tope y base (T-V) de la Formación Merecure interpretado en el pozo P5 y sísmica coinciden sin mayor problema. De igual forma se observó (ver figura 6.9) que para el P8 el tope de la Formación Merecure en sísmica comparada con la arena más profunda de Merecure interpretada en el pozo obtuvo una ligera diferencia con respecto al ciclo en la señal de la sísmica. De igual forma en este intervalo lo único que se puede observar es que existe una disminución en curva de rayos gamma lo que indicaría un cambio de litología donde predomina la lutita a un medio arenoso. Pero dado a que la ligera diferencia no es representativa se deja interpretado como la base de la Formación Merecure. Con respecto a las arenas interpretadas dentro de la formación la única que se acercaba a la resolución de la sísmica era la arenaFS3 pero aun así se hacía

difícil detectar capas delgadas en la sísmica, este inconveniente fue resuelto con los atributos sísmicos (ver figura 5.45), específicamente con el atributo de impedancia acústica que ayudo a resaltar ese contraste de impedancia (figura 6.10).



6.9. Ubicación de los horizontes sísmicos interpretados en sísmica (negro) y topes interpretados en pozo (rojo).



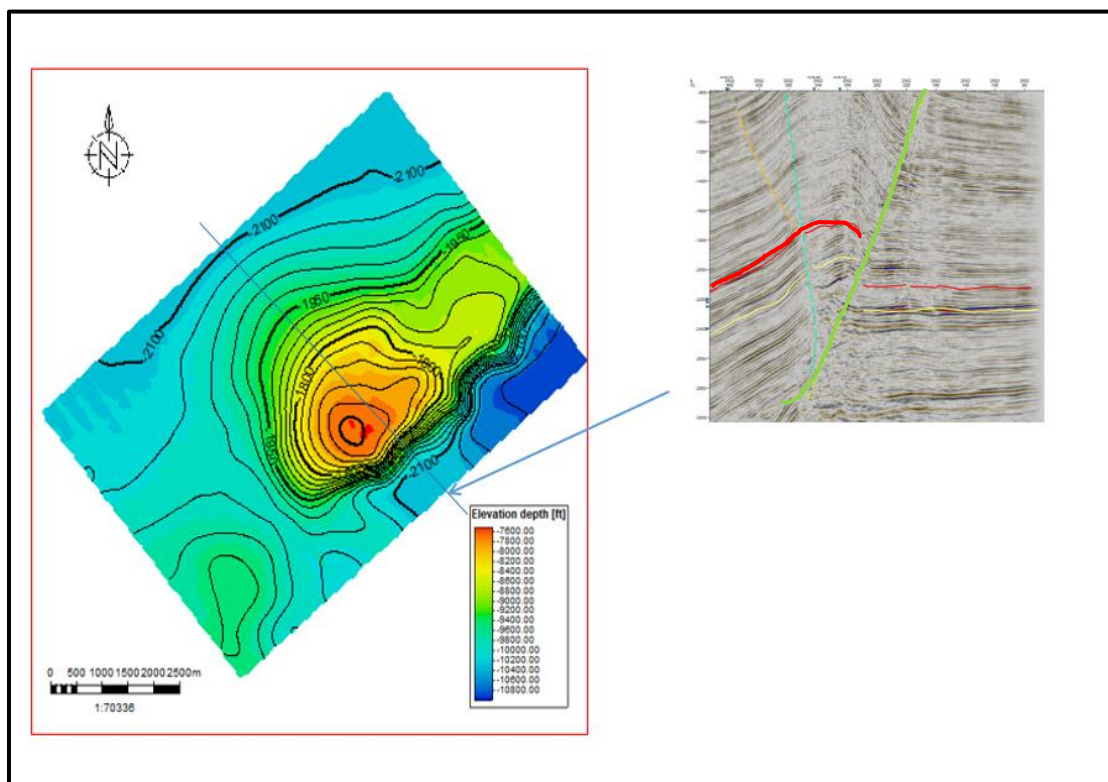
6.10. Ubicación del horizonte de la arena FS3 identificado mediante la ayuda del atributo Sísmico de impedancia acústica entre el pozo P3 y P1

6.3.2 Mapas en profundidad

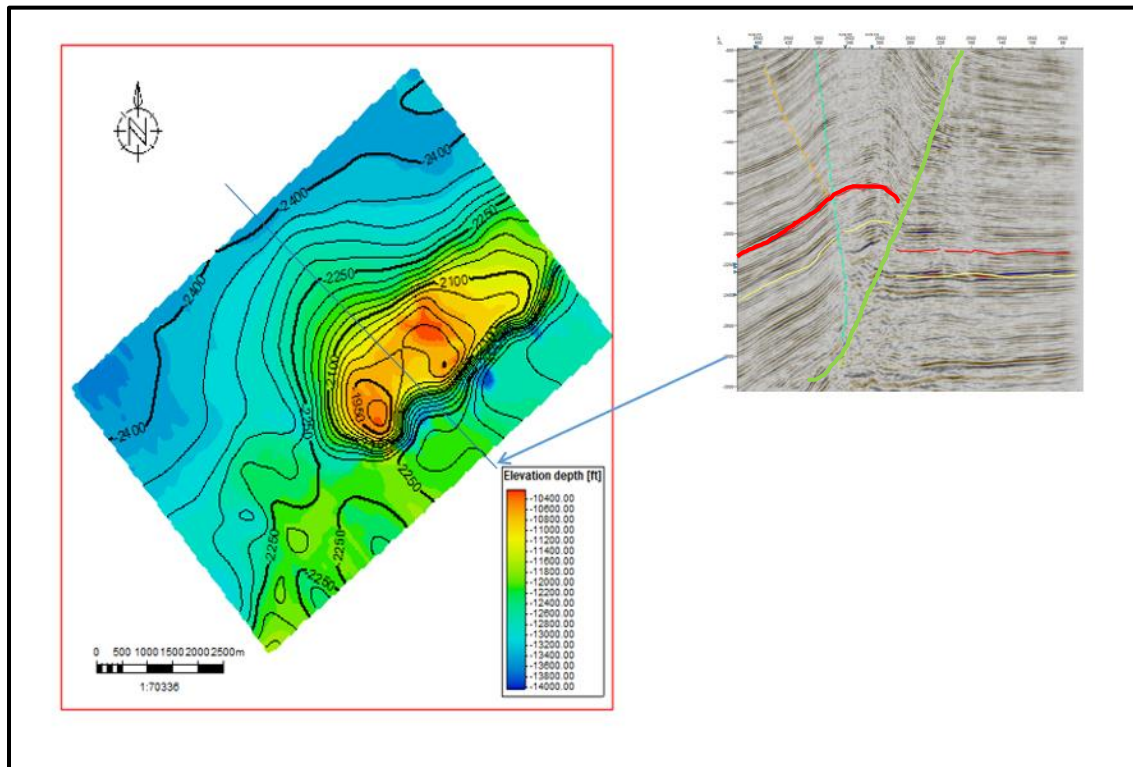
De la información sísmica (cubo sísmico 3D) se realizó la interpretación de dos horizontes correspondientes a dos reflectores sísmicos fuertes y estos fueron asociados al tope y base de la Formación Merecure. A partir de esta interpretación se realizaron mapas en profundidad que se pueden visualizar en la figura 6.11 y 6.12.

En el mapa mostrado en la figura 6.11 se observa que el elemento interpretado como tope de la Formación Merecure tiene un cierre tipo anticlinal coincidiendo esta zona como la parte más alta de la estructura. Por otro lado, en el mapa mostrado en la figura 6.12 se observa que el elemento interpretado como base de la Formación Merecure coincide estructuralmente, con la interpretada para el tope de esta formación (figura 6.11).

Se identifican dos cierres de tipo anticlinal que corresponden a las partes más altas de la estructura. El mapa indica que la estructura se va profundizando hacia el norte. A partir del *inline* que se presenta en la figura 5.46 y 5.47 se puede evidenciar en la un anticlinal tipo domo limitado por fallas inversas de elevado ángulo, esta estructura anticlinal tipo domo corresponde a un sistema de *fault bend fold* de tipo *simple shear* en donde la inclinación del pliegue es menor que la inclinación de la rampa.



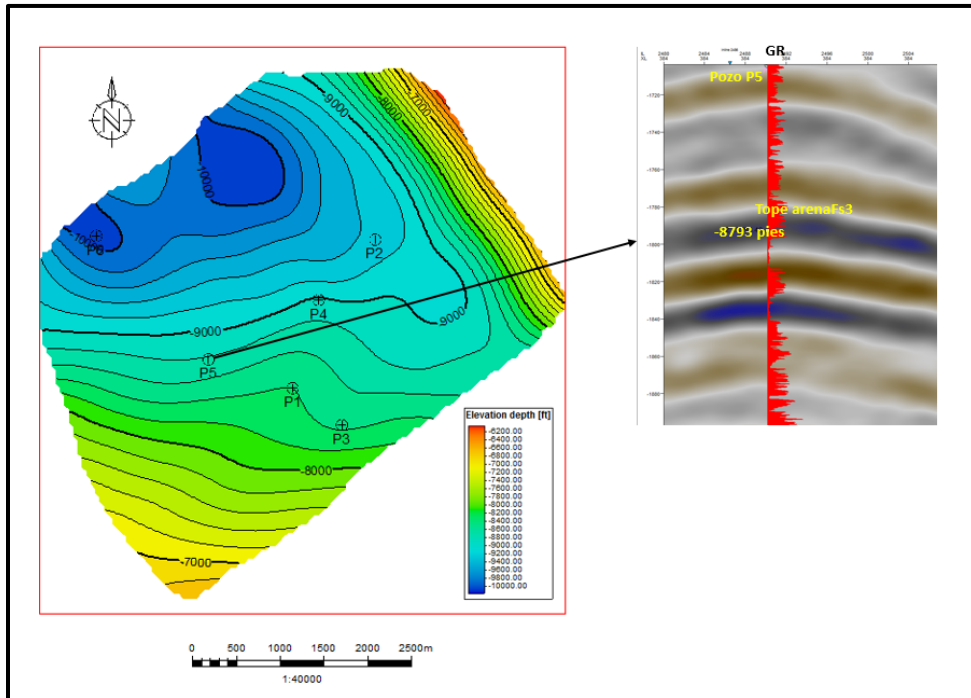
6.11. Mapa en profundidad al tope de la Formación Merecure



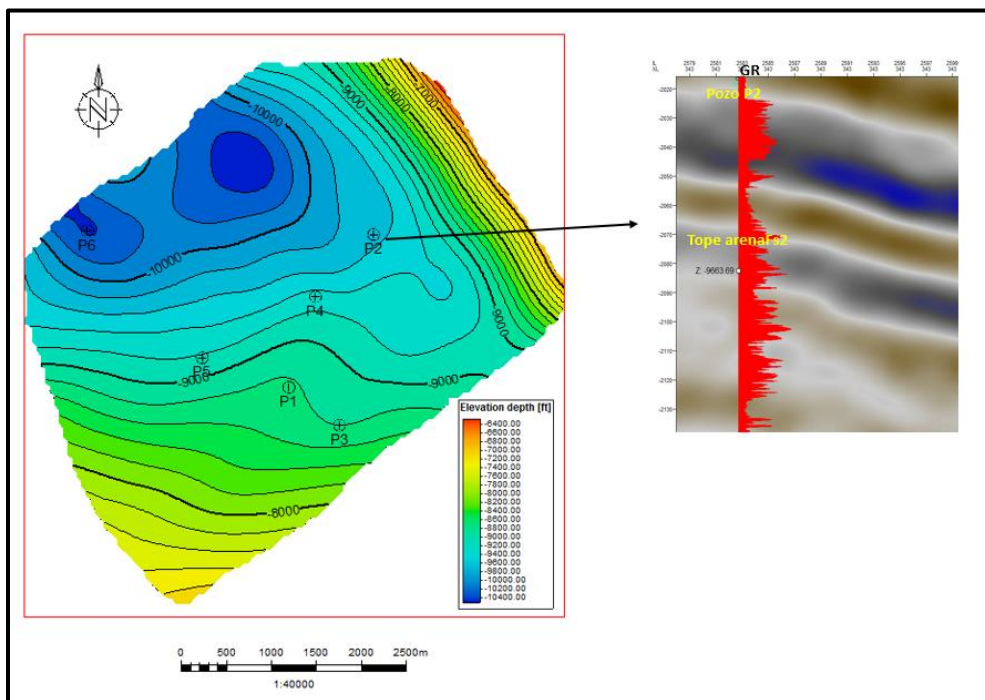
6.12. Mapa en profundidad al tope de la Formación San Juan

De igual forma se generaron mapas de profundidad para las arenas interpretadas en las cuales se observaba una respuesta sísmica de interés y estas fueron la arenaFS3 y arenaFS5 (figura 6.13 y figura 6.14). Cuando se observaron las *crossline* que atraviesan cada uno de los pozos, se puede notar que en el tope de la arena FS3 se observa un reflector sísmico fuerte principalmente para los pozos P5, P2 Y P4. De igual forma para las *crossline* que atraviesan cada uno de los pozos para la arenaFS5 el reflector sísmico fuerte se evidencia principalmente en los pozos P6, P2 y P4. Mientras que en ambos casos la arena FS3 arenaFS2 en los pozos no mencionados es porque se observó que el reflector sísmico asociado a cada uno de estos topes el contraste era débil y no representativo de alguna anomalía.

Es importante recordar que en el capítulo 5 y en la sección 5.1.1.2 se realizó el cálculo de la resolución sísmica en el área y se obtuvo un valor de resolución vertical de 83 pies. También vale la pena recordar que las únicas arenas que se acercan a este valor son las arenaFS3 con aproximadamente 90 pies (27 m).



6.13. Mapa en profundidad al tope de la arenaFS3

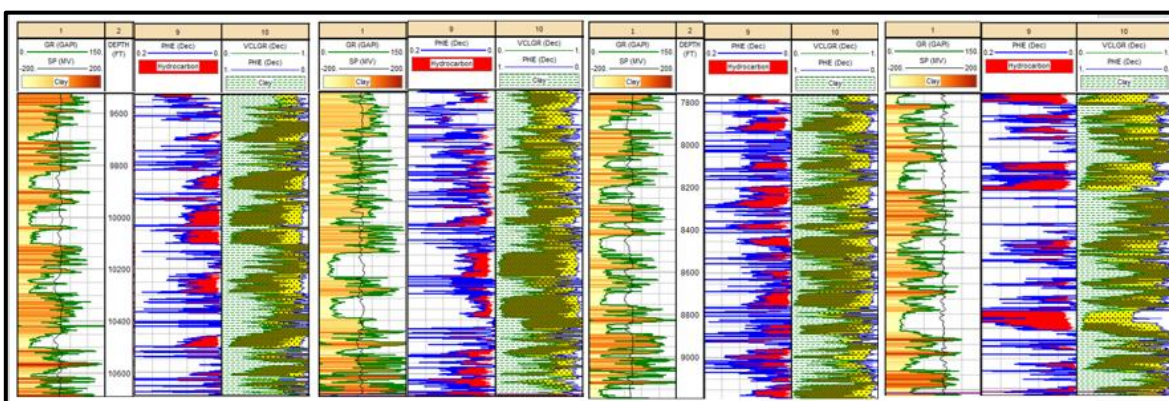


6.14. Mapa en profundidad al tope de la arenaFS2

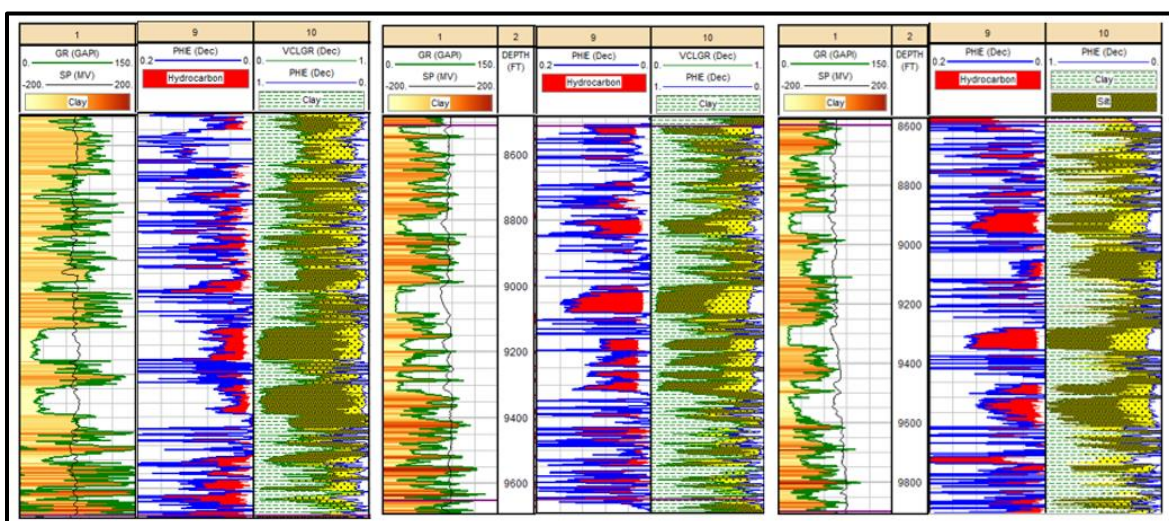
6.4 Interpretación petrofísica

6.4.1 Cálculo de curvas petrofísicas

Una vez aplicado el método de cálculo de volumen de arcilla a partir del registro rayos gamma, se obtuvieron las curvas de contenido de arcilla, en las que se puede evidenciar que las arenas de la Formación Merecure presentan ambiente transicional, representado por canales como los observados en las unidades arenaFS2, arenaFS3, arenaFS4 y TMER, esta unidades están separadas por valores altos de volumen de arcilla (cuellos lutíticos), adicionalmente estas unidades presentan intercalaciones de lutitas y arenas (Ver figura 6.17).

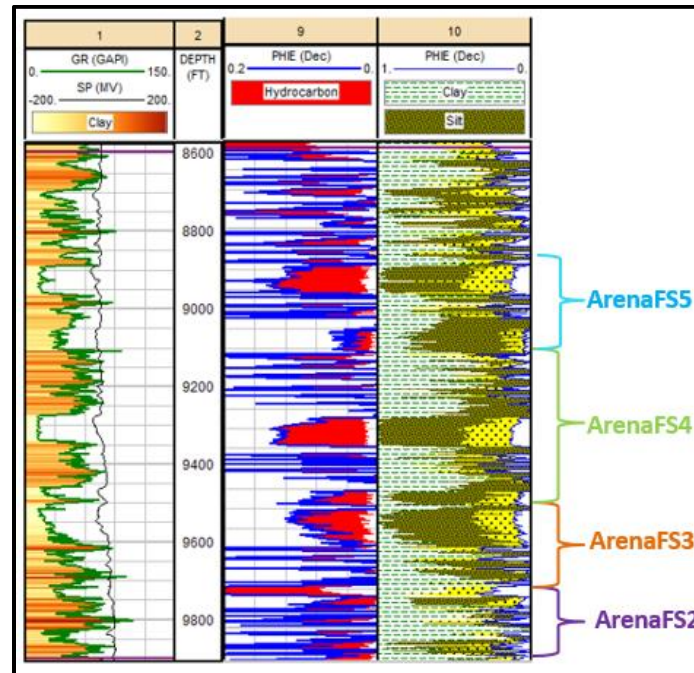


6.15. Perfil NO-SE con la evaluación petrofísica (volumen de arcilla y porosidad efectiva)



6.16. Perfil NE-SO con la evaluación petrofísica (volumen de arcilla y porosidad efectiva)

La figura 6.15 y 6.16 corresponden a los perfiles establecidos para realizar la respectiva correlación estratigráfica, pero esta vez con la evaluación petrofísica (volumen de arcilla y porosidad efectiva), el perfil NE-SO presenta solo 3 pozos debido a que el pozo P8 se encuentra fuera del área de estudio con respecto a la caracterización



6.17. Evaluación petrofísica (porosidad efectiva y volumen de arcilla)

Con respecto a los registros de porosidad efectiva, los mismos muestran un promedio de 10 % en las unidades de interés (arenaFS2, arenaFS3, arenaFS4, arenaFS5), de igual forma en estas unidades los valores de porosidad efectiva más bajos corresponden aproximadamente a 1% y los valores más altos se aproximan a 43% Ver figura 5.33. Por otro lado, los registros de volumen de arcilla muestran un promedio de 41% y con valores de volumen de arcilla bajos que tienden a aproximadamente a 2% y 90% sus valores más altos ver figura 5.34. Esta caracterización petrofísica tenía como objetivo determinar los parámetros de cortes para las curvas calculadas como lo son el volumen de arcilla y la porosidad efectiva con el fin de implementarlas para determinar las facies reservorios en el capítulo VII.

6.4.2 Interpretación de electrofacies

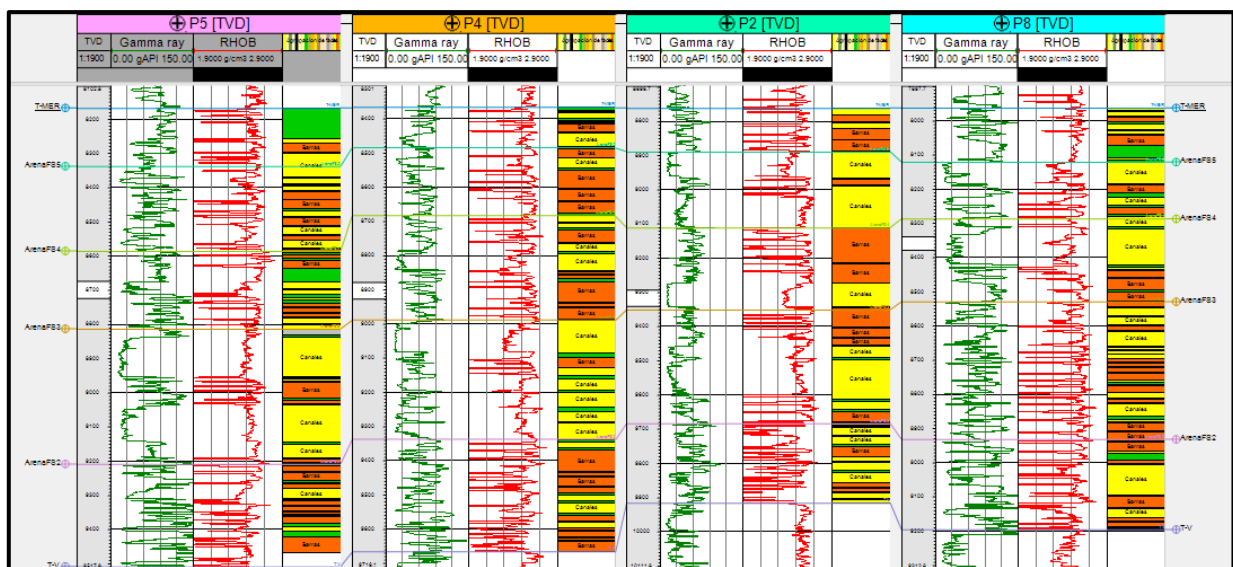
La Formación Merecure ha sido dividida en 5 unidades litoestratigráficas, normalmente denominadas en esta área como: arenaFS2, arenaFS3, arenaFS4, arenaFS5 y T-MER. Desde el punto de vista estratigráfico secuencial, estas parasecuencias son separadas por superficies

de inundación que en este caso han sido removidas por subsecuente erosión, esto fue una dificultad para identificar el criterio seleccionado en la correlación en algunos sectores. Estas divisiones informales están reflejadas en la Figura 6.18 y 6.19, y sus superficies claves están basadas en la descripción/interpretación de núcleos, su calibración con registros de pozos y en la calibración con la sísmica 3D.

Luego de identificar las parasecuencias a partir de los registros de pozo del área de estudio se procedió a identificar en primer lugar las litofacies, arena, arcilla, carbón. Las capas de carbón fueron identificadas con el registro densidad menores a 1.8 gr/cm^3 . En la litofacies de arena se distinguieron dos electrofacies que se definieron mediante la forma de las curvas de rayos gamma y densidad. Estas electrofacies corresponden cuerpos morfológicos como lo son canales y barras.

Las diferentes litofacies descritas en el reporte de núcleo del pozo P8 han sido clave para el ensamblaje de asociaciones de facies genéticas usadas en este estudio. Sin embargo, el empleo de litofacies y la ausencia de una buena cobertura de núcleos hace impráctico la extrapolación areal de dichas litofacies. Es por ello que en este estudio se emplearon las facies genéticas interpretadas a partir de los núcleos, calibradas y extrapoladas mediante la correlación de registros.

En relación a las electrofacies correspondientes a canales estos presentan un afinamiento del tamaño de grano hacia el tope, mientras que la electrofacies correspondiente a barras de marea, ésta presenta engrosamiento del tamaño de grano hacia el tope. El alto contenido de arcilla en la electrofacies correspondiente a llanura de inundación.

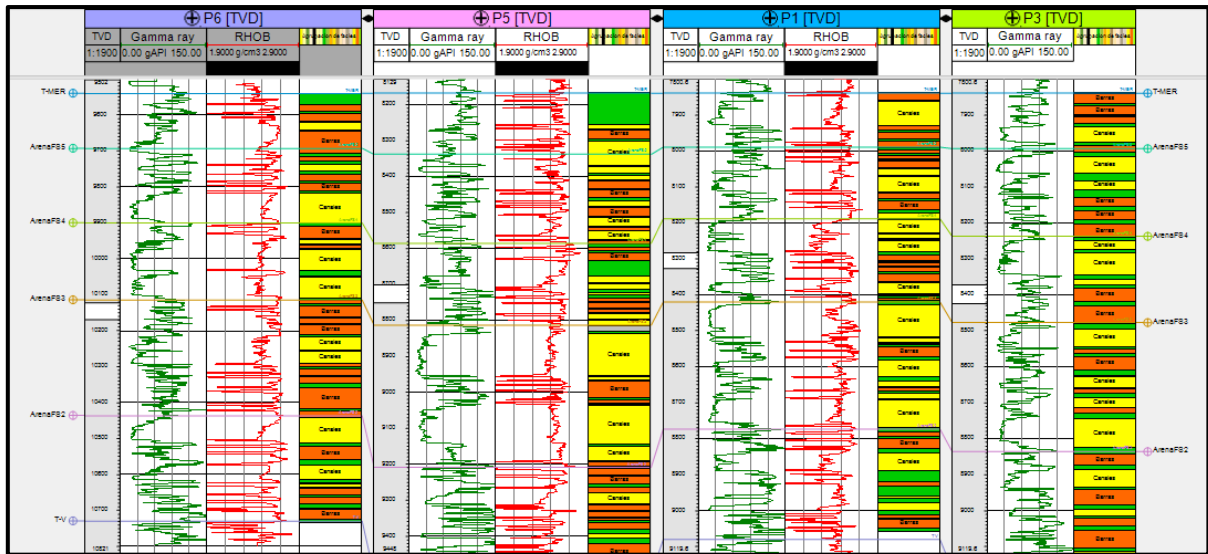


6.18. Sección estratigráfica, en dirección Noreste-Suroeste con las respectivas facies interpretadas.

Canales

Barras de marea

Llanura de inundación



6.19. Sección estratigráfica, en dirección Noroeste-Sureste con las respectivas facies interpretadas.

6.5 Modelado estructural-estratigráfico

6.5.1 Modelado Geoestadístico

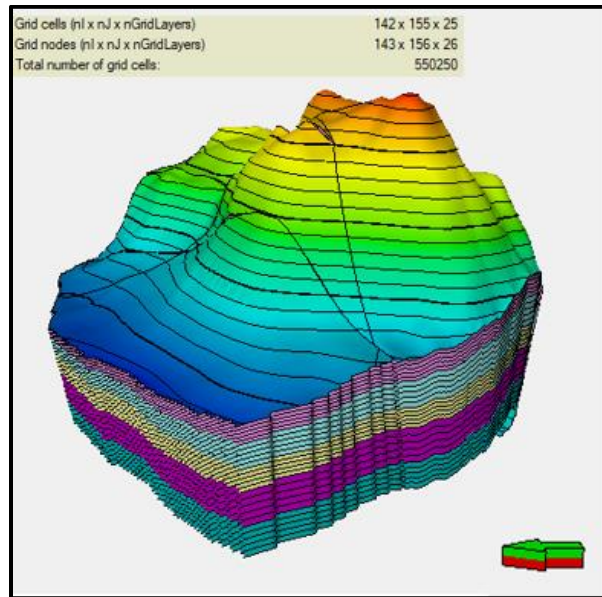
El objetivo principal de este trabajo fue la generación del modelo geoestadístico de las facies prospectivas de la Formación Merecure a partir de la integración de datos directos, correlaciones estratigráficas, interpretación de electrofacies, mapas de espesor de arena neta por unidad litoestratigráfica e implementación de atributos sísmicos.

Durante el proceso de generación del modelado geoestadístico, una de las fases más relevante en la obtención de un producto representativo de la geología del área de estudio es la resolución vertical del modelo. Para este estudio se tuvo en cuenta la limitación que tenemos con respecto a la resolución vertical de la sísmica (83 pies, 25m) y el límite que tenemos con respecto a la cantidad de celdas que soporta el simulador de yacimiento con la maquina disponible. Se definieron 5 capas para cada zona, esta subdivisión tiene como finalidad contener información de facies. El número de capas fue definido teniendo en cuenta que no se deben perder detalle de la información, pero tampoco se puede exagerar en el detalle porque se estaría incurriendo en desmejorar el modelo. Este tipo de geometría generó 550.250 celdas activas en el modelo, cubriendo el intervalo estratigráfico desde la unidad litoestratigráfica arenaFS2 hasta el tope de la Formación Merecure (Ver figura 5.51).

El modelo final obtenido consistió de una malla estratigráfica representando la geometría de las diferentes unidades litoestratigráficas, es necesario resaltar que la malla fue modelada

respetando las estadísticas de cada unidad litoestratigráfica, arenaFS2, arenaFS3, arenaFS4, arenaFS5 y T-MER en donde cada una de las unidades presenta, como se ilustró en la metodología, proporciones distintas de cada una de las facies interpretadas y de las propiedades petrofísicas, lo cual se ve reflejado en los modelos de propiedades obtenidos.

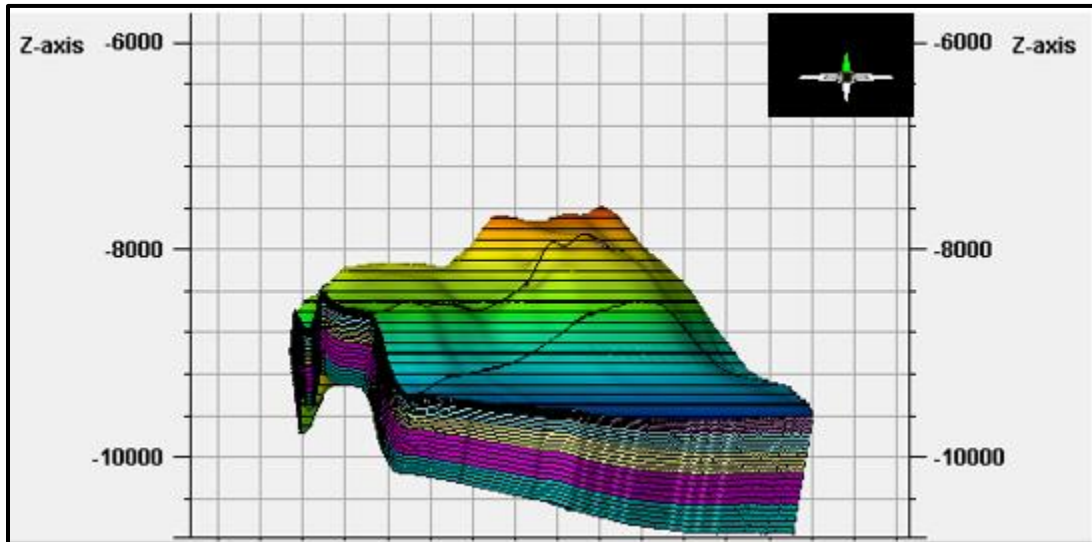
En la figura 6.20 se puede evidenciar la malla tridimensional subdividida en capas y número total de celdas resultantes. En donde el número total de celdas generado corresponde a 550.250.



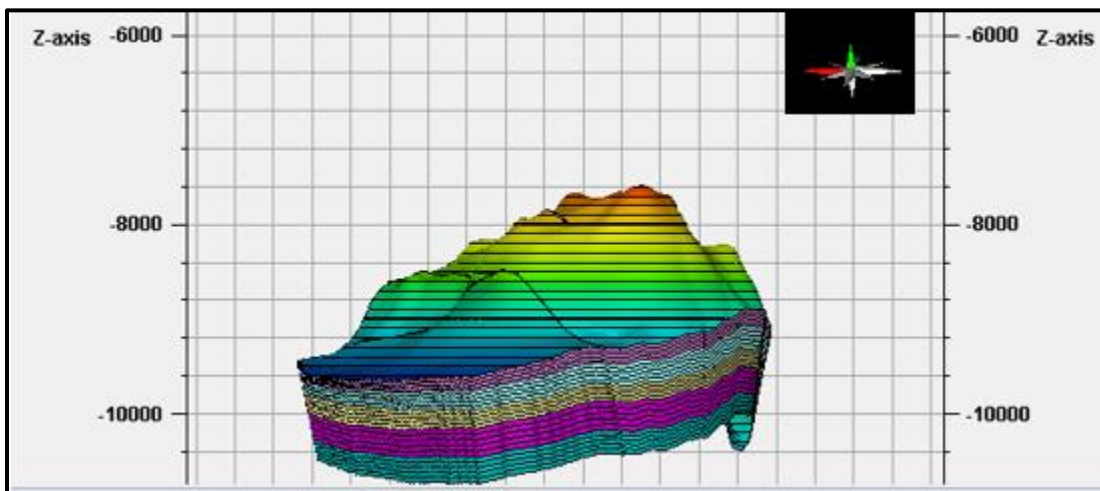
6.20. Malla tridimensional subdividida en capas y número total de celdas resultantes.

6.5.2 Modelado estructural

En la figura 5.52 y 5.523 se observa la malla estratigráfica con la geometría de las diferentes unidades litoestratigráficas definidas arenaFS2, arenaFS3, arenaFS4, arenaFS5 y T-MER y resultante con la geometría de la malla seleccionada “*proportional*”, la cual reproduce el estilo de depositación el área de estudio. La malla estratigráfica muestra la estructura anticlinal tipo domo por la cual se caracteriza esta área de estudio (ver figura 6.21 y 6.22) .



6.21. Malla estratigráfica obtenida mostrando las 5 zonas correspondientes a las unidades definidas.
Vista desde el norte.



6.22. Malla estratigráfica obtenida mostrando las 5 zonas correspondientes a las unidades definidas.
Vista desde el oeste.

6.6 Modelado de propiedades

6.6.1 Modelado de facies

Las correlaciones de pozo, descripción de electrofacies e interpretación de sus elementos sedimentarios, fueron implementados en el modelado de las facies sedimentarias de las unidades arenaFS2, arenaFS3, arenaFS4, arenaFS5 y T-MER, empleando el algoritmo de Simulación Basado en Objetos. En este proyecto fueron modeladas solo las zonas reservorios, debido a que el proyecto se ha enfocado en modelar zonas que tengan capacidad

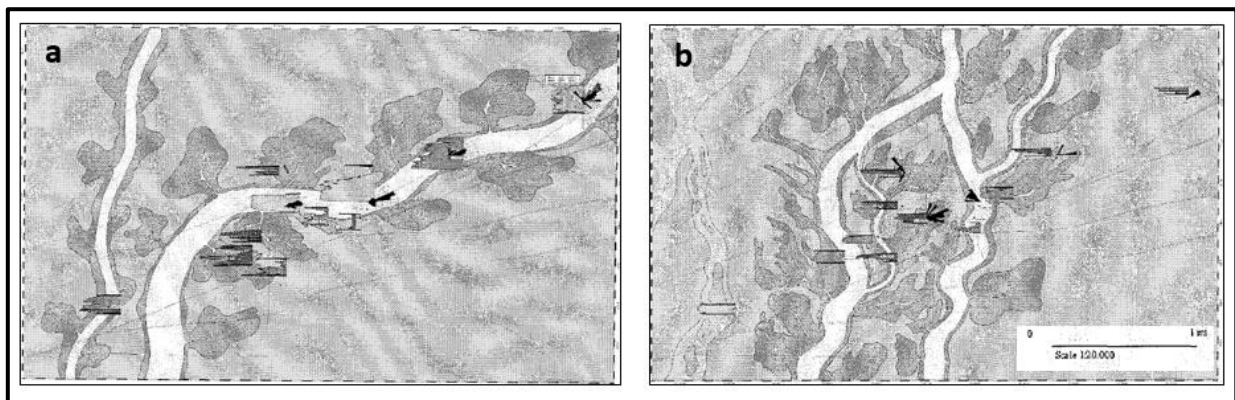
de mover y almacenar hidrocarburo. Para ello fue necesario implementar los cortes reservorios para el volumen de arcilla y la porosidad.

El algoritmo implementado es un método estocástico, es decir que las realizaciones obtenidas son equiprobables en este caso basados en los datos de pozo y respetando las condiciones geométricas establecidas. Por esto se decidió obtener un número de realizaciones y tener una descripción de la incertidumbre del modelo.

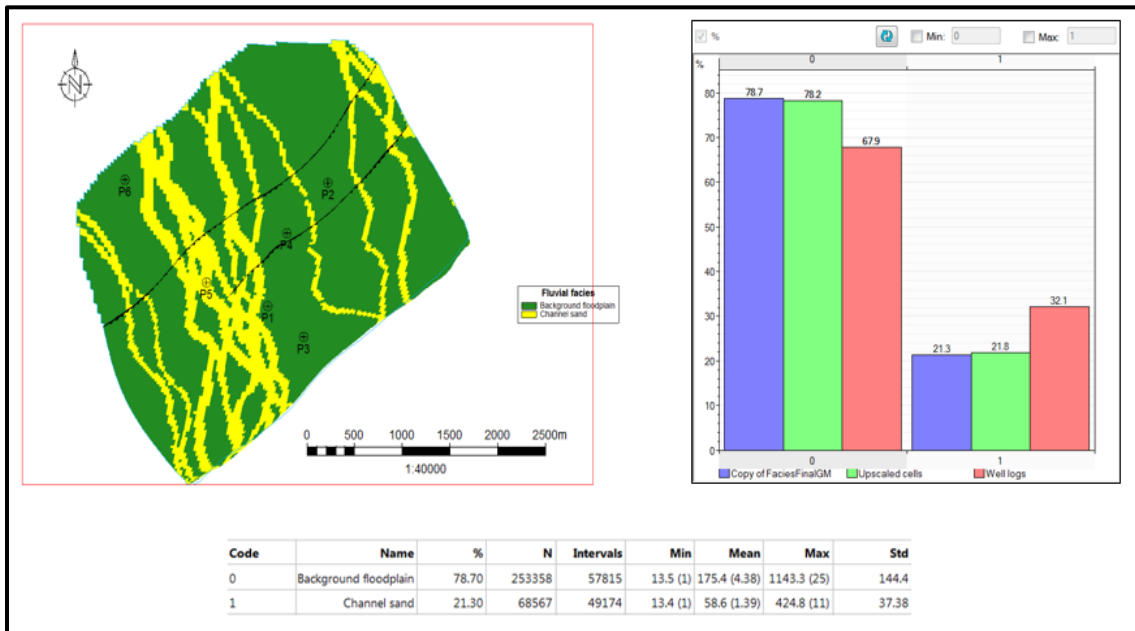
Se obtuvieron 10 Realizaciones en total, con el objetivo de verificar el comportamiento de la distribución de probabilidad debido a que dicho análisis es muy importante. Se debe tener presente que se están realizando simulaciones estocásticas y es necesario tener el control acerca de las realizaciones obtenidas. A continuación, se pueden ver las 3 realizaciones consideradas como las realizaciones que estadísticamente son equivalentes a la muestra que se posee de la función aleatoria; es decir se seleccionaron las simulaciones que tienen más grado de similitud con la muestra; esto se puede ver reflejado a partir de su histograma mostrando los porcentajes de facies interpretadas en los registros de pozo, de facies de los registros escalados, los porcentajes de facies resultantes de las simulaciones y sus parámetros estadísticos en especial la desviación estándar que es una medida de la incertidumbre.

Las figuras de 6.24 , 6.25 y 6.26 corresponden a 3 realizaciones de las 10 realizaciones obtenidas con las configuraciones más probables en función del criterio de la desviación estándar y sus respectivos histogramas de proporción de facies. De las 3 realizaciones más probables se escogió una para realizar la propagación de propiedades petrofísicas. Se consideró que la realización más adecuada fue la segunda realización, esto basándonos en la desviación estándar de los dos objetos modelados y dándole prioridad a la facies de canales.

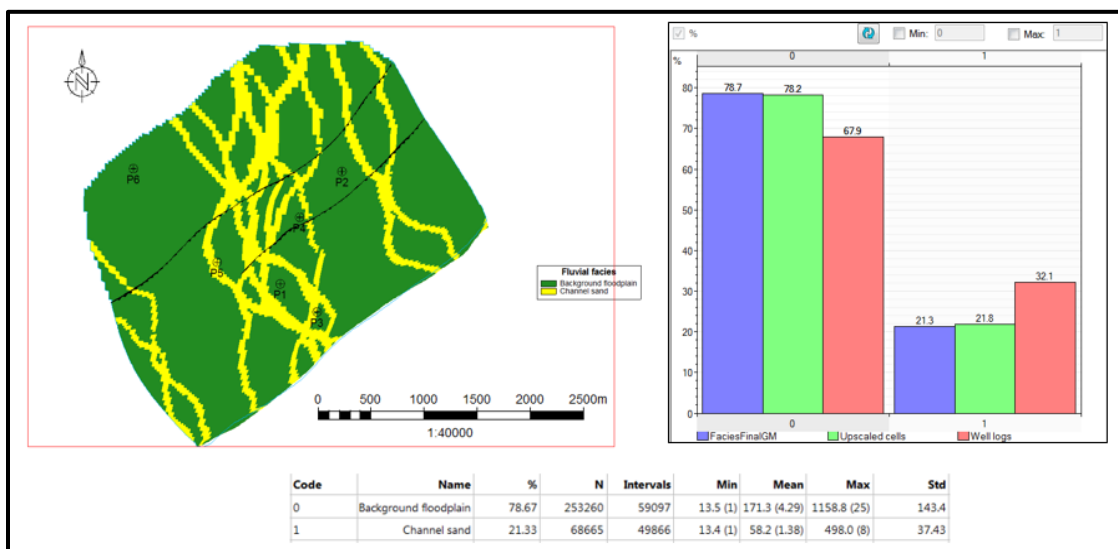
Se puede evidenciar que en las realizaciones obtenidas los canales modelados poseen características similares (específicamente dirección) que en el estudio sedimentológico propuesto por Gamero et al (2000) ver figura 6.23. En dicho estudio la dirección para los canales en la Formación Merecure tienen una preferencia NE-SW a ENE-WSW.



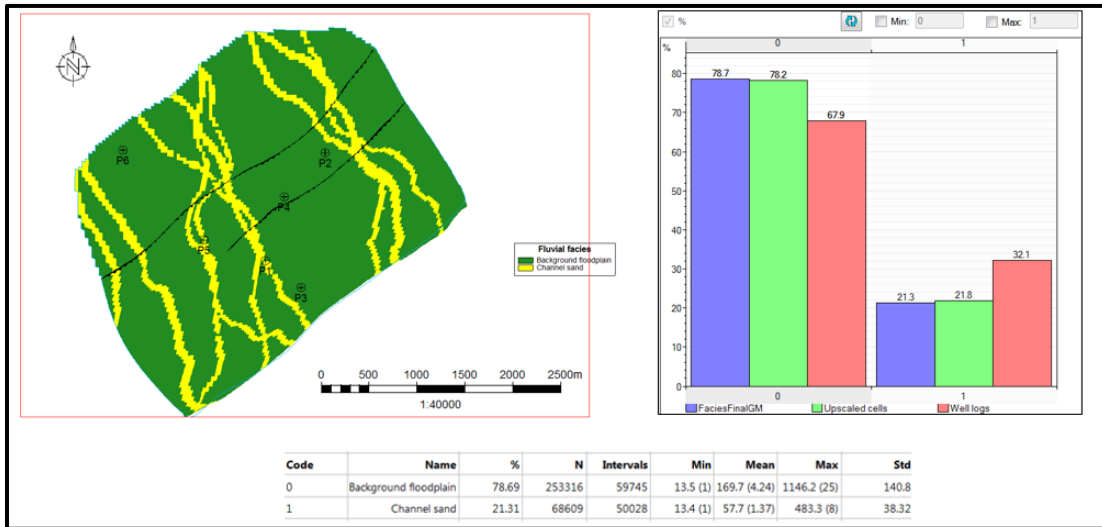
6.23 Modelo sedimentológico de la Formación Merecure. a) Upper Merecure b) Lower Merecure



6.24. Simulación correspondiente a la primera realización en el intervalo Formación Mercure, histograma de proporción de facies y su respectiva estadística.

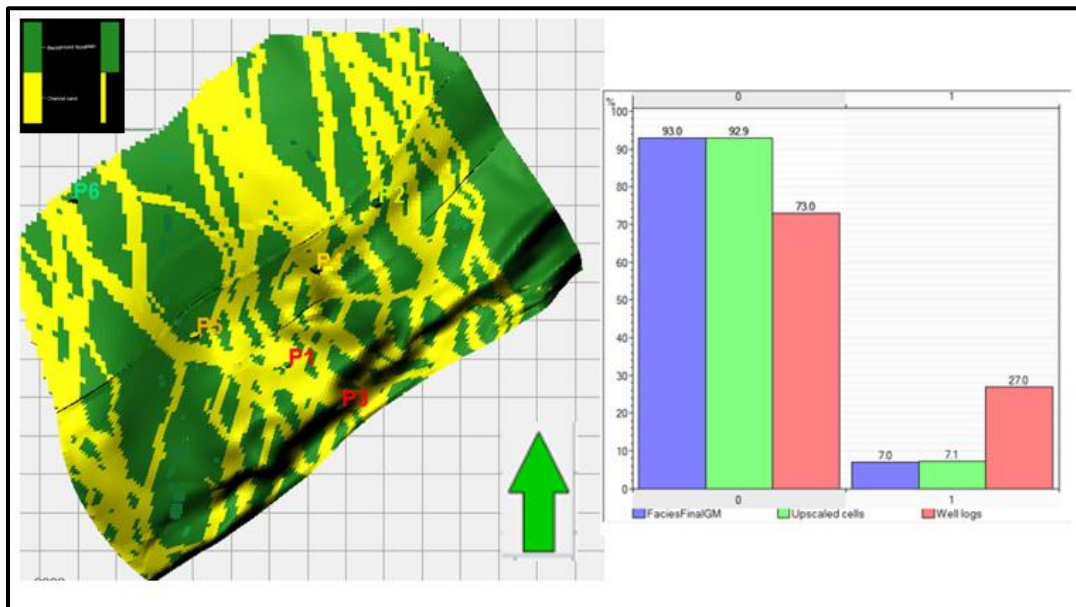


6.25. Simulación correspondiente a la segunda realización en el intervalo Formación Mercure, histograma de proporción de facies y su respectiva estadística.

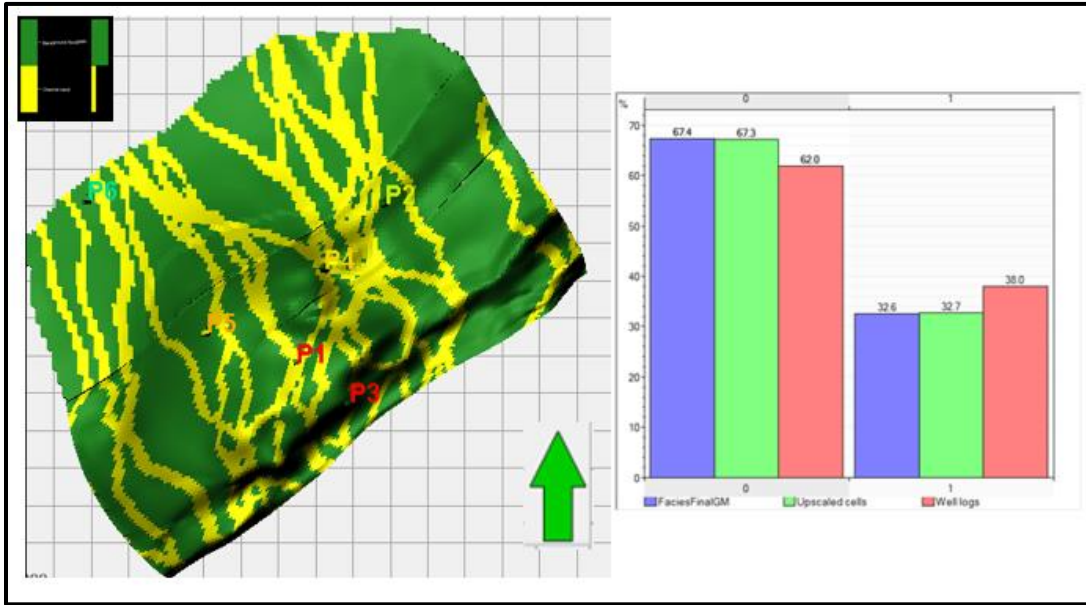


6.26. Simulación correspondiente a cuarta realización en el intervalo Formación Mercure, histograma de proporción de facies y su respectiva estadística .

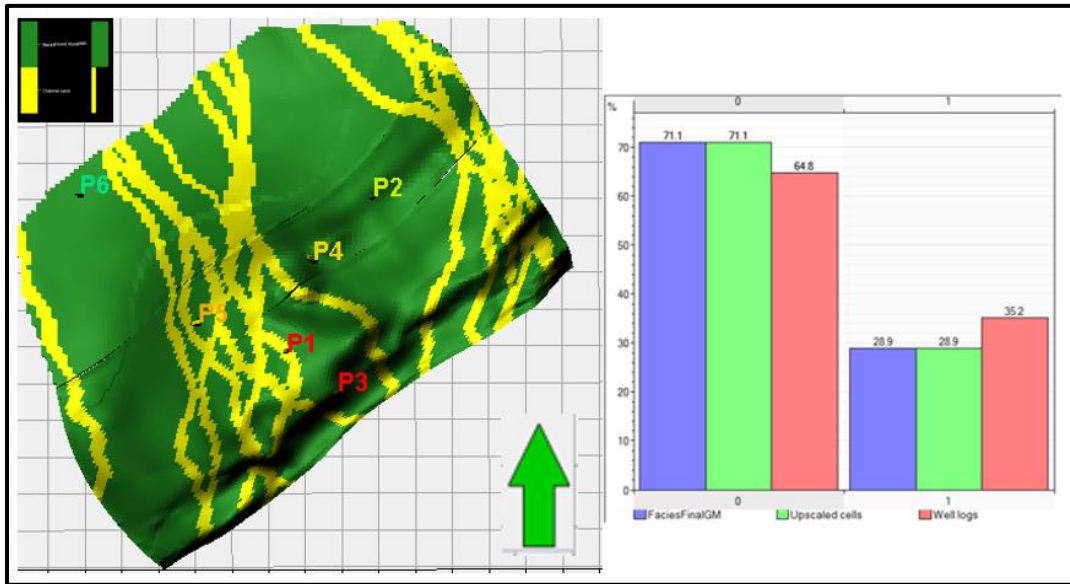
A continuación, se muestran las imágenes de las simulaciones de facies finales por unidad litoestratigráfica con su respectivo histograma mostrando los porcentajes de facies interpretadas en los registros de pozos, de facies, de los registros escalados y los porcentajes de facies resultantes de las simulaciones. De la figura 6.27 a 6.31 se puede apreciar los resultados de las simulaciones de facies por unidad litoestratigráfica y sus respectivos histogramas, lo cuales permiten validar el modelo de facies y conocer el grado de incertidumbre de la simulación mediante la comparación de las estadísticas de los datos de entrada y los resultados de la simulación.



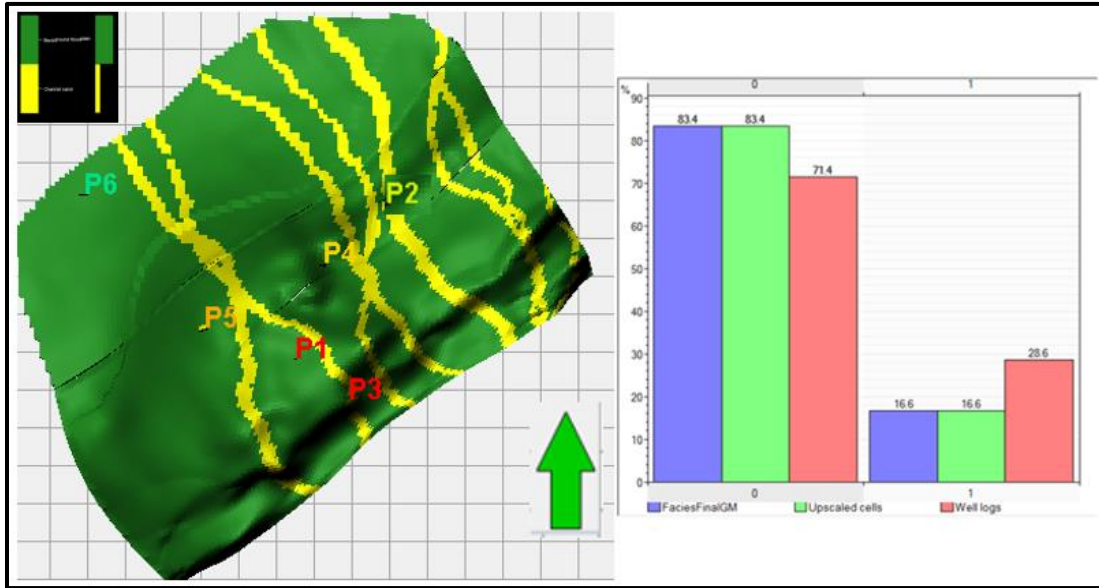
6.27. Histogramas de proporción de facies de arenaFS2 y su correspondiente simulación capa número20 .



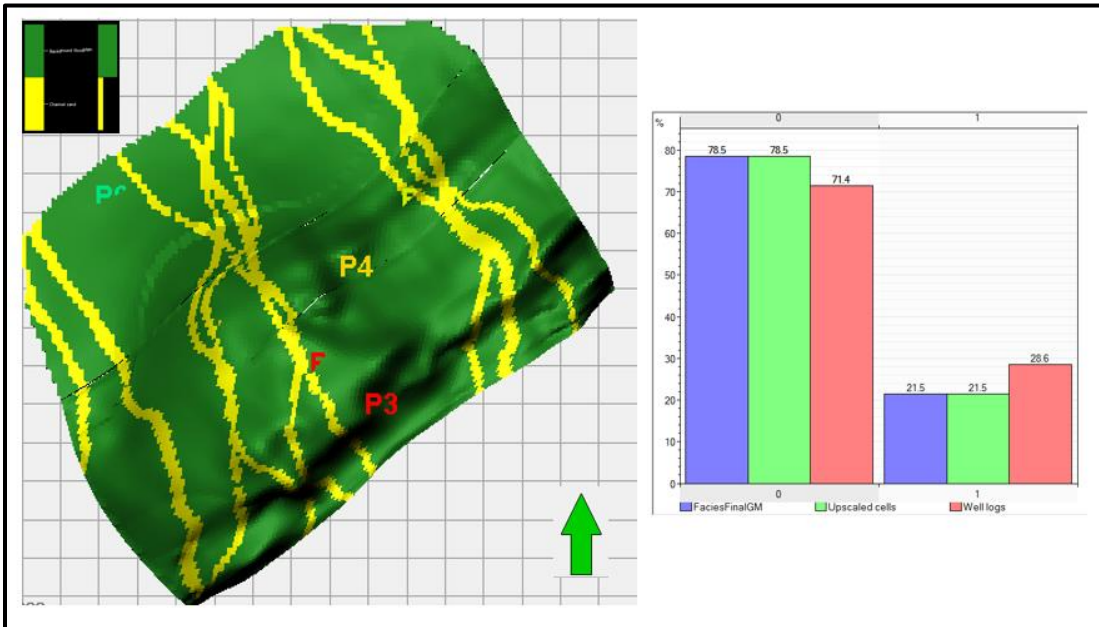
6.28. Histogramas de proporción de facies de arenaFS3 y su correspondiente simulación capa número 15 .



6.29. Histogramas de proporción de facies de arenaFS4 y su correspondiente simulación capa número 10.



6.30. Histogramas de proporción de facies de arena FS5 y su correspondiente simulación capa número 5 .



6.31. Histogramas de proporción de facies de arena T-Mer y su correspondiente simulación capa número 1 .

Vale la pena destacar que el modelo obtenido es tal como se muestra en las figuras 6.27 a la 6.31 y consta de 5 niveles o capas, por lo cual se deben analizar cada una de ellas tomando en cuenta la distribución de facies sedimentarias obtenida del análisis estadístico de los datos realizado para las unidades litoestratigráficas definidas. Tenemos que esta malla estratigráfica con las facies propagadas representa la geometría del yacimiento de estudio

ahora cuando sean modeladas las propiedades petrofísicas de interés estas nos permitirán obtener modelos más certeros que pueden ser empleados para postular nuevas localizaciones de interés.

La unidad litoestratigráfica arenaFS2 (figura 6.27) es interpretada a nivel de registros de pozos como canales, barras y llanuras de inundación (figura 6.18 y 6.19), luego de aplicar los cortes petrofísicos a las facies anteriormente mencionadas, la facies que cumple estas condiciones de facies reservorio son los canales en un 90%. En el perfil NE-SO en un gran porcentaje los canales interpretados cumplen las condiciones de facies reservorio, con respecto al perfil NO-SE, en este perfil se interpretaron menos facies de canales que el perfil anterior, adicionalmente no todos los canales cumplieron con los cortes de facies reservorio exceptuando el pozo P5. Este resultado puede ser evidenciado en los resultados obtenidos en el modelado de facies.

Con respecto a la unidad litoestratigráfica arenaFS3 (figura 6.28) fue interpretada a nivel de registros de pozos como canales, barras y llanuras de inundación (figura 6.18 y 6.19), luego de aplicar los cortes petrofísicos a las facies anteriormente mencionadas, la facies que cumple estas condiciones de facies reservorio son los canales en un 95%. En este caso tanto en el perfil NE-SO y NO-SE las facies de canales cumplen con condiciones de facies reservorios en un gran porcentaje, de igual forma esto se ve reflejado en el modelado de facies.

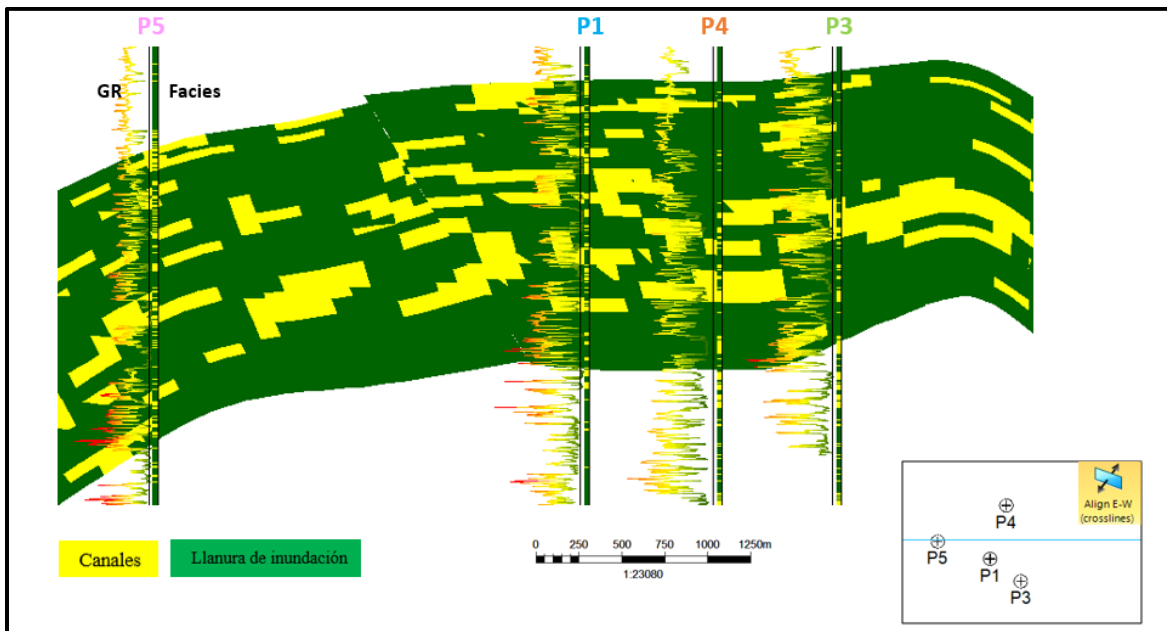
Por otro lado, las unidades arenaFS4 y arenaFS5 (figura 6.29 y figura 6.30) es interpretada a nivel de registros de pozo como canales, barras y llanuras de inundación (figura 6.18 y 6.19), luego de aplicar los cortes petrofísicos vuelven a ser los canales en mayoría absoluta los que cumplen con la condición de facies reservorio. El único pozo que presento una anomalía en cuestión a que el mayor porcentaje de canales interpretados no pasaban los cortes petrofísicos, entre ellos un canal considerable de 91 pies de espesor y el cual corresponde a la unidad arenaFS4, pero este comportamiento fue similar para el resto de los canales en ambas unidades (arenaFS4 y arena FS5). Este comportamiento se puede ver en gran medida en los resultados obtenidos del modelado de facies.

La unidad arenaT-MER (figura 6.31) es interpretada a nivel de registros de pozos como canales, barras y llanuras de inundación (figura 6.18 y 6.19), en esta unidad la presencia de facies pertenecientes a canales está presente, pero en menor proporción que en el resto de las unidades de igual forma luego de aplicar los cortes petrofísicos a las facies anteriormente mencionadas, la facies que cumple estas condiciones de facies reservorio siguen predominado los canales hasta en un 90%.

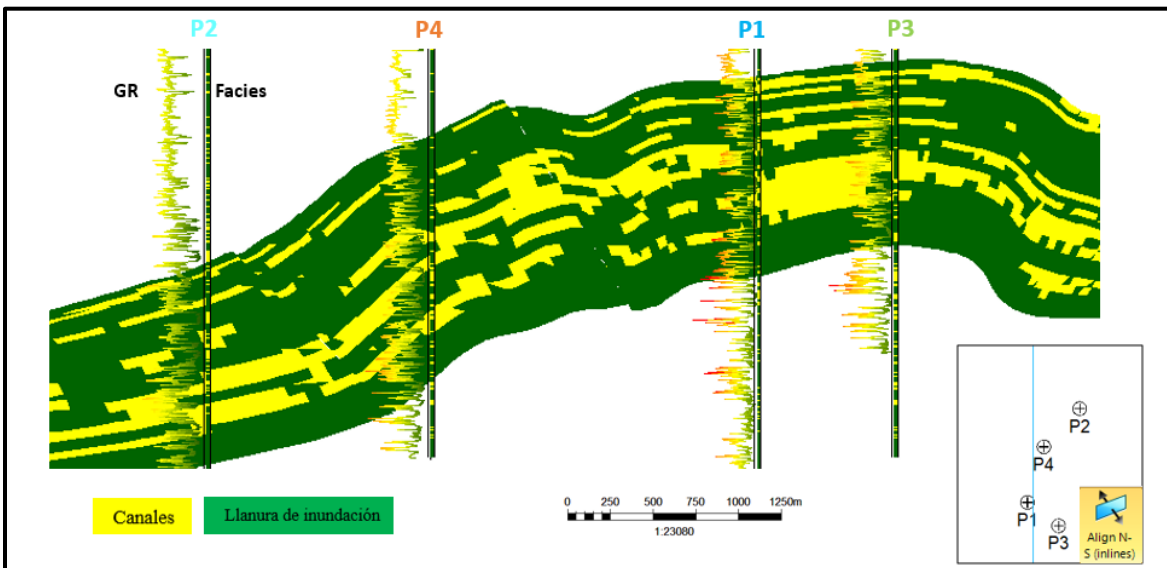
A partir de la observación en el intervalo de la Formación Merecure se afirma que el porcentaje de canales de base a tope disminuye (recordamos que estos son los canales que pasan los cortes petrofísicos), adicionalmente se pudo observar que tanto en la primera

unidad arenaFS2 como en la última unidad arenaT-MER porcentaje de canales es menor con respecto a los intervalos arenaFS3, arenaFS4 y arenaFS5.

La figura 6.31 a y 6.31b se visualizan la Sección estratigráfica en dirección Este-Oeste a través de cubo con la distribución tridimensional de las facies simuladas, con el de visualizar la continuidad lateral de las facies simuladas.



6.32a. Sección estratigráfica en dirección Este-Oeste a través de cubo con la distribución de las facies simuladas. Los pozos atraviesan el corte o están a menos de 1000 m.



6.32b. Sección estratigráfica en dirección Norte-Sur a través de cubo con la distribución de las facies simuladas. Los pozos atraviesan el corte o están a menos de 1000 m.

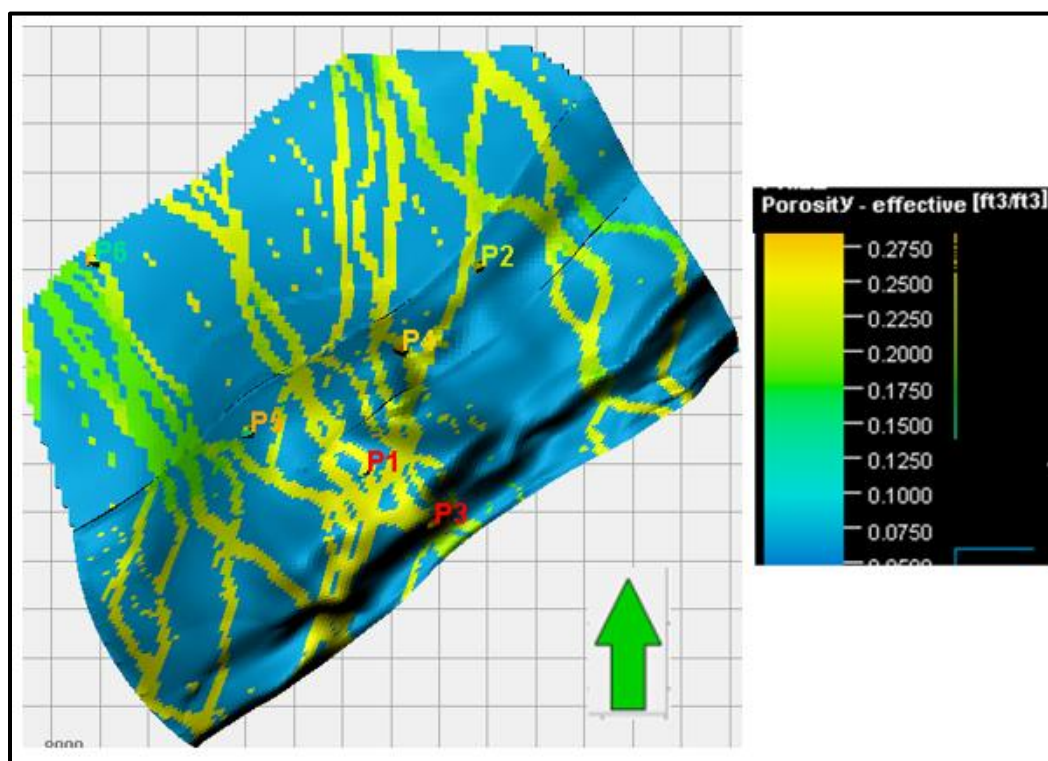
6.6.2 Modelado de propiedades petrofísicas

Uno de los aspectos más relevantes al distribuir propiedades petrofísicas dentro de la malla estratigráfica, es que la distribución de probabilidad que resulta del algoritmo de simulación tiene que ser igual a la distribución de probabilidad del dato original. Lo que se traduce en que la media y la desviación estándar del dato original y la modelada deben mantenerse.

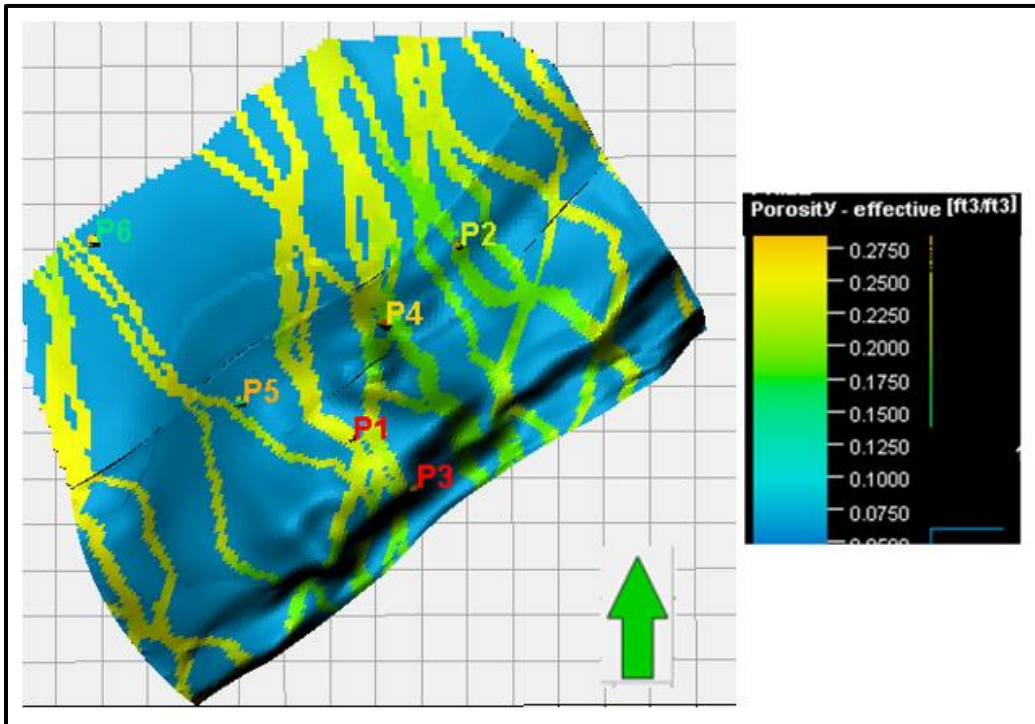
El método de simulación de las propiedades petrofísicas está basado en condicional estocástico definido de esta forma dado que dicho método se basa en los datos de los pozos y en el modelado de facies, de igual forma en este método fueron consideradas variables como la aleatoriedad de las propiedades a partir de los histogramas de frecuencia.

El modelado petrofísico se realizó con el algoritmo Simulación Secuencial Gaussiana y las propiedades modeladas fueron el *net to gross* y porosidad efectiva. Estas propiedades fueron modeladas en los canales que fueron considerados facies reservorio y se simuló por unidad litoestratigráfica.

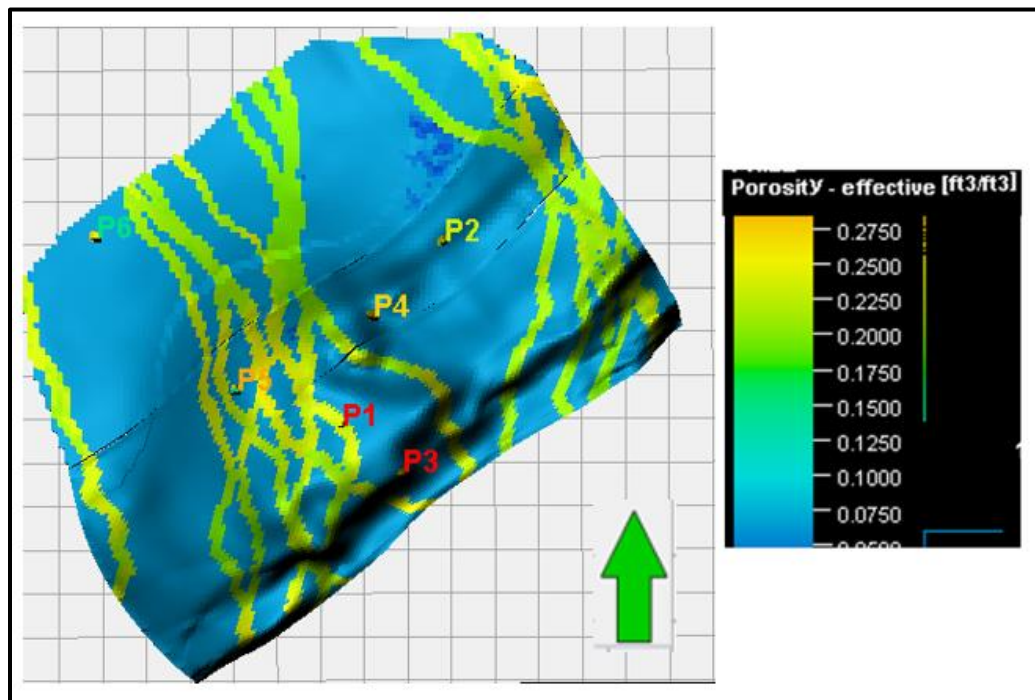
A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones de la porosidad efectiva por unidad litoestratigráfica con sus respectivos histogramas, mostrando los porcentajes de los valores de porosidad efectiva interpretadas en los registros de pozo, de facies de los registros escalados y los porcentajes de facies resultantes de las simulaciones (figura 6.32,6.33,6.34,6.35 y 6.36)



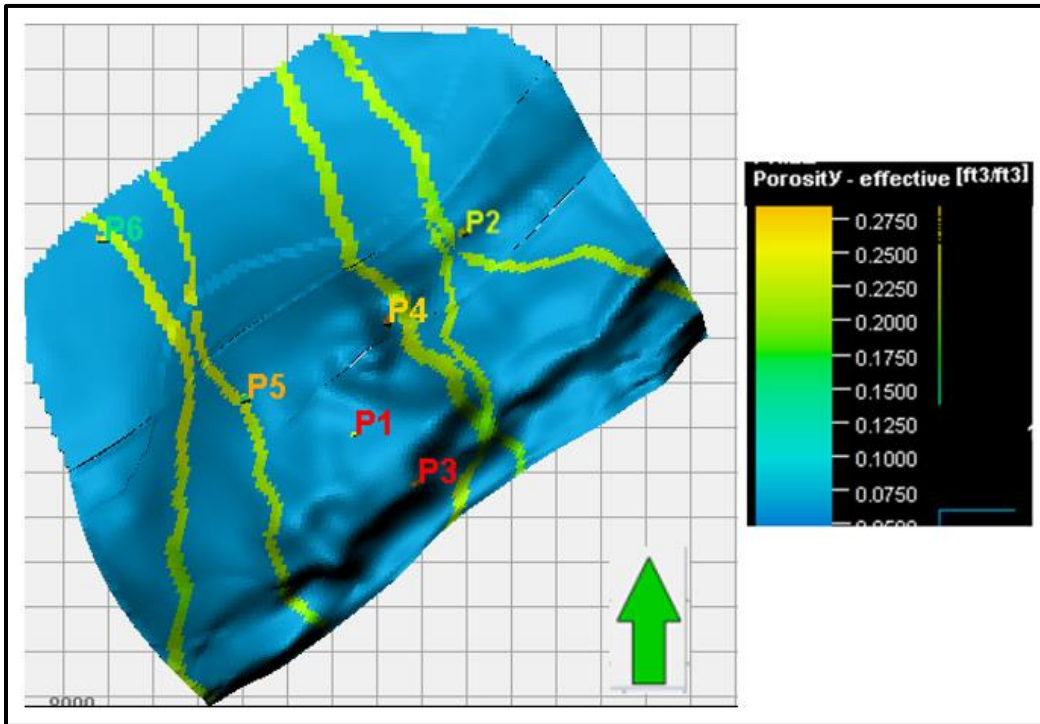
6.34. Simulación de la porosidad efectiva en el intervalo arenaFS2 capa número 20.



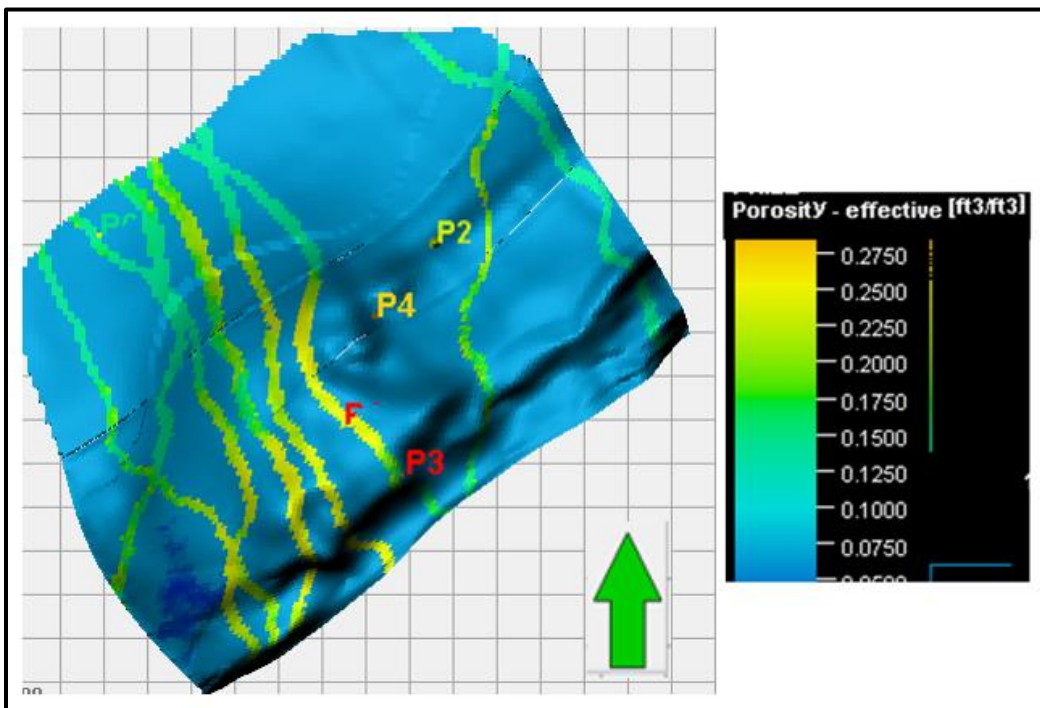
6.35. Simulación de la porosidad efectiva en el intervalo arenaFS3 capa número 15 .



6.36. Simulación de la porosidad efectiva en el intervalo arenaFS4 capa número 10 .

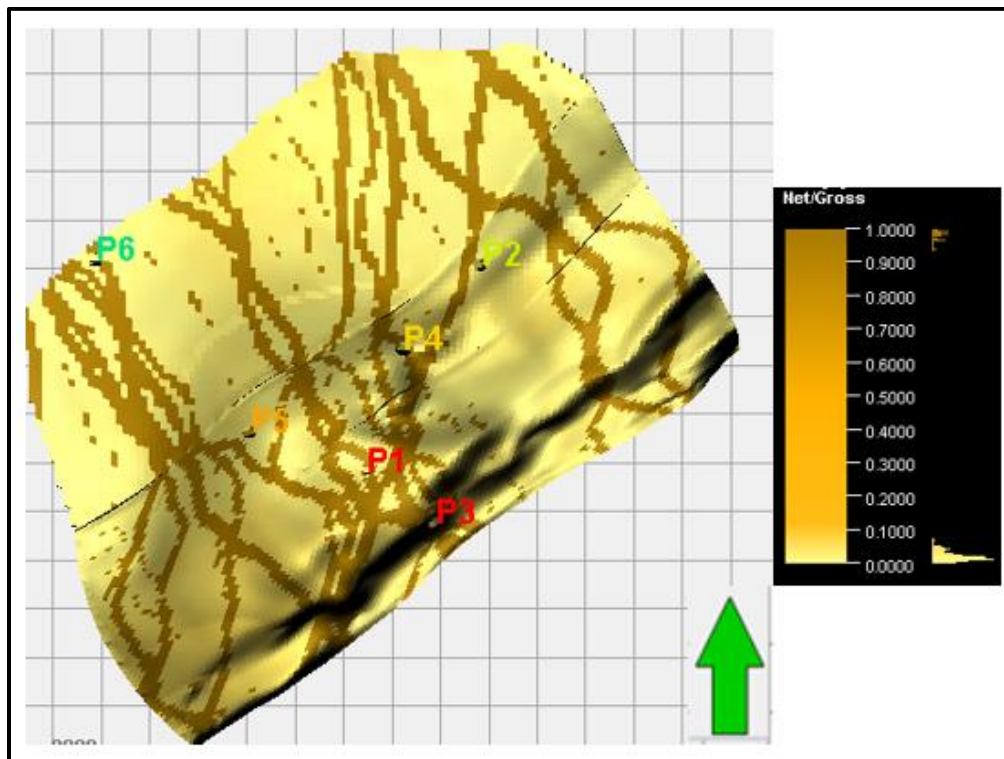


6.37. Simulación de la porosidad efectiva en el intervalo arenaFS5 capa número 5.

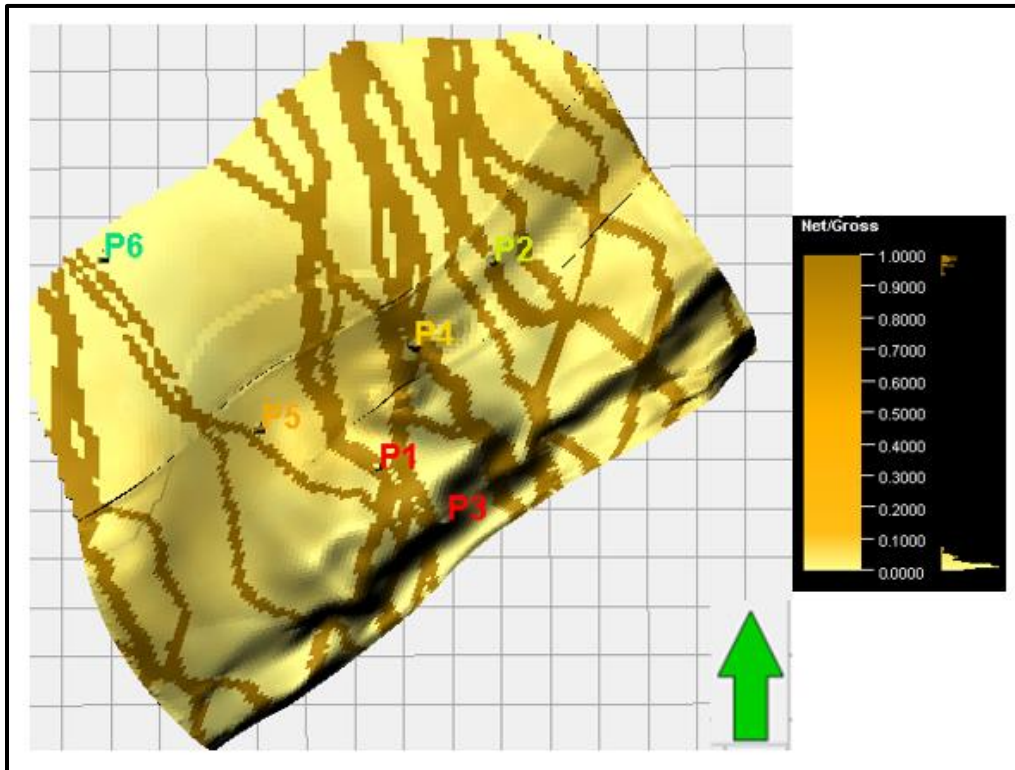


6.38. Simulación de la porosidad efectiva en el intervalo arenaT-MER capa número 1

A continuación, se muestran las imágenes de las simulaciones del *net to gross* por unidad litoestratigráfica con su respectivo histograma mostrando los porcentajes de los valores del *net to gross* en los registros de pozo, de facies de los registros escalados y los porcentajes de facies resultantes de las simulaciones (figura 6.37,6.38,6.39,6.40).



6.39. Simulación del net o gross en el intervalo arenaFS2 capa número 20.



6.40. Simulación del net o gross en el intervalo arenaFS3 capa número 15.

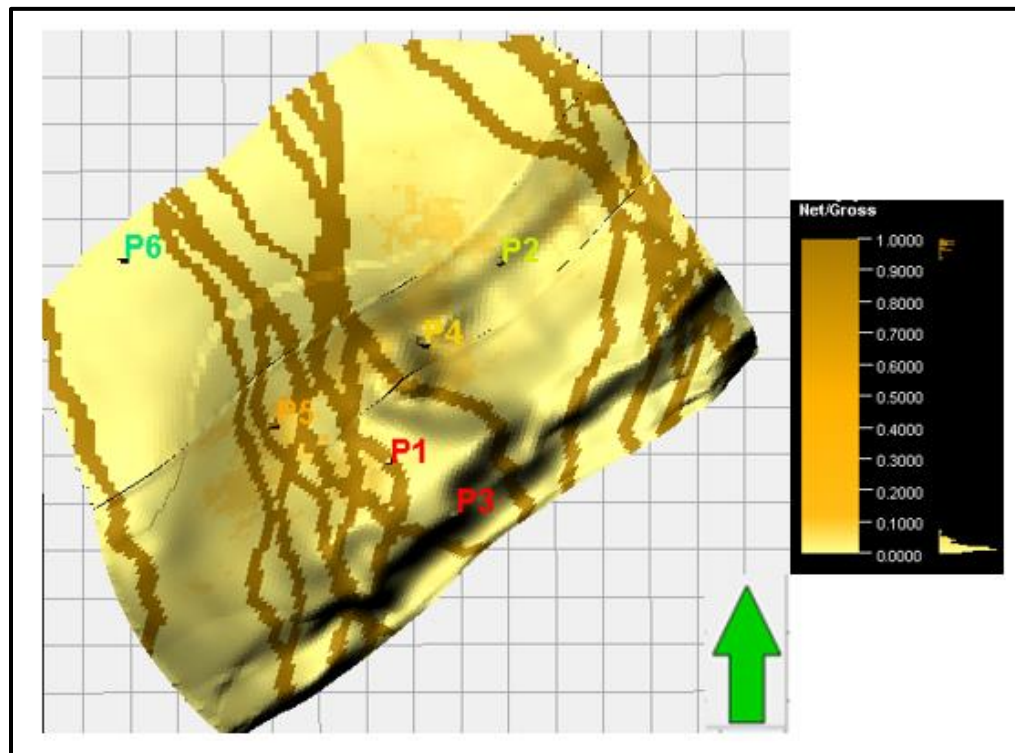
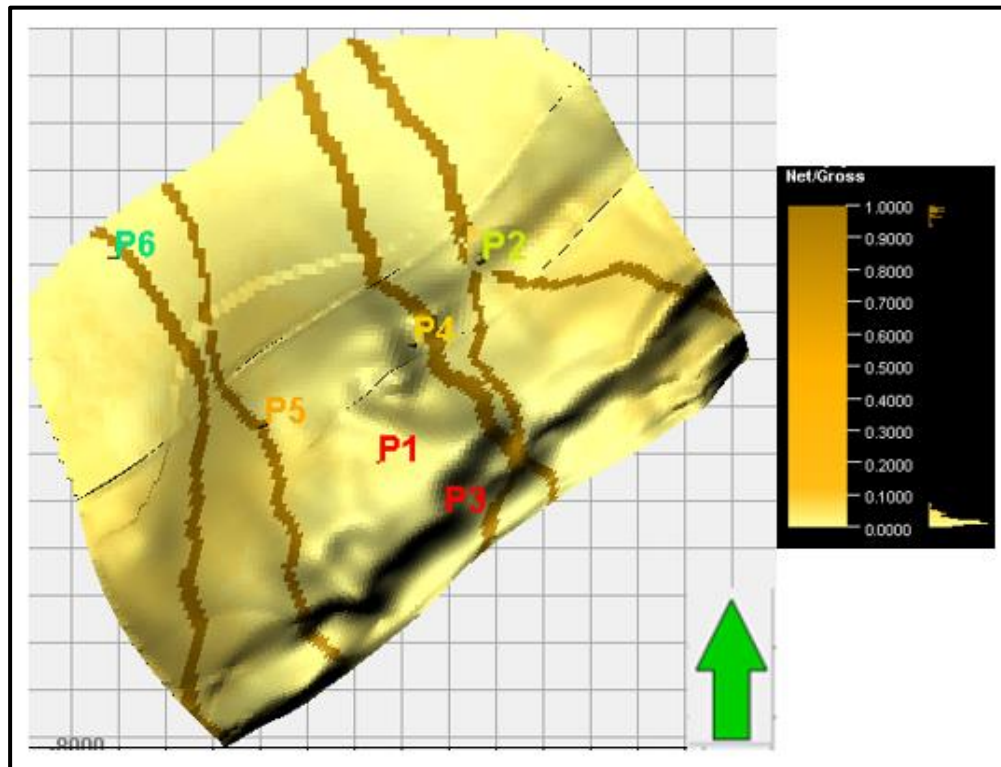
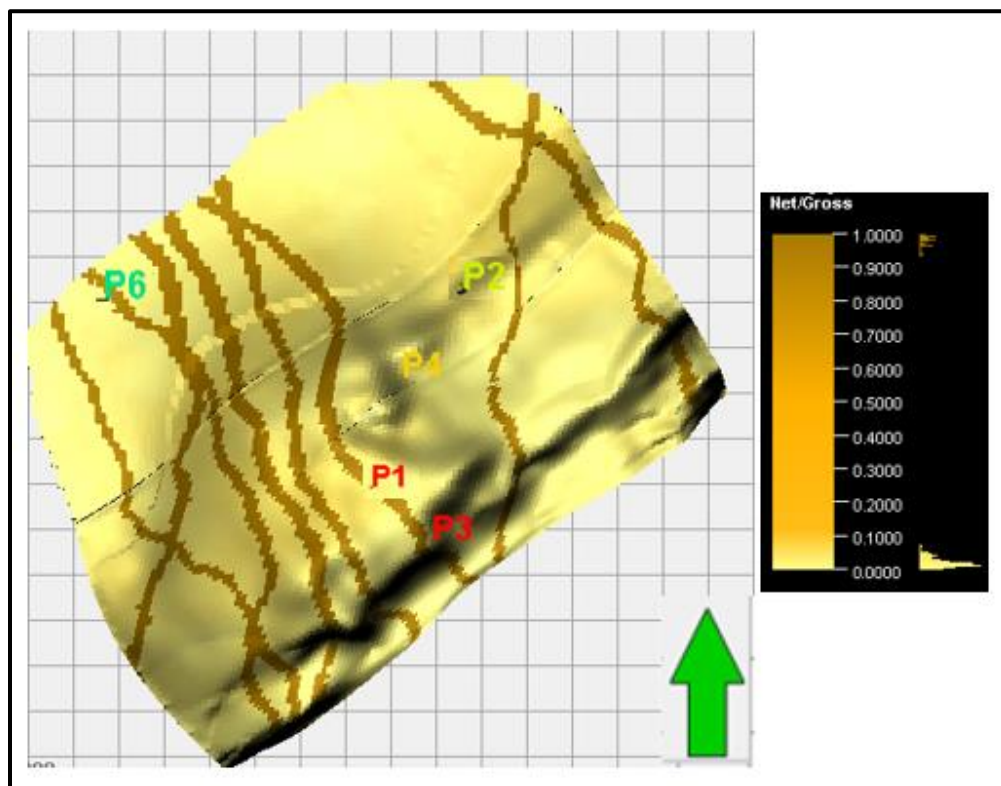


Figura 6.38. Simulación del net to gross en el intervalo arenaFS4 capa número 10.



6.41. Simulación del net to gross en el intervalo arenaFS5 capa número 5



6.42. Simulación del net to gross en el intervalo arenaT-Mer capa número 1

En términos generales se observó que la estadística de los registros de pozos se mantiene en un gran porcentaje, por otro lado, las simulaciones de las propiedades petrofísicas usando la técnica Simulación Secuencial Gaussiana, permitieron reproducir la variabilidad de las propiedades petrofísicas en cada una de las unidades litoestratigráficas.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos se observó que las propiedades petrofísicas (porosidad efectiva y *net to gross*) son variables en cada una de las unidades litoestratigráficas (arenaFS2, arenaFS3, arenaFS4, arenaFS5 y T-MER).

La unidad litoestratigráfica arenaFS2 (figura 6.32 y 6.37) presenta propiedades petrofísicas buenas. Se puede visualizar que las facies modeladas (Canales) en esta unidad litoestratigráfica que presentan porosidades efectivas entre 15% y 22% y valores de *net to gross* mayores a 90% en los canales modelados.

La unidad litoestratigráfica arenaFS3 (figura 6.33 y 6.38) presenta propiedades petrofísicas buena. Se puede visualizar que las facies modeladas (Canales) en esta unidad litoestratigráfica presentan porosidades efectivas entre 17% y 24% y valores de *net to gross* mayores a 90% a 90% en los canales modelados.

La unidad litoestratigráfica arenaFS4 (figura 6.34 y 6.39) presenta propiedades petrofísicas buena. Se puede visualizar que las facies modeladas (Canales) en esta unidad litoestratigráfica presentan porosidades efectivas entre 15% y 25% y valores de *net to gross* mayores a 90% a 90% en los canales modelados.

La unidad litoestratigráfica arenaFS5 (figura 6.35 y 6.40) presenta propiedades petrofísicas buena. Se puede visualizar que las facies modeladas (Canales) en esta unidad litoestratigráfica presentan porosidades efectivas entre 17% y 22% y valores de *net to gross* mayores a 80%.

La unidad litoestratigráfica arenaFS5 (figura 6.36 y 6.41) presenta propiedades petrofísicas muy buenas. Se puede visualizar que las facies modeladas (Canales) en esta unidad litoestratigráfica presentan porosidades efectivas entre 10% y 20% y valores de *net to gross* mayores a 95%.

6.7 Cálculo volumétrico

Al tener las facies modeladas y sus respectivas propiedades petrofísicas se cuenta con un modelo geoestadístico (geocelular), el cual consta de un número de celdas y cada una de estas celdas contiene información de facies y propiedades petrofísicas como la porosidad efectiva,

el *net to gross*. Con este modelo establecido se procedió a realizar el cálculo de volumétrico para cada una de los intervalos definidos es decir las zonas definidas (arenas de interés asociadas con una reflexión de interés).

Los valores usados para calcular el *Go*es fueron los siguientes:

$S_w=0.1$

$S_0=0$

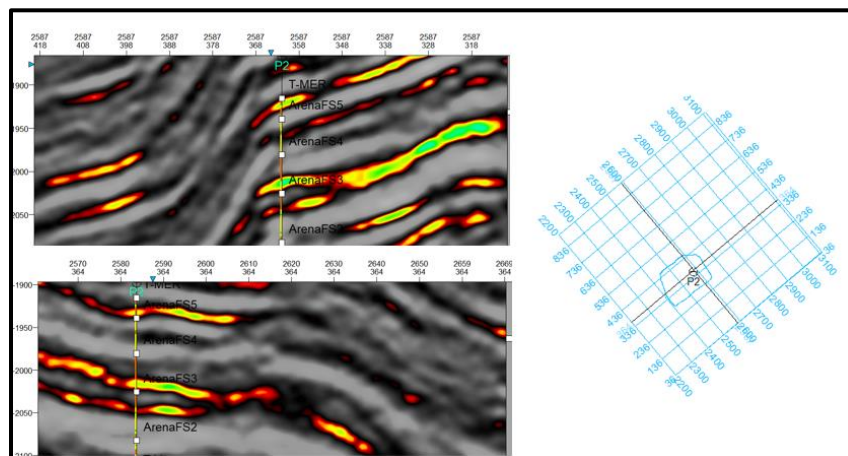
$B_g=0.03$, donde B_g : Factor volumétrico para el gas en la zona

Tabla 6.1 Valores del GOES para cada uno de los intervalos

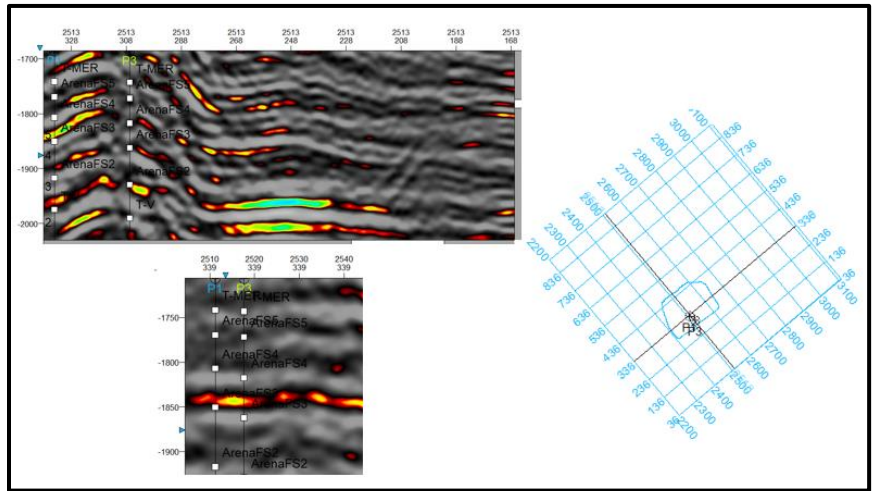
Intervalo	Área	GIIP(*10 ^ 6 MSCF)
arenaFS2	Aprox 8.8 km ^ 2	7308
arenaFS3	Aprox 8.8 km ^ 2	9291
arenaFS4	Aprox 8.8 km ^ 2	16575
arenaFS5	Aprox 8.8 km ^ 2	29393
arenaT-MER	Aprox 8.8 km ^ 2	3752

Por otro lado, se realizó la interpretación en el cubo de amplitudes identificando las anomalías de interés mediante atributos sísmicos. En este caso se aplicó el atributo *Indicador de Gas* que ayuda a indicar las zonas representativas de gas y nos permitió correlacionarlas con las arenas.

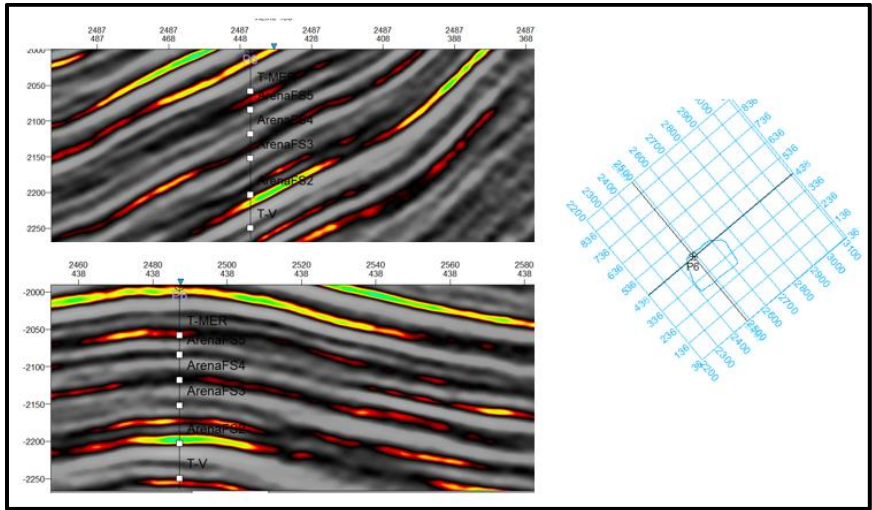
El pozo P4 y P5 no responde al atributo sísmico que resalta zonas con presencia de gas en las arenas interpretadas como arenas prospectivas.



6.43. Correlación del pozo P2 con el atributo sísmico que resalta áreas con presencia de gas



6.44 Correlacion del pozo P2 y P3 con el atributos sísmico que resalta áreas con presencia de gas



6.45. Correlacion del pozo P6 con el atributos sísmico que resalta áreas con presencia de gas

7 CONCLUSIONES

En función de la metodología desarrollada en esta investigación, en la cual se realizó un modelado geoestadístico de las unidades litoestratigráficas de edad Oligoceno tardío – Mioceno-Temprano Formación Merecure al sur del estado Anzoátegui ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, integrando datos de pozo, datos sísmicos, descripción de núcleo y estudios previos, se concluye:

- Basado en las correlaciones estratigráficas, la Formación Merecure fue dividida en 5 secuencias estratigráficas denominadas como: arenaFS2, arenaFS3, arena FS4, arenaFS5 y T-MER. Desde el punto de vista estratigráfico secuencial, estas secuencias estratigráficas son separadas por ciclos cortos denominadas parasecuencias y limitadas por superficies de inundación. Adicionalmente no se evidenció ninguna variación importante de espesores en las unidades litoestratigráficas interpretadas.
- La interpretación sísmica permitió definir la configuración estructural del área de estudio caracterizado por una un anticlinal asimétrico (domo) que se encuentra paralelo al Corrimiento de Anaco.
- El modelo de velocidades implementado funcionó bien, este no presentó cambios laterales significativos, de igual forma obedece a los horizontes interpretados en tiempo. Con respecto a los mapas en tiempo y profundidad se observó una profundización hacia el noreste indicado que la Formación Merecure tiene un buzamiento en esta dirección.
- Basados en las correlaciones estratigráficas, interpretación sísmica y electrofacies, se logró interpretar que el intervalo estudiado está formado por una secuencia siliciclastica depositada en un ambiente deltaico en la cual se observaron las facies de canales distributarios, Barra y llanura de inundación.
- Los intervalos analizados presentaron las siguientes características: arenaFS3, que corresponden a canales distributarios con orientación principal de 30° y con espesores en promedio de 80 ft (24 m), concentrados en la porción central del área de estudio, mientras que las unidades litoestratigráficas arenaFS2 y arenaFS4, evidencian canales con espesores de arena de aproximadamente 40 pies (12 m) y las unidades litoestratigráficas arenaFS5 y T-MER evidencian canales en promedio de 30 pies (9 m).

- A partir del cálculo de resolución sísmica realizado en la sección de *interpretación geofísica* se concluye que todas las arenas con condiciones de reservorio en el área de estudio tienen un espesor de (8.5 a 25 pies, 2.55 a 7.5 m) menor al valor máximo de resolución de la sísmica en el área de estudio que es de 83 pies (25 m). Por lo tanto, los canales no pueden verse a partir de la extracción de atributos sísmicos.
- La simulación basada en objetos resultó ser un algoritmo apropiado para obtener modelos de facies a partir de la calibración de datos de registros de pozos y sísmicos. Además, la incertidumbre de los modelos generados fue caracterizada mediante la desviación estándar de cada uno de las realizaciones, se obtuvo que las realizaciones con menor incertidumbre fueron la: primera, segunda y cuarta realización.
- El modelo de facies obtenido honra la distribución de facies tanto en la dirección vertical como areal, dado que este modelo fue realizado considerando las estadísticas de cada una de las unidades que comprende el intervalo o zonas.
- El GOES de la zona correspondiente a la arenaFS4 y arenaFS5 tienen los valores con mayor índice de Gas *in situ*, los cuales se verificaron mediante anomalías asociada a paquetes de arena correspondientes a las facies de canales.

8 RECOMENDACIONES

- Emplear técnicas como la clasificación de facies sísmicas que permitan mejorar el reconocimiento de patrones estratigráficos en la Formación Merecure.
- Afinar el modelo de facies mediante la incorporación de más información (perforación de pozos, toma de núcleos, registros, etc) que permitan tener un mejor entendimiento del modelo de sedimentológico del campo y, por ende, mayor control en el modelado de propiedades.
- Utilizar el cubo de impedancia acústica y el cubo de porosidad con el fin de poder poblar la porosidad en el modelo geocelular.

9 BIBLIOGRAFIA

1. Arnstein, R; Cabrera, E; Russomanno, F y Sanchez, H (1985). Revisión Estratigráfica de la Cuenca de Venezuela Oriental. VI Congreso Geológico Venezolano, Tomo I. 41-68 p.
2. Audemard,F., Serrano, C., 2001. Future Petroliferous Provinces of Venezuela, from: Petroleum Provinces of the Twenty-first Century, Edited by Marlan W. Down, Jack C.Threet, and William A. Morgan. *American Association of Petroleum Geologists. AAPG Memoir.P:353-372*
3. Avendaño, R. y Cáceres, S. (2002). Evaluación del Sistema Petrolífero del Área Mayor de Socorro, Estado Anzoátegui, Venezuela y Elaboración de un Modelo Geológico, a partir de la Integración de Métodos Geoestadísticos y Petrofísicos. Tesis de grado. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela. Caracas
4. BP Amoco, Statistical Review of world Energy, 2005.
5. Bosch, M (2006). Curso de Geoestadística e inversión. Posgrado en Geofísica Universidad Central de Venezuela.
6. Brown,A., 2004. Interpretación of three Dimensional Seismic Data. *AAPG Memoir 42, SEG Geophysics Developments. Serie, N°.11.*
7. Caro, R., González, D.,y Hernández, N., 2009. *La industria del gas en Venezuela.* Caracas, Venezuela. P. 15-20.
8. Contreras, R., 2015. Modelo geocelular aplicando una metodología de integración sesgada a facies sedimentarias, como elemento fundamental hacia una mejor caracterización de las areniscas de edad eoceno, sur lago Trujillo-Venezuela. *SPE international South American oil and gas congress held in Maracaibo.*
9. Chambers, R., Yarus, J. (2002). Quantitative use of seismic attributes for reservoir characterization. *CSEG Recorder*, pp 14-25.
10. Chauvet,. P (1994).*Aide memoire de Geostatistique Miniere.* Ecole des mines de Paris,210p.
11. Chopra; S., and Marfurt , K.,2005. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization, *SEG Investigation in Geophysics*, N°.9.
12. Chowdhury et al., 2008. Stochastic geocellular model of tild sands in South Tapti gas field using field mapping, satellite image, seismic mapping and well log data, Western India, *SEG Annual meeting.* P:953-957.
13. Comisión Venezolana de Estratigrafía y Terminología , 1970. Léxico Estratigráfico de Venezuela. *Boletín de Geología*, Publicación N° 4, Editorial Sucre, Caracas. P:756 p
14. Cueto N., 2002. Palinofacies y paleoambientes del Mioceno temprano-Medio en la zona de Tacatá, estado de Anzoátegui. Tesis de grado, Universidad Central de Venezuela.

15. Daal *et al.*, 1989. Evolución geológica de la cuenca oriental de Venezuela. VII Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos, Memoria 2:339-402
16. Deutsch, V. 2002. Geostatistical Reservoir modeling. Oxford-England. Oxford University press.
17. Di Croce *et al.*, 1999. Sequence stratigraphy of the eastern Venezuela basin. *Sedimentary Basins of the World*. P: 419-428.
18. Escobar, V., Bernal, C., 2016. Generación de un modelo geológico de la formación hollín en un campo del bloque 61 de la cuenca oriente de Ecuador. Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
19. Eva *et al.*, 1989. Four phase tectonostratigraphic development of southern Caribbean. *Marine and Petrology Geology*, 6:9-21.
20. Funkhouser, *et al.*, 1948. Santa Ana, San Joaquin, Guárico and Santa Rosa Oilfields (Anaco Fields), Central Anzoátegui, Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists*, Bulletin V:32, No, 10. P: 1851-1908.
21. Gamero *et al.* ,2000. Borehole electrical images as a reservoir characterization tool in the Merecure Formation, Guarico 13 field, eastern Venezuela.
22. Gilbert *et al.*, 2004. Reservoir Modeling: Integrating various data at appropriate scales, *The leading Edge*. P:784-788.
23. Gonzalez de Juana *et al.*, 1980. Geología de Venezuela y sus cuencas Petrolíferas, Tomo I.
24. Gutierrez, A., Padrón, C. Duran ,E. y Vieria, A.,2008. Estimación y modelado de propiedades de yacimientos a través de atributos sísmicos y geoestadística en campos de gas del sur de España. *XIV Congreso Venezolano de geofísica*.
25. Kelkar, M. y Perez, G. (2002). Applied Geostatistics for Reservoir Characterization. .Society of Petroleum Engineers, 13:100-1472.
26. Kerr, D., Thompson, L. y Sheno, S. (1997). Application of Artificial Intelligence to Reservoir Characterization: An Interdisciplinary Approach. Final Report. The University Of Tulsa.
27. Lárez *et al.*, 2012. Recursos y reservas de gas natural en Venezuela y sus oportunidades de utilización. Tesis de grado, Universidad Central de Venezuela.
28. Levanti, A. (2009). Discriminación de facies sedimentarias utilizando Simulación Gaussiana Truncada. Tesis de Postgrado, Universidad Simón Bolívar.
29. Léxico Estratigráfico de Venezuela (L.E.V. 2004). Léxico Estratigráfico de Venezuela. Ministerio de Energía y Minas -Boletín Geológico.
30. Liner, C., C.-F. Li, A. Gersztenkorn, and J. Smythe, 2004, SPICE: A new general seismic attribute: 72nd Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 433–436.
31. McCabe, J. and Robinson, J. (1997) Braided Fluvial System: Salt Wash Sandstone Member (Morrison Formation), Garfield County, Utah. AAPG Bulletin, V. 81, No. 8 (August 1997), P. 1267–1291.

32. Matheron G (1970). La théorie des variables regionalisées et ses applications, Less Cahiers du Centre de Morphologie Mathématique de Fontainebleau, Fascicule 5. Ecole de mine de Paris. 212 p
33. Márquez R (2013). Caracterización de yacimientos en carbonatos usando técnicas geoestadísticas y atributos sísmicos. aplicación en un campo petrolero del activo integral cantarell, México. Tesis de Posgrado, Universidad Central de Venezuela.
34. Meza, R (2014). Integración de atributos sísmicos para la caracterización de yacimientos en el campo West Waha, en el oeste de Texas, EE.UU. Tesis de Posgrado, Universidad Central de V
35. Michelena *et al.*, 2009. An introduction to this special section: Reservoir modeling constrained by seismic. *The Leading Edge*. P:1429p.
36. Montenegro, G. 2013. Principios básicos para la construcción de modelos geocelulares.. Caracas-Venezuela. P: 28p.
37. Moticska, P., 1985, Volcanismo Mesozóico en el subsuelo de la Faja Petrolífera del Orinoco, Estado Guárico, Venezuela. *VI Congreso Geológico Venezolano*. P: 1929-1943.
38. Parnaud *et al.*, 1995, Petroleum geology of the central part of the Eastern Venezuela basin, in A.J. Tankard, A. J., Suárez Soruco. R., and Welsink, H. J. *Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62*, P: 741-756.
39. Patterson, J. and J. Wilson., 1953. Oil fields of Mercedes region, Venezuela. *AAPG. Boletín 37*. P: 2705-2733.
40. Rabiller, P. (2007). Facies Prediction and Data Modeling for Reservoir Characterization. "FACIMAGE" Methodology Illustrated User's guide. Paradigm.
41. Regueiro, P. (1998). Atributos Sísmicos, PDVSA CIED. P:10-15.
42. Reynolds, J. (1999) Dimensions of Paralic Sandstone Bodies. *AAPG Bulletin*, V. 83, No. 2 (February 1999), P. 211–229.
43. Schlumberger. (1997). Well Evaluation Conference Venezuela. Capítulo I. Versión multimedia. (CD).
44. Schlumberger 2008. Petrel Property Modeling Manual.
45. Schlumberger 2013. Petrel Property Modeling Manual. 346 p.
46. Schlumberger Oilfield Glossary. Obtenida el 20 de Enero del 2018 de: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>
47. Serra, O. (S/A). Análisis de Ambientes Sedimentarios mediante Perfiles de Pozos. Schlumberger. 131-178 p.
48. Sueiro, R. (2013). Modelo geoestadístico de las arenas de la Formación Oficina del Mioceno inferior, del área sur de Petrocedeño, FPO. Tesis de Postgrado, Universidad Simón Bolívar.
49. Taner, M. T., Schuelker, O'Doherty R., and Baysal E., 1994. Seismic Attributes revised. SEG 64th Annual International Meeting. October, Los Angeles, p. 1104-1106.
50. Taheri, M (2007). Guía práctica de Geostadística. Ciudad del Carmen. Inédito 138 p.

51. Vera, J. (1994). *Estratigrafía. Principios y Métodos*. Madrid, Editorial Rueda, 806 p.
52. Walker, Roger G y James, Noel P. (1992) *Facies Models. Response to sea Level change*. Geological Association of Canada. Segunda Edición. Ontario, Canadá.
53. Yestes, L., Fernandez., 2014. Geomodelizacion 3D de análogos de aflorantes de reservorios sedimentarios : Un ejemplo triásico. *Geogaceta*. P: 15p.
54. Yoris *et al.*, 1997. Capítulo 1: Geología de Venezuela, WEC Venezuela Evaluación de Pozos. Schlumberguer.P: 1-3.
55. Zambrano, M., 2014. Nuevas oportunidades exploratorias de gas en el área Roblote, Distrito Anaco, Venezuela Oriental. *Memorias del I Congreso Venezolano de Gas Natural (ICVGAS)*. Porlamar-Venezuela. P:10p.