

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELO DE FACIES 3D EN EL ÁREA SUR DEL CAMPO DE PETROCEDEÑO, MIEMBRO MORICHAL DE LA FORMACIÓN OFICINA, ÁREA JUNÍN, FAJA DEL ORINOCO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Ing. Perdomo V. María E.
Para optar al Título de Magíster en Ciencias Geológicas

Caracas, 2017.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELO DE FACIES 3D EN EL ÁREA SUR DEL CAMPO DE PETROCEDEÑO, MIEMBRO MORICHAL DE LA FORMACIÓN OFICINA, ÁREA JUNÍN, FAJA DEL ORINOCO

TUTOR ACADEMICO: Msc. Jhonny Casas

TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Laurent Menard

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por la Ing. Perdomo V. María E.

Para optar al Título de Magíster en Ciencias Geológicas

Caracas, 2017.

DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso por ser mi guía en todo momento
A mis padres por apoyarme y darme siempre su amor incondicional.*

AGRADECIMIENTOS

La realización de esta tesis no habría sido posible sin el apoyo y la influencia de innumerables asesores, educadores, familiares, amigos y compañeros. Sin embargo quiero transmitir mi más sincero agradecimiento en especial a:

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por formarme y darme este título...

A mi tutor Jhonny Casas, por su tiempo de dedicación, guía profesional, apoyo y permitirme hacer uso de su gran experiencia y conocimiento, haciendo posible la ejecución de este proyecto.

A la empresa Petrocedeño por proporcionarme los recursos profesionales necesarios para la realización de este trabajo especial de grado.

A mis bellos padres; Mi madre, quien me ha brindado su amor y su apoyo en todas las decisiones que he tomado, con su ejemplo me ha enseñado los buenos valores y principios y que me han llevado a ser la persona que hoy soy; Mi padre, con su apoyo incondicional y su ejemplo me enseñó a prepararme en este mundo de infinitas posibilidades y luchar cada día para hacer realidad mis sueños. Los amo!

A mi esposo, por ser parte de mi vida, por impulsarme y animarme a culminar esta meta, te agradezco todo tu apoyo, Te amo!

A mis hermanas por el amor y apoyo brindado y todos los momentos compartidos...

A mi familia por su apoyo incondicional, estoy muy orgullosa por ser parte de ustedes, en especial a mi prima Marina por su apoyo incondicional desde el comienzo de esta meta.

A mis maestr@s, Celia, Jan, Dominique, Erika, Williams, Argenis, que han sido mis guías en la sedimentología, me han inculcado aun más el amor por la geología con sus enseñanzas inestimable...

A mis amig@s Mariana, Fatima, Iraivel, Maria Ysabel, Melissa, Andreina, por brindarme su apoyo y amistad incondicional...

A todos mis amigos y compañeros de Petrocedeño...

Y a todas las personas que me han apoyado en la culminación de esta meta...

A tod@s infinitas gracias...

Perdomo V., Maria E.

**MODELO DE FACIES 3D EN EL ÁREA SUR DEL CAMPO DE
PETROCEDEÑO, MIEMBRO MORICHAL DE LA FORMACIÓN
OFICINA, ÁREA JUNÍN, FAJA DEL ORINOCO**

**Tutor Académico: Prof. Jhonny Casas. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Postgrado de Geología, Minas, Geofísica y Petróleo. Año 2016, 128 p.**

Palabras Claves: Geomodelado, Facies, Geoestadística, Cubo de probabilidad, Ambiente depositacional.

Resumen. Este trabajo define un modelo sedimentológico tridimensional de los yacimientos pertenecientes a la Formación Oficina del Área Sur de Petrocedeño, el cual se encuentra ubicada en la Faja Petrolífera del Orinoco, en una región situada en el extremo sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el campo Zuata Principal, Bloque Junín, del estado Anzoátegui. El objetivo de este trabajo fue integrar toda la información disponible para crear un modelo estático determinando una mejor visión de la arquitectura de las arenas prospectivas y representar espacialmente las facies para cada unidad y así poder contabilizar las reservas de petróleo disponibles. Para generar el modelo sedimentológico tridimensional se realizó la descripción de núcleos, correlaciones estratigráficas ajustadas con la interpretación de los núcleos y a su vez convalidada con la interpretación de los horizontes sísmicos, a partir de los cuales se generaron mapas de electrofacies que conllevaron a la realización de los mapas de facies por unidad estratigráfica, indicando como son las relaciones espaciales entre ellas. En este estudio se propone 3 sistemas sedimentarios de depositación dentro de una secuencia globalmente transgresiva afectada por diversos eventos de inundación que pueden correlacionarse con cambios relativos del nivel del mar de escala global.

Las interpretaciones de las correlaciones de pozos en el Área Sur y parte del área principal de Petrocedeño indican la presencia de un paleoalto hacia el suroeste y noreste del Área Sur que condicionaron el desarrollo de los depósitos del intervalo fluvial y parte inferior del intervalo transicional. Finalmente se obtuvo un modelo tridimensional con el programa Petrel el cual permitió reconstruir las características sedimentológicas en cada unidad litoestratigráfica asociado a su sistema depositacional a través de simulaciones geoestadísticas, permitiendo cuantificar los volúmenes de petróleo disponible.

INDICE GENERAL

CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	4
1.4 ALCANCES ESPERADOS.....	5
1.5 APORTE AL CONOCIMIENTO.....	5
CAPITULO II.....	7
MARCO REFERENCIAL.....	7
2.1 ÁREA DE ESTUDIO	7
2.2 GEOLOGÍA REGIONAL.....	9
Generalidades.....	9
Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	11
Geología Estructural Regional	16
Estratigrafía Regional.....	18
2.3 GEOLOGÍA LOCAL.....	28
Descripción Estratigráfica.....	28
Descripción Estructural local	31
CAPÍTULO III.....	36
CONSIDERACIONES TEÓRICAS.....	36
3.1. FACIES GENÉTICAS Y ASOCIACION DE FACIES.....	36
3.2. AMBIENTES DEPOSITACIONALES.....	37
Los depósitos fluviales.....	38
Los Depósitos Transicionales dominados por marea.....	43
3.3 FUNDAMENTOS DEL MODELADO TRIDIMENCIONAL	54

Modelos Geológicos Determinísticos Vs Estocásticos.....	58
Imagen de Entrenamiento	60
Fundamentos de la Geoestadística	62
CAPÍTULO IV	64
METODOLOGIA.	64
4.1 COMPILACIÓN Y REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA, VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN Y CALIBRACIÓN DE DATOS.....	64
4.2 REVISIÓN, DESCRIPCIÓN E INTERPRETACIÓN DE NÚCLEOS.	65
Litofacies Reservorios:.....	67
Litofacies no reservorios:	68
4.3 REVISIÓN Y VALIDACIÓN ESTRATIGRÁFICA Y CALIBRACIÓN CON LA SÍSMICA.....	76
Secciones estratigráficas/estructurales reflejando variaciones de facies:	76
4.4 INTERPRETACIÓN DE LAS ASOCIACIONES DE FACIES EN LOS POZOS ESTRATIGRÁFICOS.....	83
4.5 ELABORACIÓN DE LOS MAPAS DE ARENA NETA TOTAL, DE ARENA NETA PETROLÍFERA Y MAPAS DE FACIES O PALEOAMBIENTES.....	87
Mapa De Arena Neta Total	88
Mapa de Arena Neta Petrolífera.....	88
Mapa de Facies.....	89
4.6 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOCELULAR 3D	92
Modelo Estructural.....	92
Modelo De Facies	103
Escalado de los registros	105
Modelado de Depofacies o Facies Genéticas.....	107
Modelado de Litofacies.....	111
Modelo De Propiedades Petrofísicas	112
Determinación del Petróleo “ <i>in situ</i> ” y de las reservas existentes por unidad litoestratigráficas en el área sur del campo Petrocedeño	115

CAPITULO V	117
ANALISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES	117
5.1 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL GEOMODELO	117
5.2 CONCLUSIONES	124
5.3 RECOMENDACIONES	127
BIBLIOGRAFIA.....	128

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación de la faja Petrolífera del Orinoco y sus respectivas áreas donde se observa el campo PDVSA PETROCEDEÑO dentro del Bloque Junín (Modificado por Svanes <i>et al.</i> , 2004).....	6
Figura 2. Mapa de ubicación del área de PDVSA Petrocedeño. El área rosada representa el área de estudio.....	7
Figura 3. Corte transversal con orientación Oeste-Este mostrando la estratigrafía regional de la faja Petrolífera del Orinoco y las 4 zonas operativas.....	8
Figura 4. Cuencas Petrolíferas de Venezuela (HYPERLINK " http://www.a-venezuela.com ").....	9
Figura 5. Corte Geológico noreste-sureste del flanco norte de la Subcuenca de Maturín (Tomado y modificado de Schlumberger, 1997).....	10
Figura 6. Columna estratigráfica para el campo Petrocedeño con la subdivisión de unidades de Maraven.....	18
Figura 7. Sección sísmica con orientación sur-norte del área de Petrocedeño y diagrama esquemático mostrando la arquitectura de los sistemas depositacionales. (Tomado de SINCOR, 2002).....	28
Figura 8. Arquitectura de los reservorios de la Formación Oficina en el área de Petrocedeño. (Modificado de Martinius <i>et al.</i> 2012).....	30
Figura 9. Colisión placa del Caribe con la placa Suramericana durante el orógeno Mio-Plioceno (A.W. Martinius y X Mathieu, 2002).....	31
Figura 10. Sección Transversal sentido norte-sur del área perteneciente desde la serranía del interior hasta la cuenca de Maturín, en rojo área de Petrocedeño. (Modificado de González, 2007).....	31
Figura 11. Sección Transversal sentido oeste-este del área perteneciente a la faja Petrolífera del Orinoco (Modificado de Audemard <i>et al.</i> , 1985).....	32

Figura 12. Tipos de ríos vistos en planta según el número de canales, índice de entrelazamiento y grado de sinuosidad. Modificado de Miall (1977).....	37
Figura 13. Bloque diagramático mostrando los diferentes tipos de depósitos de canal tanto en un sistema de canal anastomosado como meandriforme y las relaciones entre el ambiente activo y los depósitos preservados. Modificado de Azcarate (1972).....	41
Figura 14. Tipos principales de sistemas depositacionales de marea y amplitud de las mareas relativas (Modificado por Hayes, 1979 y tomado por Longhitano et al., 2012).....	44
Figura 15. (a) Mapa esquemático de un dominio de marea. (b) Variación longitudinal en la intensidad de los tres principales procesos físicos. (c) Variaciones longitudinales del tamaño de grano de la fracción de arena, concentración de sedimentos suspendidos y “Bulk” tamaño de grano de otros depósitos sedimentarios resultantes (Modificado desde Dalrymple and Choi, 2007).....	49
Figura 16. Diagrama ternario de la clasificación de los procesos costeros (por Ainsworth et al., 2011). Diagrama ternario modificado por Galloway (1975). El lado del piso del triangulo representan las líneas de costa no fluviales. Las otras porciones del diagrama representan algún grado de la influencia fluvial. Esta clasificación es utilizada para predecir matrices y árbol de decisión el cual puede ser usado para predecir influencia de marea en las líneas de costa.....	51
Figura 17. Elementos Geométricos de un modelo tridimensional cúbico. (Tomado de Yareth Delgado, 2011).....	56
Figura 18. Modelo de litofacies generado usando métodos basados en objetos. (Tomado de Shepherd 2009).....	58
Figura 19. Modelo de facies generado empleando algoritmos basados en píxeles. Específicamente SGS. (Tomado de Shepherd 2009).....	59
Figura 20. Vista en planta de una imagen de entrenamiento representativa de canales fluviales. Modificado de Strebelle (2002).....	60
Figura 21. Esquema de la construcción del Modelo Geocelular 3D (Adaptada de PEMEX).....	62

Figura 22. Esquema metodológico.....	63
Figura 23. Ubicación de los pozos con muestra de núcleo en Petrocedaño y la zona morada muestra la ubicación del área de estudio.....	65
Figura 24. Litofacies reservorio del campo Petrocedaño. (Definidas por Velázquez, 2002).....	67
Figura 25. Litofacies no reservorio del campo Petrocedaño. (Definidas por Velázquez, 2002).....	68
Figura 26. Características sedimentológicas de un canal entrelazado.....	69
Figura 27. Características sedimentológicas de una barra de meandro.....	70
Figura 28. Características sedimentológicas de un canal de marea.....	71
Figura 29. Características sedimentológicas de una barra de marea.....	72
Figura 30. Características sedimentológicas de una barra de marea.....	72
Figura 31. Características sedimentológicas de un abanico de rotura.....	73
Figura 32. Características sedimentológicas de una Llanura de Inundación.....	74
Figura 33. Líneas de secciones en dirección a la depositación SO-NE.....	76
Figura 34. Líneas de secciones en dirección perpendicular a la depositación SE-NO.....	76
Figura 35. Identificación de una superficie de máxima inundación en núcleo y registro eléctrico de Petrocedaño.....	78
Figura 36. Correlación Estructural (arriba) y Correlación Estratigráfica (abajo) en dirección SO-NE.....	79
Figura 37. Correlación Estructural (arriba) y Correlación Estratigráfica (abajo) en dirección SE-NO.....	80
Figura 38. Corte sísmico validando la correlación SO-NE.....	81
Figura 39. Configuraciones iniciales para elaborar Columna litológica.....	83
Figura 40. Identificación de facies por patrones de curvas de Potencial Espontáneo (SP) y Rayos Gamma (GR), dependiendo de la escala, el contexto y la tendencia. (Tomado de Walker y James, 1992).....	85
Figura 41. Interpretación de las facies genéticas a través de Litology.....	86

Figura 42. Mapa de Arena Neta Total y Mapa de Arena Neta Petrolífera de la unidad estratigráfica D2.....	88
Figura 43. Mapa base con la visualización de los minilogs.....	89
Figura 44. Mapa de Facies, unidad B22 (Modelo conceptual).....	90
Figura 45. Visualización 3D y en planta de los planos de fallas interpretadas en el área de estudio. Vista en planta (arriba derecha) y vista 3D con perfil de los planos de fallas, al centro- este se encuentran las fallas tipo strike slip.....	93
Figura 46. Arriba izquierda vista cercana de la configuración en celdas de mallado con dimensiones 100x100m y con un sentido SO-NE con 30° de rotación. Arriba derecha, vista 3D del esqueleto (mallado tope, medio y base) construido, tomando en cuenta las fallas modeladas en el área.....	94
Figura 47. Horizontes sísmicos interpretados en tiempo (izquierda). Superficies sísmicas en tiempo, generadas a partir de los horizontes interpretados en tiempo, iterados y suavizados (derecha).....	95
Figura 48. Superficies sísmicas en profundidad generadas a partir de la conversión a profundidad de superficies sísmicas en tiempo, provenientes de la construcción de mallado (interpretación) de reflectores fuertes en el cubo sísmico.....	97
Figura 49. Visualización 3D de las 10 superficies que integran el make horizons en Petrel.....	98
Figura 50. Nueve (09) zonas generadas con las 10 superficies (horizontes) construidos a partir del Make Horizons.....	98
Figura 51. Zonas generadas a partir de superficies principales del modelo y sub zonas generadas a partir de superficies secundarias (ajustadas a topes).....	99
Figura 52. Vista 3D de las divisiones (zonas) y subdivisiones (capas) realizadas dentro del modelo en las unidades estratigráficas del área sur. En el zoom se observa a la izquierda de la imagen la configuración de las zonas; mientras que a la derecha, se observa la configuración del layering, con una mayor resolución vertical, sobre todo en las unidades de interés.....	100
Figura 53. Malla Tridimensional mostrando las celdas resultantes.....	101

Figura 54. Escalado de las celdas de las facies genéticas a lo largo de toda la columna estratigráfica, a la derecha se visualiza los histogramas de frecuencia comparando data escalada con la real.....	105
Figura 55. Escalado de las celdas de las litofacies a lo largo de toda la columna estratigráfica, a la derecha se visualiza los histogramas de frecuencia comparando data escalada con la real.....	106
Figura 56. Visualización en planta, comparando el mapa de paleoambiente (a) con el mapa de proporción de canales (b) que sirvió como guía para la modelización de las facies (C) de la unidad estratigráfica D2.....	108
Figura 57. Visualización en planta, comparando el modelo conceptual con el geomodelo de facies de la unidad E2.....	109
Figura 58. Histogramas de frecuencia observando las proporciones de facies genéticas de la data original, escalada y la del modelo.....	110
Figura 59. Visualización 3D comparando el modelo de facies con el modelo de litofacies.....	111
Figura 60. Escalamiento de las propiedades petrofísicas a las celdas del modelo de un pozo vertical del área de estudio y a la derecha se visualiza los histogramas de frecuencia de la data escalada y data original.....	112
Figura 61. Distribución de las propiedades petrofísicas a través del algoritmo SGS, de arriba hacia abajo se visualiza porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua para la unidad estratigráfica D3.....	113
Figura 62. Visualización del modelo de facies tridimensional.....	117
Figura 63. Visualización del modelo de facies tridimensional en las unidades F, E1, E2, D3, D2 y D1.....	120
Figura 64. Visualización del modelo de facies tridimensional en las unidades C23, C22, C21, C12 y C11.....	121
Figura 65. Visualización del modelo de facies tridimensional en las unidades B24, B23, B22 y B21.....	122

INDICE DE TABLA

Tabla 1. Descripción de la base de datos usado en este trabajo.....	64
Tabla 2. Parámetros de las Curvas de registros de pozo para la interpretación de la asociación de facies.....	83
Tabla 3. Codificación para la interpretación de la asociación de facies.....	84
Tabla 4. Parámetros de Geometría y dimensiones calculados por facies y unidad estratigráfica en Petrocedeño.....	90
Tabla 5. Codificación de las Facies genéticas o Depofacies.....	103
Tabla 6. Codificación de las litofacies.....	104
Tabla 7. Calculo del Volumen del POES para cada unidad litoestratigráfica en el área sur del campo Petrocedeño.....	115

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El Miembro Morichal de la Formación Oficina del campo de Petrocedeño presenta grandes reservorios de hidrocarburos extra-pesados los cuales están clasificados como uno de los reservorios más importantes encontrados en la Faja del Orinoco de la Cuenca Oriental de Venezuela, produce cerca de 130.000 bl/d de petróleo extrapesado y constituye una de las áreas claves de la faja.

Esos reservorios de la Formación Oficina de edad Mioceno Medio a Temprano corresponden a la zona de borde de una cuenca antepaís, donde estratigráficamente se depositaron dos sistemas ambientales genéticamente distintos, de mas antiguo a mas reciente consta de un sistema de dominio fluvial representado por ríos entrelazados con facies de relleno de canal, abanicos de rotura y lutitas de la planicie aluvial, con algunas capas de paleosuelo y carbón; estas arenas fluviales fueron divididas en 6 arenas llamadas informalmente de base a tope “F”, “E2”, “E1”, “D3”, “D2” y “D1”, siendo estas arenas las más productoras del campo. Suprayacente a estas arenas se desarrollan gradualmente depósitos transgresivos marino marginal interpretados como un sistema estuarino con dominio de marea, representado por facies de canales de marea, barras de marea, lutitas de la planicie de marea y algunas capas de carbón, las cuales presentan gran complejidad en cuanto a su arquitectura producto a sus grandes cambios laterales y verticales de facies; estas arenas fueron denominadas informalmente de base a tope “C2”, “C1”, suprayacentes a estas arenas se depositaron las arenas “B2”, “B1” y “A2” interpretadas como facies de barras de meandros, abanicos de roturas y llanura de inundación los cuales estas facies corresponden a un pulso de caída de nivel del mar puntual dentro del sistema transgresivo.

La investigación corresponde con un estudio orientado a la generación de un modelo de facies 3D empleando técnicas geoestadísticas que permita la identificación y comportamiento de los cuerpos sedimentarios de las unidades estratigráficas en sus relaciones espaciales y temporales, para ello, se valió de teorías relacionadas con los fundamentos geológicos del modelado y la geoestadística, con la finalidad de reconstruir el paleoambiente y así obtener una mejor caracterización geológica de los yacimientos existentes para disminuir al máximo el riesgo en la perforación y así lograr un mayor recobro.

Este proyecto emplea análisis de núcleos, estudio de facies, correlaciones de pozos, integración de data sísmica y interpretación estratigráfica, lo que permite interpretar la arquitectura del yacimiento y el comportamiento de la producción, logrando obtener precisión de las dimensiones y orientaciones de los cuerpos de arena para disminuir al máximo el riesgo en la perforación y así optimizar el plan de explotación.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Definir la distribución de las facies genéticas a través de un modelo de celdas 3D para la secuencia estratigráfica definidas con las unidades informales de base a tope “F, E2, E1, D3, D2, D1, C2, C1, B2, B1, A2, A1 y A0” del Miembro Morichal del Mioceno Temprano de la Formación Oficina en el campo de Petrocedeño, con la finalidad de reconstruir el paleoambiente en tiempo y espacio y así obtener una mejor caracterización de los yacimientos existentes.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Revisar la descripción e interpretación sedimentológica de los núcleos existentes de las unidades informales definidas para el campo Petrocedeño y calibración núcleos/perfiles/sísmica con el fin de obtener una mejor definición de los cuerpos sedimentarios existentes a través del reconocimiento de las facies genéticas.
2. Interpretar los marcadores geológicos en tiempo de las unidades informales “F, E2, E1, D3, D2, D1, C2, C1, B2, B1, A2, A1 y A0” del Miembro Morichal de la Formación Oficina, para 138 pozos estratigráficos (verticales e inclinados) y 33 pozos horizontales, evaluando su consistencia con interpretación de los horizontes sísmicos.
3. Interpretar la sedimentología en términos de facies genéticas de las unidades informales definidas para el campo Petrocedeño para los 138 pozos estratigráficos y 33 pozos horizontales a partir de la definición de las electrofacies.
4. Realizar los Mapas de Arena Neta Total (ANT), Mapas de Arena Neta Petrolífera (ANP) para cada una de las unidades estratigráficas del campo de Petrocedeño, con el fin de tener una mejor definición de los cinturones de canales principales y secundarios y las zonas de llanura de inundación e identificar las zonas de mejor prospectividad.
5. Realizar mapas de facies conceptuales que represente un modelo del paleoambiente sedimentario por cada unidad estratigráfica utilizándolo como

una imagen de entrenamiento al software donde se va a generar el modelo de facies 3D.

6. Construir un modelo de facies tridimensional de los depósitos sedimentarios de las unidades estratigráficas en el Miembro Morichal de la Formación Oficina (Mioceno) dentro del área de estudio en Petrocedaño, que represente la distribución paleoambiental necesaria en la caracterización de los yacimientos presentes, sus relaciones en tiempo y espacio, así como su geometría y orientación.

1.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

En vista a que el área de estudio está iniciando su fase de desarrollo, se hace necesario e importante construir un modelo geológico 3D con suficiente detalle que represente la heterogeneidad vertical y lateral de las facies genéticas con el fin de establecer la mejor estrategia de desarrollo con la mayor rentabilidad posible. En los últimos años se han perforado más de 30 pozos exploratorios entre verticales e inclinados y recientemente fue adquirido un procesamiento sísmico 3D, con esta nueva data permitirá tener mejor calibración y así entender la gran complejidad de los cuerpos reservorios, es decir, su geometría, orientación, anchura, espesor, dimensiones, etc, obteniendo una interpretación sedimentológica y estratigráfica más precisa de cada una de las unidades estratigráfica y poder reconocer y reconstruir secuencialmente todos los eventos geológicos que ocurrieron durante el proceso de depositación de estos sedimentos.

1.4 ALCANCES ESPERADOS

Este proyecto tiene como alcance construir un modelo geológico detallado, plantear el comportamiento de las heterogeneidades sedimentarias y su distribución estratigráfica generando un modelo 3D consistente que permita maximizar la recuperación del crudo estableciendo la mejor estrategia de explotación del yacimiento a través de los pozos productores (horizontales) en toda las arenas reservorios de la Formación Oficina con el fin de obtener la más alta rentabilidad. Es por eso que es de gran importancia definir la geometría de los cuerpos de arena y su distribución lo más preciso posible evitando correlaciones erróneas, con el fin de reducir riesgos en las fases de perforación y producción. En este sentido, utilizar los datos sísmicos y correlacionarlos con datos disponibles de registros de pozos y núcleos ayuda enormemente a definir en toda la extensión, la arquitectura del yacimiento, particularmente en una zona donde existen cambios laterales de facies importantes.

1.5 APOORTE AL CONOCIMIENTO

Las arenas de la Formación Oficina (Mioceno Temprano-Medio) de la Faja Petrolífera del Orinoco representan la acumulación de petróleo más grande e importante a nivel de reservas en Venezuela, depositadas en ambientes fluvial y transicional. Trabajos previos han caracterizado las secuencias sedimentarias en el área principal del campo, reportando la presencia de intercalaciones de distintos cuerpos sedimentarios de espesores variables y a su vez han determinado la complejidad arquitectural, sin embargo, debido a que el área de estudio su exploración y explotación es relativamente reciente, esta área presenta incertidumbre en el comportamiento de los cuerpos de arena.

Es por ello que el presente trabajo permite llevar a cabo un estudio detallado del Área Sur a lo largo de toda la columna productora de la Formación Oficina, con el fin de entender el comportamiento de los cuerpos de arena y comprender las variaciones laterales y verticales de las diferentes facies interpretadas, integrando el análisis estratigráfico y sedimentológico, y así, contribuir en la correcta ubicación de los pozos a perforar.

CAPITULO II

MARCO REFERENCIAL

2.1 ÁREA DE ESTUDIO

La Faja Petrolífera del Orinoco desde el punto de vista geográfico, es una región situada en el extremo sur de la Cuenca Oriental, comprendida entre el norte del Río Orinoco y las porciones meridionales de Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro (Figura 1). La Faja del Orinoco tiene un área de 55.314 km² y una superficie de 45.000 km., representa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela. Se encuentra dividida en cuatro zonas operativas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (Figuras 1 y 3).

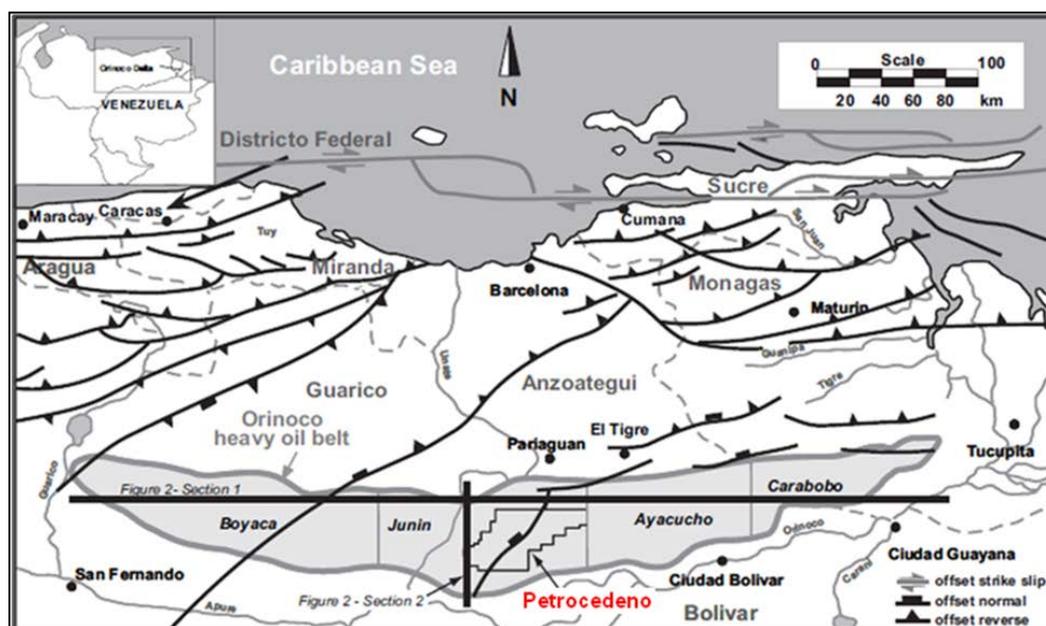


Figura 1: Ubicación de la faja Petrolífera del Orinoco y sus respectivas áreas donde se observa el campo PDVSA PETROCEDEÑO dentro del Bloque Junín (Modificado por Svanes *et al.*, 2004).

El desarrollo de este estudio se encuentra ubicado en el campo Zuata principal, Bloque Junín del área de PDVSA PETROCEDEÑO, ubicada en la parte nororiental de Venezuela, específicamente en el estado Anzoátegui, el área de PETROCEDEÑO abarca un área de 430 km² de los cuales 127km² representa el área de estudio (Figura 2).

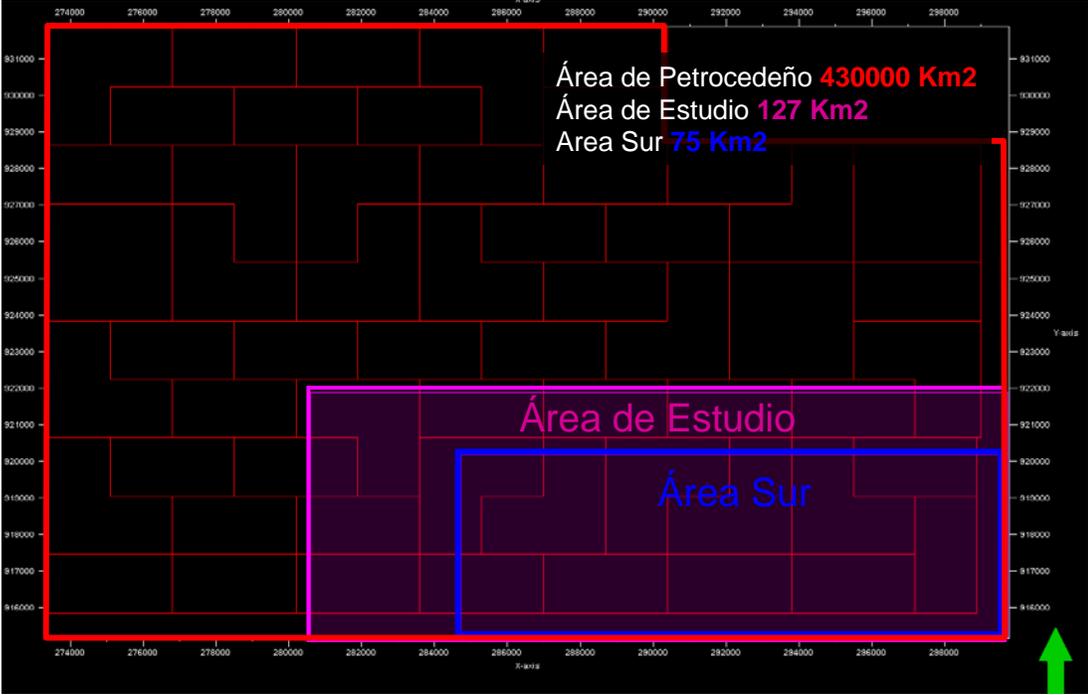


Figura 2: Mapa de ubicación del área de PDVSA Petrocedeño. El área rosada representa el área de estudio.

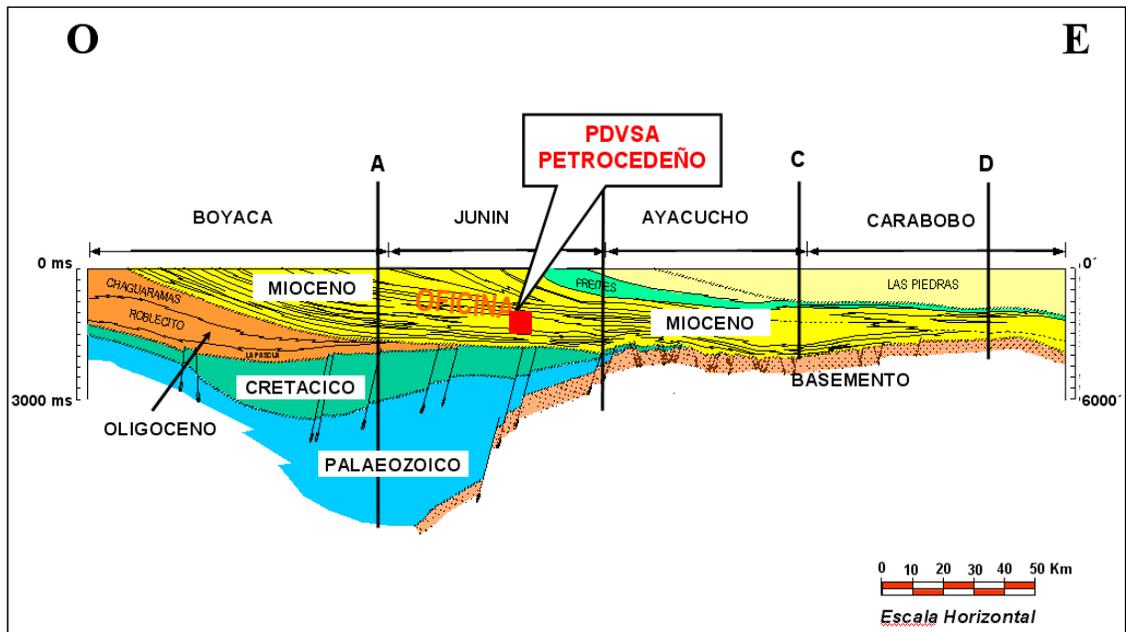


Figura 3: Corte transversal con orientación Oeste-Este mostrando la estratigrafía regional de la faja Petrolífera del Orinoco y las 4 zonas operativas.

2.2 GEOLOGÍA REGIONAL

Generalidades

La Cuenca Oriental está localizada al este de Venezuela (Figura 4), específicamente entre las coordenadas 8° y 11° latitud norte y 61° y 66° longitud oeste. Posee una longitud de aproximadamente 800 km. en su eje mayor con sentido este-oeste y 200 km en su eje menor con sentido norte-sur (González de Juana, *et al.* 1980).

Esta cuenca es la mayor extensión superficial en Venezuela abarcando una superficie de 165000 km² aproximadamente. Comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro (MENDEZ, 1985).

La cuenca actual es asimétrica, con el flanco sur inclinado ligeramente hacia el norte, y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectados a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. Toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera que su parte más profunda se encuentra al noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. Se encuentra delimitada al norte por la Cordillera de la Costa, al sur por el Río Orinoco que bordea el cratón de Guayana, al Oeste por el Alto “El Baúl” y al este por el Océano Atlántico.

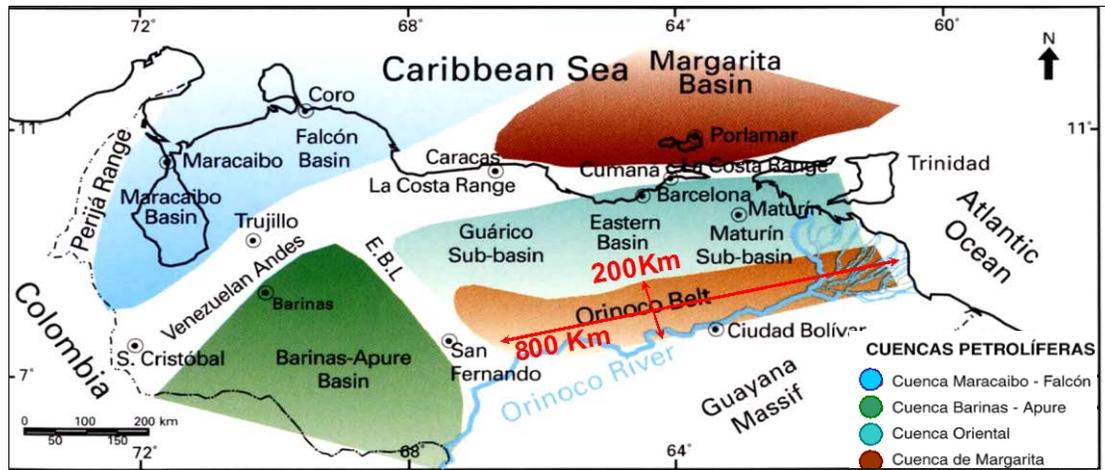


Figura 4. Cuencas Petrolíferas de Venezuela (HYPERLINK "<http://www.a-venezuela.com>" www.a-venezuela.com).

La Cuenca Oriental de Venezuela se divide en dos subcuencas: la primera corresponde a la Subcuenca de Guárico y la segunda a la Subcuenca de Maturín (Fig. 5). Estas subcuencas están separadas por el Arco de Urica (González de Juana, et al. 1980), asociado al corrimiento de Anaco – San Joaquín – Santa Ana.

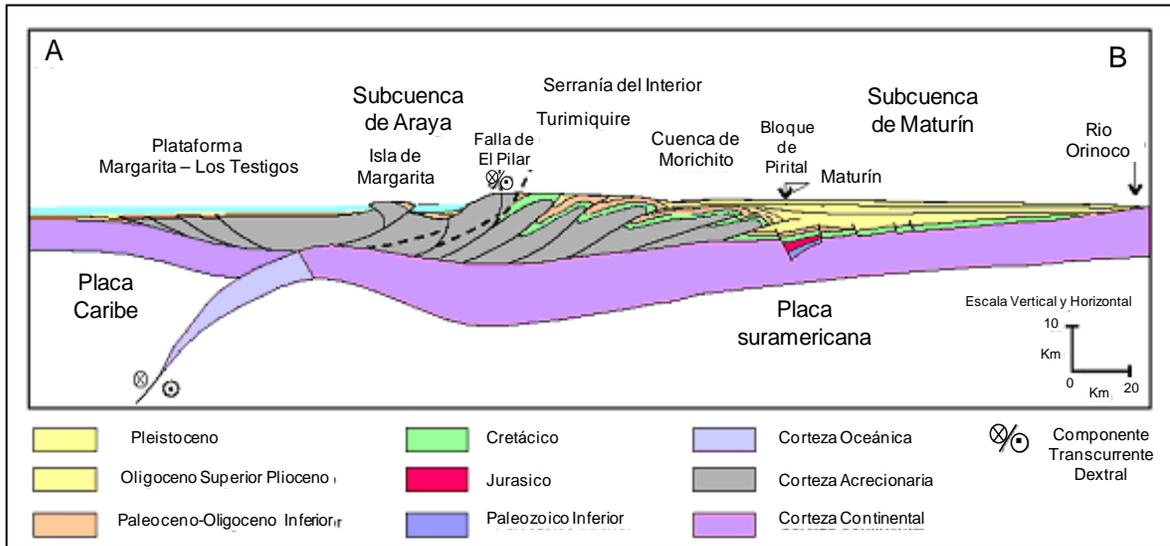


Figura 5. Corte Geológico noreste-sureste del flanco norte de la Subcuenca de Maturín (Tomado y modificado de Schlumberger, 1997)

Respecto a las reservas petrolíferas, La Cuenca Oriental de Venezuela es la segunda en importancia en Suramérica siendo la primera la Cuenca de Maracaibo. Por otro lado, si tomamos en cuenta las reservas especulativas de la Faja del Orinoco, esta cuenca ocuparía unos de los primeros lugares de cuencas con más reservas en el mundo (SCHLUMBERGER, 1997).

Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela

La evolución de la cuenca es relativamente simple, por haber estado desde el Paleozoico apoyada sobre el borde estable del cratón de Guayana. Suaves movimientos de levantamiento y hundimiento de este borde ocasionaron extensas transgresiones y regresiones, que fueron de gran importancia para el desarrollo de la cuenca. Por consiguiente, aunque la Cuenca Oriental de Venezuela no mostró una forma similar a la actual sino después del Eoceno Tardío, ni alcanzó su forma

definitiva hasta el Mioceno Temprano, se sitúa en el Devono-Carbonífero hace unos 350 millones de años (González de Juana, *et al.* 1980).

Su desarrollo como cuenca antepaís comenzó desde el Oligoceno Tardío hasta el Mioceno Superior por el levantamiento de la Serranía del Interior, a consecuencia de la colisión oblicua entre la Placa del Caribe y la Placa Suramericana. Con el movimiento hacia el este de la Placa del Caribe se produjo la división de la cuenca en tres áreas: una zona de plataforma hacia el sur, donde se encuentra el área de estudio, un depocentro en la zona central de la cuenca y un área de sobrecorrimiento al norte (Parnaud *et al.*, 1995).

Según Parnaud *et al.* (1995), la evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela puede agruparse en 4 episodios tectónicos de importancia:

Episodio I: Pre-Rift:

Ocurre durante el Paleozoico Temprano donde los continentes aún permanecían unidos en un sólo supercontinente, Pangea (Parnaud, *et al.* 1995).

En este episodio la Cuenca Oriental está constituida por la cobertura sedimentaria paleozoica por encima del basamento ígneo-metamórfico del Precámbrico, ocurriendo la sedimentación de las formaciones Hato Viejo y Carrizal de edad Cámbrico en una extensa depresión pericratónica situada en el borde septentrional del Cratón de Guayana, que incluye a las actuales cuencas Barinas–Apure y de los Llanos Orientales de Colombia. Estas formaciones cubren la Subcuenca de Guárico (estados Guárico y Anzoátegui), y se depositaron en un ambiente costero a nerítico y aparatos deltaicos conexos.

Episodio II: Rift:

Se desarrolla durante el Jurásico Tardío - Cretácico Temprano; Levantamiento vertical del borde cratónico, característico de estructuras tipo graben, la creación de corteza oceánica en el dominio de Tetis-Caribe, discordancia regional asociada al rompimiento (Parnaud, *et al.* 1995) y retirada general de los mares hacia el norte.

La describen durante este episodio la sedimentación de depósitos continentales en el oeste del Graben de Espino, conocidos como la Formación Ipire (L.E.V. 1997). Dicha formación depositada en ambiente continental, es característica de una secuencia irregular de areniscas, arcosas, limolitas, lutitas y ocasionales intercalaciones conglomeráticas, de color marrón rojizo en diferentes tonalidades, con ocasionales horizontes de color gris claro a verdoso (L.E.V. 1997). Posee un espesor de 3600 m aproximadamente.

Episodio III: Margen pasivo:

Di Croce *et al.*, (1999) describen durante el Cretácico-Paleógeno la depositación de secuencias siliciclásticas a lo largo del margen pasivo en Venezuela producto de la subsidencia tectónica y cambios eustáticos mundiales en el nivel del mar.

La etapa de margen pasivo se desarrolla durante el Cretácico-Paleógeno, y se caracteriza por 3 fases transgresivas principales que se desarrollaron de norte a sur; que culminan durante el Turoniense-Paleoceno Temprano; Eoceno y Oligoceno respectivamente.

La primera fase transgresiva comienza con la depositación de las areniscas basales de la Formación Barranquín. El máximo avance de la transgresión está marcado por una plataforma carbonática que representa un evento diacrónico con dirección norte-sur.

Hacia el norte está representado por la Formación Barranquín de edad Barremiense, la Formación El Cantil de edad Albiense y las formaciones Querecual y San Antonio del Cenomaniense-Coniaciense; hacia el sur se encuentra la Formación Tigre/Canoa del Turoniense. En el flanco sur, se desarrolla una provincia nerítico-costera representada por margas de la Formación García y calizas y lutitas de la Formación El Cantil.

En el Cenomaniense–Coniaciense hacia el norte de la cuenca se desarrolla una cobertura marina y desarrollo de ambientes euxínicos contribuyendo con la sedimentación de la Formación Querecual, la cual es característica de una alternancia de calizas y lutitas. Aquí también este mismo período se sedimenta la Formación San Antonio caracterizada por calizas carbonosas y lutitas calcáreas, ambas arenosas, similares a la Formación Querecual (Herberg, *et al.* 1950, en González de Juana, *et al.* 1980). Al igual que La Luna en el Lago de Maracaibo, esta formación es una posible roca madre de petróleo. Hacia el sur se extienden ambientes marino costeros, gradualmente más terrígenos hacia el extremo sur; más al norte y noroeste se encuentra la Formación Tigre, la cual presenta calizas densas, compactas y fosilíferas localmente glauconítica (Miembro Infante), hacia el sur y noroeste Tigre se va haciendo más arenoso hasta convertirse en areniscas (Patterson y Wilson *op. cit.*).

Para el Turoniense el mar alcanza su máxima transgresión y la línea de costa se sitúa aproximadamente sobre el curso actual del río Orinoco. Las formaciones El Tigre y Querecual culminan su sedimentación marcando el final de la transgresión cretácica. Luego de la regresión marcada por las areniscas de la Formación San Juan en el Maestrichtiense, ocurre la segunda transgresión durante el Paleoceno-Eoceno.

Hacia el centro de la cuenca se deposita la Formación Vidoño representada por unas sedimentaciones marina de lutitas oscuras fosilíferas, generalmente blandas y sin laminación (González de Juana *et al.*, 1980). Por encima de la Formación Vidoño, en

la mitad septentrional de la cuenca, se sedimenta la Formación Caratas representada por limolitas y areniscas que pueden ser marcadamente glauconíticas, dolomíticas o calcáreas características de ambiente marino de aguas someras y de carácter regresivo. El final de la transgresión se desarrolló durante el Oligoceno comenzando con la depositación de las areniscas basales de la Formación Merecure de ambiente continental.

Episodio IV: Colisión oblicua:

La etapa del margen pasivo finaliza durante el Oligoceno producto de la colisión oblicua de la placa del Caribe con la placa de América del Sur. Este choque entre placas genera un cambio en la cuenca formando una cuenca antepaís “*foreland*” (Di Croce, *et al.* 1999). La creación de la cuenca antepaís ocurre durante el Oligoceno-Mioceno, la misma se puede dividir en tres áreas: a) un área sur que corresponde a una zona plataformal, b) una zona central correspondiente a la antefosa (“*foredeep*”) y, c) un área norte correspondiente al área de corrimiento.

Parnaud, *et al.* (1995) señalan que en el Oriente de Venezuela, no se ha reconocido actividad tectónica antes del Eoceno Tardío. Sin embargo, la migración de la antefosa (“*foredeep*”) se llevó a cabo de norte a sur, lo cual fue relacionado con las unidades alóctonas originadas por colisión oblicua de las placas. Durante el período Mioceno se producen cambios fundamentales en la forma de la cuenca, la cual va adquiriendo su geometría actual, a su vez la distribución de los sedimentos también cambia, pasando a ambientes más continentales hacia el oeste.

Los sedimentos del Mioceno en la cuenca están representados por La Formación Oficina, compuesta por lutitas y areniscas alternantes, corresponde a ambientes fluvio-deltaicos, sus depósitos se extienden considerablemente hacia el sur y sureste hasta una línea cercana al curso actual del Río Orinoco. Hacia el este se profundiza la

cuenca representado por los depósitos de la Formación Carapita; la cual está constituida por lutitas marinas de color oscuro con abundantes foraminíferos; esta unidad está ausente en la Subcuenca de Guárico. Hacia la parte media y superior pasa a la Formación Chaguaramas.

La Formación Freites se encuentra en contacto concordante superior con la Formación Oficina. El Léxico Estratigráfico de Venezuela (L.E.V. 1997) describe la Formación Freites como lutitas físis verde a gris verdoso en cuyo tope y base existen intervalos arenosos. Durante el Mioceno, el tectonismo adquiere gran importancia debido a que se acentúa el plegamiento de la Serranía del Interior, produciendo algunas fallas inversas y bloques volcados en la misma dirección de empuje. Hacia el sur de la cuenca se producen numerosos corrimientos como el de Anaco y Pirital, estos esfuerzos dieron origen a las fallas transcurrentes Úrica, San Francisco, Los Bajos y El Soldado (González De Juana, *et al.* 1980).

Durante el Mioceno Tardío-Plioceno en el “*foredeep*” se depositan los sedimentos de las formaciones La Pica y Las Piedras. En el Plioceno mientras los ambientes marinos continuaron retrocediendo hacia el este, extensos ambientes fluvio – deltaicos se establecieron sobre una gran parte de la cuenca; representadas por la Formación Las Piedras. Los últimos depósitos de la Cuenca Oriental de Venezuela están representados por la Formación La Mesa característica de un ambiente continental, definida como una superficie en proceso de erosión (L.E.V., 1997).

Geología Estructural Regional

En la Cuenca Oriental de Venezuela se reconocen dos provincias tectónicas: Provincia Autóctona y Provincia Alóctona, según Parnaud *et al.* (1995) diferenciadas por el estilo y la intensidad de sus deformaciones asociadas.

a) Provincia Autóctona

Esta provincia se sitúa entre el eje de la cuenca y el curso actual del Río Orinoco, representando la porción sur de la cuenca. Las deformaciones que caracterizan esta provincia involucran una tectónica de tipo extensional caracterizada por la presencia de fallas normales con una tendencia N60°-70°E y también se han reconocidos fallas transcurrentes de edades más jóvenes al sur que hacia el norte de la región. Adicionalmente, en el norte de esta provincia, se reconocen fallas rumbo deslizante de orientación aproximada N70°O que cortan secuencias pre-terciarias y estructuras de colapso gravitacional con sentido norte que afectan la secuencia mio-pliocena.

b) Provincia Alóctona

Esta provincia está situada entre el eje de la cuenca en el sur y la falla de El Pilar en el norte, y comprende todo sistema estructural de vergencia sur que se consigue tanto en la Serranía del Interior como en la zona al sur del frente de montañas. Las deformaciones que caracterizan esta provincia involucran una tectónica de tipo compresional y poseen las siguientes características:

- Existen napas con depósitos cretácicos y terciarios de poco espesor que poseen extensas superficies de despegue asociadas a los depósitos cretácicos y precretácicos de tipo evaporítico o carbones. Igualmente se reconocen superficies de despegue de menor extensión asociadas las superficies de estratificación que separan depósitos mesozoicos y depósitos terciarios, y dentro de la secuencia neógena.
- El frente de deformación corresponde con una zona triangular que genera un acuñamiento de la Formación Carapita por las secuencias mesozoicas y paleógenas; este hecho se observa claramente en el pliegue anticlinal asociado en la rampa de El Furrial.

- Otra de estas estructuras triangulares ocurre detrás del frente de deformación a lo largo del alto de Pirital.
- Existe gran cantidad de rampas que generan pliegues cilíndricos de dimensiones a escala kilométrica y cabalgamiento de tendencia N60° - 70°E.
- La secuencia asociada a los cabalgamientos corresponde con una cuenca transportada “lomo de cerdo” (piggyback basin), que presentan cabalgamientos fuera de secuencia locales o fallas reactivadas en las partes internas de la cuña tectónica, como el caso de la falla de Pirital.
- Existen fallas dextrales transcurrentes con una orientación N50° - 60°O, como las fallas de Urica, San Francisco y los Bajos, que separan la Serranía del Interior en áreas de evolución estructural diacrónica.

Estratigrafía Regional

En la parte más septentrional de la Faja Petrolífera del Orinoco específicamente hacia los sectores de Carabobo y Ayacucho, los sedimentos Terciarios se encuentran suprayaciendo discordantemente a una franja relativamente poco espesa de sedimentos Cretácicos que, a su vez, se adelgazan antes de desaparecer hacia el sur (Fig. 2), sitio desde donde el Terciario reposa en discordancia por encima del basamento ígneo-metamórfico (AUDEMARD *et al.*, 1985).

Esta situación varía notablemente hacia el oeste de la Faja Petrolífera del Orinoco (Boyaca y Junín), donde la secuencia Terciaria reposa sobre un intervalo de mayor espesor de sedimentos Cretácicos, Paleozoicos y Jurásicos. Estas dos últimas secuencias se localizan en una depresión profunda de rumbo regional ENE, la cual se

encuentra limitada en sus flancos y perturbada en su parte central por importantes sistemas de fallas de rumbo de gran longitud, orientados aproximadamente en dirección este-noreste (AUDEMARD *et al.*, 1985).

La columna estratigráfica encontrada en la zona se describe a continuación con las formaciones depositadas de lo más antiguo o lo más joven (Figura 6):

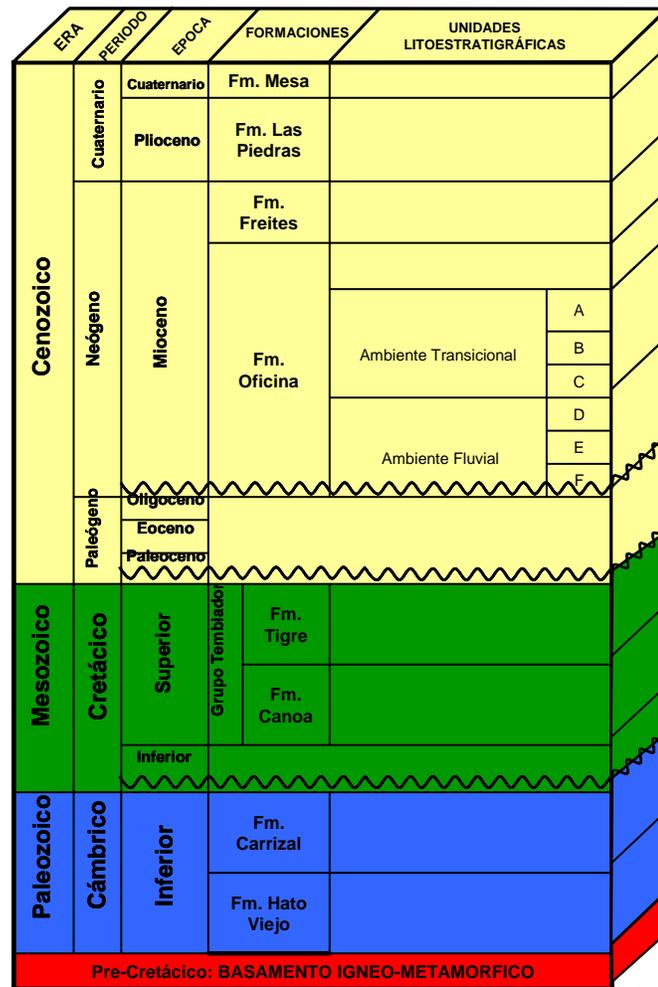


Figura 6. Columna estratigráfica para el campo Petrocedeño con la subdivisión de unidades de Maraven.

Basamento Precámbrico

El basamento de la Faja Petrolífera del Orinoco está constituido por rocas ígneas y metamórficas equivalentes al Complejo de Imataca, que aflora en el escudo de Guayana. Estudios de núcleos referidos por Mendoza (2005) señalan que las rocas descritas como basamento se identifican como diabasas, granodioritas, granitos, pegmatitas, esquitos, cuarcitas, anfibolitas y gneises diversos. Sobre este basamento descansan discordantemente las rocas sedimentarias fanerozoicas de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Secuencia Paleozoica

- **Formación Hato Viejo:** constituido por areniscas cuarzosas de grano fino a grueso de colores grisáceos. Son areniscas duras, macizas y ásperas, ligeramente calcáreas y en partes muy micáceas y piríticas; los granos son redondeados y muy cementados. Presenta un espesor máximo de 91 m aproximadamente y su relación estratigráfica de esta formación son discordantes con rocas del Complejo de Imataca en la base y concordante con la Formación Carrizal. Su edad es Cámbrico Temprano y su ambiente de sedimentación asociado es de tipo continental y sus sedimentos representan el relleno de cuenca (facies fluvial y/o piedemonte) de una fase erosiva, contemporánea o subsiguiente a un periodo de intensa actividad tectónica. (Escalona & JAM, 1997b).
- **Formación Carrizal:** es una secuencia espesa de arcillitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente teñidas de roja, duras y compactas. Contiene capas de limolitas y areniscas. Presentan alto grado de bioturbación. Su espesor máximo es de 1827 m. Su contacto superior es erosivo con el Grupo Temblador (Cretácico) y concordante con la Formación Hato

Viejo infrayacente. La edad de esta formación es Cámbrico temprano y se sugieren ambientes de depositación bajo condiciones marinas (neríticos), en aguas someras y condiciones de corriente típicas de llanura de marea, Hedberg (1942).

Secuencia Cretácica

En el área de estudio se encuentran depositados sedimentos de edad Mesozoico superior correspondiente al Grupo Temblador.

El Grupo Temblador según Hedberg *et al.* (1947), en su descripción más detallada, subdividieron la unidad en un miembro inferior abigarrado y un miembro superior glauconítico, términos descriptivos convertidos luego en unidades informales. Dusenbury (1960, 1964) reestudio el Grupo Temblador e introdujo los nombres Canoa y Tigre, para reemplazar los términos indeseables, por no geográficos, de abigarrado inferior y glauconítico superior.

- **Formación Canoa:** litológicamente se caracteriza por la presencia de conglomerados de grano fino y areniscas conglomeráticas, algunas areniscas y litologías arcillosas, generalmente moteadas con machas grises, amarillas, morrones y rojas. En la sección tipo el espesor es de 100m. El contacto inferior es discordante sobre rocas ígneas y metamórficas del basamento precámbrico o localmente sobre las formaciones Hato Viejo y Carrizal, y transicional con la Formación Tigre. Su ambiente de sedimentación es continental y su edad es Albiense-Cenomaniense (Escalona, 1997a).
- **Formación Tigre:** esta formación es de origen mayormente clástico compuesta de una secuencia variable, irregularmente estratificada, de areniscas y limolitas

de grano fino, glauconíticas, gris a gris verdoso, areniscas gruesas friables y espesas, limolitas gris a gris verdoso y lutitas carbonosas y fosfáticas. Adicionalmente se han descrito calizas dolomíticas y dolomías en capas blanquecinas, delgadas, duras y con frecuencia fosilíferas y glauconíticas. Su espesor es de 92,7 m y estratigráficamente ha sido subdividida en tres unidades: Miembro La Cruz, Miembro Infante y Miembro Guavinita. Su contacto inferior es diacrónico y transicional con la Formación Canoa y su contacto superior es discordante erosivo con las formaciones del Terciario (Hedberg *et al.* 1947).

En el área de Junín esta unidad está constituida por una sección predominantemente arenosa con intercalaciones de lutitas. Las areniscas suelen ser de grano medio a grueso, cuarzosa y sin presencia de cemento, donde la matriz arcillosa, generalmente abundante, actúa como material aglutinante y las lutitas son de color blanco a gris claro, debido al alto contenido de caolinita.

Los ambientes sedimentarios propuestos para esta unidad en el resto de la cuenca son generalmente marino profundo y de tipo talud por la presencia de areniscas glauconíticas, lutíticas fosfáticas, calizas y restos fósiles; sin embargo, en el área de Junín parece representar facies fluviales. La edad es Albiense?-Maestrichiense (Escalona, 1997b).

Secuencia Terciaria

Los depósitos de la secuencia terciaria en el área Junín de la región estudiada en este trabajo están representados estratigráficamente a través de las siguientes formaciones:

- **Formación Oficina:** Se define como una secuencia de arenisca y lutitas intercaladas, las arenas constituyen los principales yacimientos del Área de Petrocedeño. HEDBERG *et al.*, (1947, en GONZALEZ DE JUANA *et al.*,

1980) caracterizan la unidad como sigue: “consiste predominantemente en alternancias de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, interlaminadas e interestratificadas con areniscas y limolitas de colores claros y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verdes y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico–glauconíticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono. El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm. de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones”. Por otro lado HEDBERG (1950, en GONZALEZ DE JUANA et al., 1980), también describe a las areniscas como cuerpos de mayor espesor y de tamaño de grano grueso hacia la base de la unidad.

GONZALEZ DE JUANA et al., (1980) describen la Formación Oficina como una secuencia alternante de lutitas y areniscas; señalan grupos de arenas que persisten y son correlacionables sobre grandes distancias con base a su expresión en los registros eléctricos. En esta sección se intercalan lignitos especialmente en el área de Oficina Mayor.

AUDENMARD et al., (1985) definen mediante correlaciones litoestratigráficas 3 ciclos de transgresión-regresión. Los ciclos 2 y 3 corresponden a la Formación Oficina, Chaguaramas y Freites, dentro de los cuales se delinearán cinco unidades litoestratigráficas informales.

La Formación Oficina forma parte de las unidades informales I, II y III definidas por AUDENMARD et al., (1985). La unidad informal I es predominantemente arenácea y corresponde a la Formación Oficina inferior en Zuata. La unidad informal II es predominantemente lutítica reconocida como la Formación Oficina media en Zuata. Por último, la unidad informal III

corresponde a una secuencia arenosa y constituye la Formación Oficina superior en Zuata.

La Formación Oficina hacia el borde más sur de la cuenca es más arenosa, es decir, se observa más arenosa hacia área Mayor de Temblador que en los campos de Anaco y área Mayor de Oficina. KEY (op cit. en GONZALEZ DE JUANA, et al., 1980) subdivide la secuencia de la Formación Oficina en cuatro miembros denominados de base a tope: Morichal, Yabo, Jobo y Pílon.

El Miembro Morichal es el intervalo basal de mayor espesor con 650' sobre Temblador, en el campo Jobo, sur de Monagas, compuesto por intercalaciones de lutitas y potentes areniscas con espesores del orden 80' a 100', a veces totalmente impregnadas de hidrocarburo. Las areniscas prácticamente no están consolidadas y su granulometría y escogimiento son variables. Su ambiente de depositación se considera como un valle aluvial y pantanos en su parte baja. Hacia la parte superior del Miembro Morichal se inicia la desaparición de las areniscas macizas y lutitas de menor espesor. L.E.V., 2000.

El Miembro Yabo de la Formación Oficina muestra predominantemente lutitas grises fosilíferas, micáceas y carbonáceas, interestratificadas con capas delgadas de arena de gris de grano fino, depositadas en un ambiente marino con una transgresión de corta duración. L.E.V., 2000.

El Miembro Jobo consiste de arenas sueltas de grano fino a medio, a veces con lutitas macizas o laminadas intercaladas en la secuencia. L.E.V., 2000.

El Miembro Pílon está compuesto por lutitas arenosas calcáreas y glauconíticas, fosilíferas (KEY, op cit. en GONZALEZ DE JUANA, et al., 1980).

El espesor promedio de la Formación Oficina en el área tipo varía de 2000' a 4000' según la región geográfica (HEDBERG et al. op. cit., en L.E.V. 2000). El espesor de la Formación Oficina aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje: 220-275 m en Temblador, 600 a más de 1400 m en el área mayor de Oficina, más de 2000 m en Anaco y unos 1000 m en Anzoátegui nororiental. Campos *et al.* (1985, *op. cit.*) Mencionan que el espesor de la Formación Oficina en el área de Anaco, es de unos 6550', el cual disminuye hacia cerro Pelado, por efectos de la erosión ocurrida antes de la sedimentación de la Formación Las Piedras.

El contacto inferior de la formación puede ser discordante sobre unidades cretácicas (HEDBERG et al., 1947) o más antiguas (AUDEMARD et al., 1985), así como también, concordante sobre la Formación Merecure (FUNKHOUSER et al., 1948). ARNSTEIN et al. (1985) reconocen en el pozo SFV-9, al sur del corrimiento de Anaco, la existencia de una discordancia dentro de un intervalo asignado a la Formación Oficina; consideran que dicha discordancia, separa dos ciclos sedimentarios diferentes representativos del Mioceno medio y del Oligoceno; proponen, además, que la Formación Oficina descansa concordantemente sobre la Formación Merecure en los pozos Mata 11-14 y Mata 5-174 de la subcuenca de Maturín. El contacto superior de la Formación Oficina con la Formación Freites, ha sido definido como concordante, por la mayoría de los autores. CAMPOS et al. (1985,1988), proponen que en el campo Quiamare, la Formación Oficina subyace concordantemente a la Formación Quiamare; en el campo de Cerro Pelado está discordante bajo la Formación Las Piedras, mientras que en la mayor parte del área de Anaco, su tope es concordante con la base de la Formación Freites.

Esta unidad se presenta en el subsuelo al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela en los estados Anzoátegui y Monagas, sus equivalentes laterales son: hacia el este la Formación Carapita por transición directa y hacia el oeste con la Formación Chaguaramas en el estado Guárico.

Se encuentran fósiles dispuestos de manera dispersa, los cuales se definen en géneros en zonas informales como sigue: FUNKHOUSER et al. (1948, en L.E.V., 2000), describieron la presencia de los géneros béticos: *Bolivina*, *Operculinoides*, *Elphidium*, *Rotalia* y *Buliminella*. Adicionalmente reconocen el género planctónico *Globigerinoides*. AUDENMARD et al., (1985), dentro de la unidad informal II describieron la presencia del nannofósil *Discoaster exilis*, el palinomorfo *Verrutricolporites rotundiporis* encontrado dentro en la Formación Oficina Inferior del área de Zuata.

GONZALEZ DE JUANA et al., (1980), describen la Formación Oficina como un inmenso complejo deltaico. MARTINIUS (2002), describe la sección basal de la Formación Oficina del área de Petrocedeño como depósitos con influencia fluvial y la sección superior con influencia fluvio–deltaica.

En el área de Petrocedeño, la Formación Oficina en el Miembro Morichal representa un reservorio con petróleo pesado (promedio API 8,3°, viscosidad 1600 – 2700 cps). La formación ha sido dividida en dos secciones informales, cada una de las cuales fue subdividida a su vez en 3 unidades estratigráficas informales (de F a D y C a A respectivamente de base a tope). Debido a los cambios verticales de los ambientes sedimentarios, las diferentes unidades informales poseen características sedimentológicas distintas. Las unidades desde la F hasta la D, han sido interpretadas como depósitos de canales de ríos entrelazados y meandriformes, “*Net/Gross*” (N/G) superior a 0,65 en promedio. La unidad C es interpretada como un ambiente de llanura deltaica

inferior a frente de delta proximal tipificada como depósitos de arena de canales distributarios y barras de desembocadura. El N/G es relativamente bajo (0.2 – 0.55) y los cuerpos de arena están parcialmente encajados entre lodolitas. Los cuerpos de arena de la unidad C son heterogéneos y demuestran una variabilidad lateral en espesor y desarrollo de facies. Finalmente la unidad B está restringida al área este, en donde se ha desarrollado muy bien un sistema fluvial meandriforme y los ambientes de depositación son menos diversos que en la unidad C, representados por barras de meandro, abanicos de rotura y depósitos de llanura de inundación.

La edad de la Formación Oficina es Mioceno Temprano-Medio. La edad de la Formación Oficina según HEDBERG et al. (1947, en GONZALEZ DE JUANA et al., 1980) es considerada del Oligoceno – Mioceno. Otros autores como AUDENMARD et al. (1985) señalan que el pico máximo de la transgresión observado en la unidad II es de edad Mioceno Medio temprano.

- **Formación Freites:** litológicamente son lutitas físis verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y en la base. Las areniscas del tope son areniscas arcillosas de grano fino, de color blanco verdoso, algo glauconíticas; mientras que las areniscas de la base son areniscas verde-amarillentas, de grano medio a grueso, glauconíticas, intercaladas con algunas lutitas. Sus espesores son variables entre 335 y 620 m y sus contactos son concordantes con la Formación Oficina en la base y la Formación Las Piedras en el tope. En el área de Junín esta unidad solo se encuentra preservada hacia la esquina noreste debido a la extensa erosión reciente sufrida por toda la cuenca a partir del basculamiento de su eje hacia el este. El ambiente de depositación es marino abierto y corresponde con depósitos de edad Mioceno Medio (JAM, 1997b).

- **Formación Las Piedras:** está caracterizada por areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcillitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos. Su espesor, en la sección tipo es de 1005 m. Sus contactos son concordantes con la Formación Freites en la base y la Formación La Pica en el tope. El ambiente de depositación es transicional, de ambientes marinos someros a fluvio-deltaicos y la edad de estos depósitos es Mioceno Tardío-Plioceno (JAM, 1997b).

Secuencia Cuaternaria

- **Formación Mesa:** está caracterizada litológicamente por arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso y muy duras; y conglomerados rojos casi negros; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita. Su espesor es variable pero disminuye en general de norte a sur y aumenta del oeste a este. Su contacto infrayacente es concordante y transicional con la Formación Las Piedras. La Formación Mesa es de edad Pleistoceno y fue depositada en ambientes continentales (Baamonde 1997).

2.3 GEOLOGÍA LOCAL

Descripción Estratigráfica

La arquitectura de los sedimentos depositados en el campo de Petrocedño está determinada principalmente por la acomodación, suministro de sedimentos y las características hidráulicas de los diferentes sistemas de depositación. La

configuración de la secuencia estratigráfica que ha sido establecida es basada a través del reconocimiento de las superficies estratigráficas claves que son correlacionables a lo largo de todo el campo de Petrocedño y ha sido mapeada en sísmica 3D (Fig. 7).

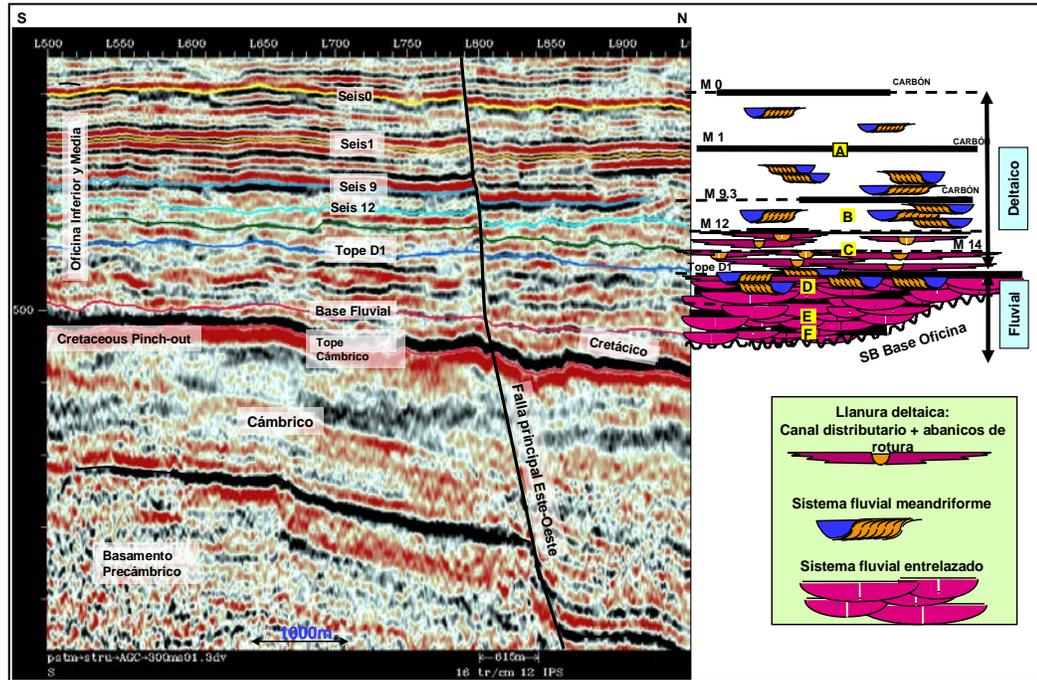


Figura 7. Sección sísmica con orientación sur-norte del área de Petrocedño y diagrama esquemático mostrando la arquitectura de los sistemas deposicionales. (Tomado de SINCOR, 2002).

En el campo de Petrocedño, los sedimentos de la Formación Oficina, del Mioceno Inferior, corresponden a la zona de borde de una cuenca antepaís y estos depósitos se encuentran solapando de forma onlaps hacia el Sur sobre sedimentos paleozoicos y cretácicos. Al sur, suprayacen depósitos de las Formaciones Hato Viejo y Carrizal (Basamento Paleozoico) y al norte, subyacen depósitos de las formaciones cretácicas del Grupo Temblador (Formación Tigre y Formación Canoa). La discordancia que separa la Formación Oficina de las rocas del basamento es de edad Terciaria y

produjo una paleotopografía irregular que luego fue rellenada por los sedimentos fluviales y transicionales de la Formación Oficina (Figura 3). En el área Junín suprayacente a Oficina se encuentra la Formación Mesa (Pleistoceno).

La secuencia estratigráfica en el campo de Petrocedeño está dividida en una secuencia inferior y una superior, las cuales ambas secuencias están divididas en tres subdivisiones informales y están basadas sobre la distinción de cambios hacia arriba desde un ambiente netamente continental a un ambiente marino-marginal. El cambio transicional entre estos dos ambientes puede ser observado a través de la aparición de los primeros carbones de amplia extensión lateral y de las primeras incursiones salobres.

La secuencia inferior pertenece a ambientes fluviales el cual es dominado por depósitos de relleno de canales entrelazados apilados entre si y canales meandriformes con alto contenido arenoso y la secuencia superior pertenece a ambientes transicionales de tipo estuarinos con dominio de marea y baja proporción de arenas. La dirección de transporte, en general, es de Sur a Norte a la escala del área de estudio (Audermard, *et al*, 1985; Bellowini, *et al* 2003; Casas, 2004). A nivel de yacimiento y siguiendo la nomenclatura usada originalmente por Maraven (Filial de PDVSA), se han establecido unidades estratigráficas codificadas con letras, donde F, E y D (de base a tope) para la secuencia fluvial y C, B y A para la secuencia transicionales (Figura 7 y 8).

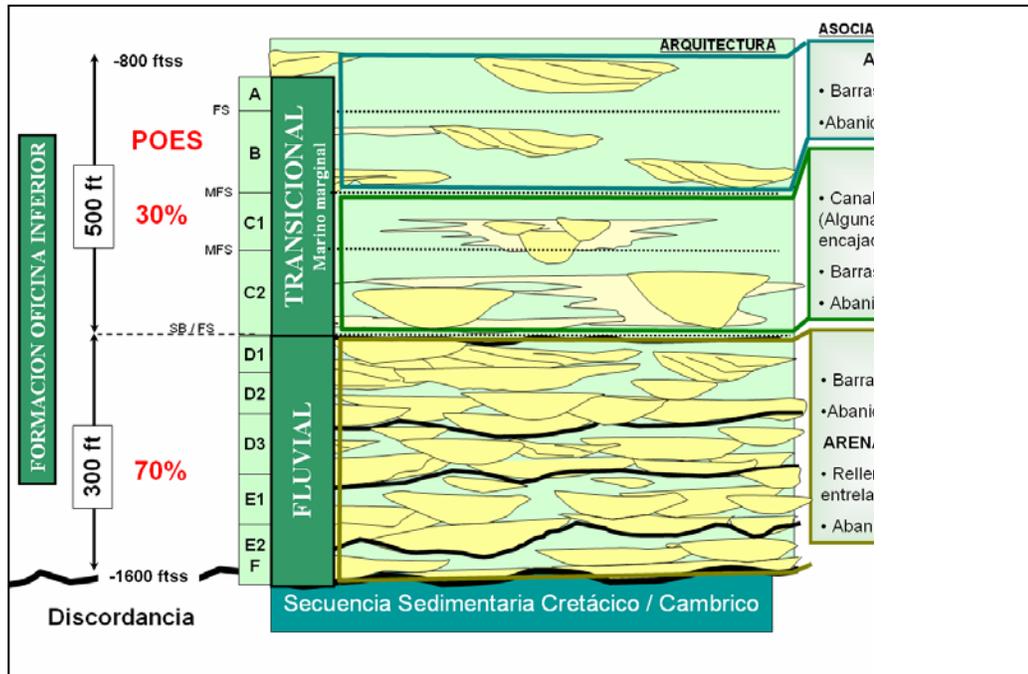


Figura 8. Arquitectura de los reservorios de la Formación Oficina en el área de Petrocedeño.
(Modificado de Martinius *et al.* 2012)

Descripción Estructural local

La Formación Oficina fue formada en la Cuenca Oriental de Venezuela, el cual es una cuenca foreland desarrollada durante el Neógeno y Cuaternario en el margen pasivo del Mesozoico Tardío del cratón suramericano como resultado de la colisión oblicua entre la placa del Caribe con la placa suramericana (Fig. 9).

Durante el Oligoceno Tardío al Mioceno Temprano la colisión fue migrada progresivamente hacia el este resultando una tripartición de la cuenca: una zona de plataforma en el sur que incluye el área de Petrocedeño, un foredeep en la parte central y un área de corrimientos en el norte (Figura 10).

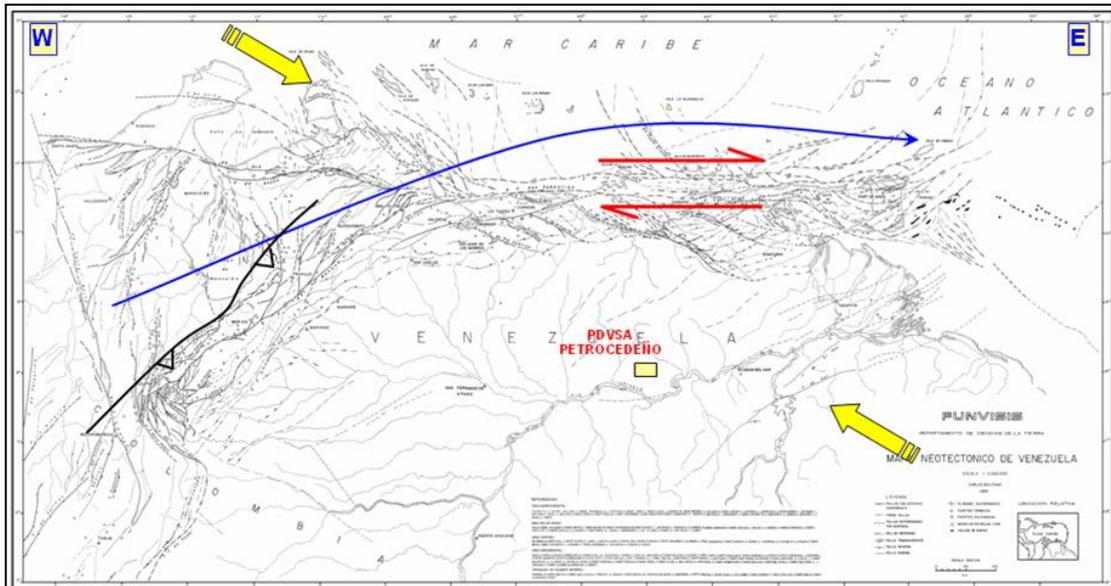


Figura 9. Colisión placa del Caribe con la placa Suramericana durante el orógeno Mio-Plioceno (A.W. Martinus y X Mathieu, 2002).

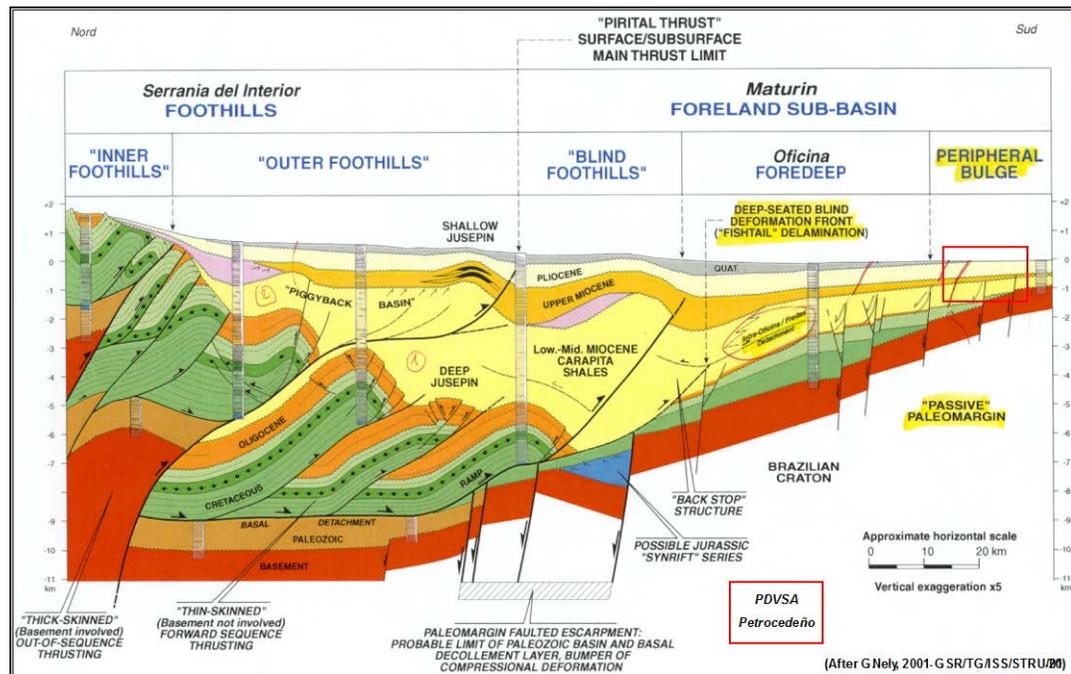


Figura 10. Sección Transversal sentido norte-sur del área perteneciente desde la serranía del interior hasta la cuenca de Maturín, en rojo área de Petrocedeno. (Modificado de González, 2007).

La colisión oblicua puede ser caracterizada como un proceso episódico que comenzó hace 28 Ma y fue seguido por tres eventos tectónicos principales (a los 22Ma, 14Ma y 7Ma; Rodríguez y Oswaldo, 1996), el cual produce una estructura muy compleja en la Cuenca de Maturín.

La Cuenca Oriental de Venezuela está comprendida dentro de la provincia autóctona, situada al sur del área Junín dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco. Algunos autores como AUDEMARD *et al.* (1995) han revelado que la tectónica definida para esta provincia autóctona de la Cuenca Oriental de Venezuela no es uniforme en toda su extensión. Estos autores reconocen dentro de esta provincia dos grandes áreas o regiones que poseen estilos de deformación diferentes y se encuentran separadas entre sí por el sistema de fallas Hato Viejo. Estas dos provincias reconocidas en la Faja Petrolífera del Orinoco reciben el nombre de *Provincia Oriental* y *Provincia Occidental* (Fig. 11). La zona de interés para este estudio se encuentra localizada en la Provincia Oriental.

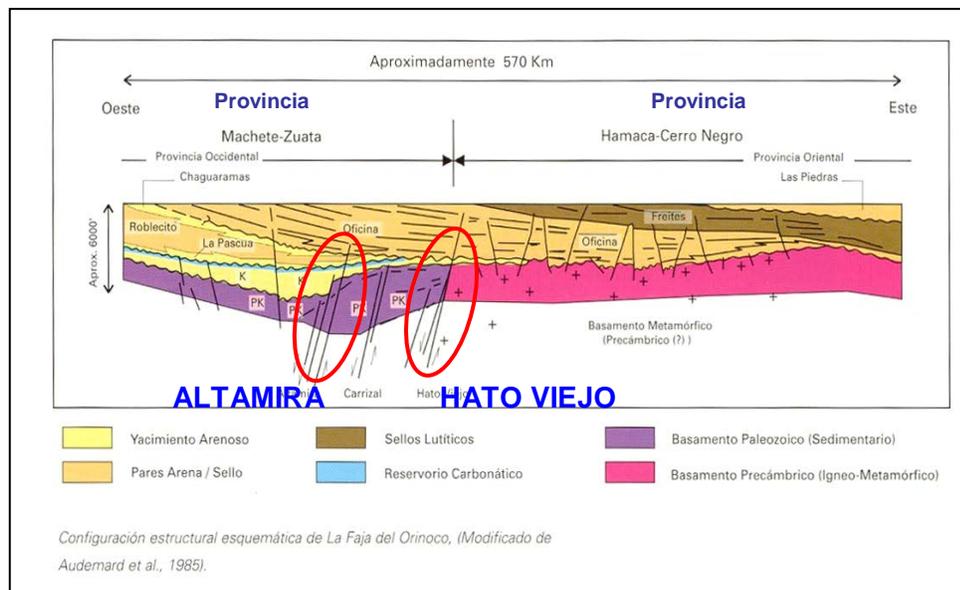


Figura 11. Sección Transversal sentido oeste-este del área perteneciente a la faja Petrolífera del Orinoco (Modificado de Audemard *et al.*, 1985).

Según AUDEMARD *et al.* (1985) estratigráficamente la *provincia oriental* se caracteriza por presentar la secuencia de depósitos terciarios transgrediendo el basamento ígneo-metamórfico, excepto en una estrecha franja localizada al norte de las áreas de Ayacucho y Carabobo, donde la secuencia terciaria se encuentra sobre los sedimentos cretácicos del Grupo Temblador. Por su parte, en la *provincia occidental* los depósitos terciarios de las formaciones Merecure, Oficina y Freites, se encuentran discordantemente por encima de espesas secuencias de sedimentos cretácicos y paleozoicos, que a su vez se encuentran en bloques deprimidos del basamento.

La provincia oriental, al este de la falla de Hato Viejo (Ayacucho y Carabobo), se caracteriza por presentar una tectónica de Zócalo con numerosas fallas dislocando la secuencia terciaria suprayacente; adicionalmente esta tectónica de zócalo ha tenido fuerte influencia en esta provincia debido a la poca profundidad del basamento en esta zona. Por su parte, la provincia occidental, donde se ubican las áreas de Junín y Boyacá, muestra muy poca deformación asociada a la deformación de los bloques del basamento debido a la espesa secuencia terciaria, paleozoica y mesozoica que amortigua esta deformación, ocasionando una deformación mínima y en algunos sectores hacia el norte, imperceptible. Para AUDEMARD *et al.* (1985), los saltos verticales de las fallas en la región no exceden los 200' en promedio.

AUDEMARD *et al.* (1985) describen específicamente en el área de Junín una porción sur elevada con el basamento a poca profundidad y una porción norte fuertemente deprimida. La tectónica de esta área es típicamente tensional con fallas normales, donde se excluyen esfuerzos de carácter compresivo. La estructura principal de esta área es la Falla de Hato Viejo que divide ambas provincias en la región, demarcando claramente la frontera entre una porción donde el basamento ígneo-metamórfico se halla a poca profundidad y otra con grandes depresiones pre-terciarias. Adicionalmente se reconoce en el área de Junín un sistema de fallas en “echelón”

llamado sistema de fallas de Altamira, actúa como zona de bisagra fallada a nivel del basamento y de la secuencia paleozoica, la cual ocasiona un truncamiento de los depósitos cretácicos. Adicionalmente, según estos mismos autores, en el área de Junín se reconocen los límites de los acuíferos sur de la secuencia paleozoica (formaciones Hato Viejo y Carrizal) y la secuencia cretácica (Grupo Temblador), junto con la desaparición de los depósitos oligocenos.

CAPÍTULO III

CONSIDERACIONES TEÓRICAS

Para lograr definir y entender los sistemas depositacionales que prevalece en las unidades informales de la Formación Oficina en el campo de Petrocedeño, es importante recordar algunos conceptos sedimentológicos que se tomaron en cuenta y que son la base de este estudio, tales como facies, asociación de facies, interpretación de las asociaciones de facies y ambientes depositacionales.

También se proporcionará una breve introducción sobre los principios para la construcción de un geomodelo tridimensional y los métodos de simulación en el cual se modelara las propiedades de facies.

3.1. FACIES GENÉTICAS Y ASOCIACION DE FACIES.

El estudio de facies y su asociación en la secuencia lateral y vertical, es el único modo de establecer el ambiente depositacional y por lo tanto la reconstrucción de la paleogeografía. Las facies descritas y definidas en los núcleos son la base para empezar este trabajo y en ausencia de núcleos es necesario utilizar la comparación de núcleo-perfil eléctrico y así poder correlacionar todos los pozos de campo, el cual, es una herramienta de gran utilidad para identificar los ambientes de depositación.

El término *facies* se refiere a las características descriptivas primarias como son la litología, estructuras sedimentarias y características biológicas de un depósito sedimentario, definido por el ambiente de depósito.

Las facies podrían estar dadas por designación informal (“Facies A”, etc.) o por una designación de una descripción breve (“facies de areniscas laminadas”) y esto es entendido que ellas son unidades que últimamente podría estar dando una interpretación ambiental; pero la definición de facies es por sí mismo un rápido objetivo y basado sobre el aspecto total del campo de las rocas de ellas mismas. La clave de la interpretación de facies es las observaciones combinadas hechas o su relación espacial y características internas (litología y estructuras sedimentarias) con información comparativas desde otras unidades estratigráficas bien estudiadas, y particularmente desde estudios de ambientes sedimentarios modernos.

Para realizar un análisis del ambiente depositacional hay que realizar principalmente un estudio de litofacies, el cual está definido como la distinción de cuerpo de roca con características físicas y químicas específicas formadas en ciertas condiciones de sedimentación, reflejando un particular proceso, un conjunto de condiciones o ambientes.

La relación entre las litofacies ha permitido identificar las asociaciones de litofacies la cual está definida como un grupo de litofacies relacionadas genéticamente formadas en un área de depositación en el cual prevalecen las condiciones ambientales. Estas asociaciones de litofacies son llamadas tipo genética.

3.2. AMBIENTES DEPOSITACIONALES

Las asociaciones de facies definidas en este trabajo, se ha hecho siguiendo un modelo teórico de ambientes depositacionales, de base a tope se encuentran:

- Los depósitos fluviales.
- Los depósitos transicionales dominados por marea.

Los depósitos fluviales

Están constituidos por sedimentos que se acumulan a partir de la actividad de los ríos y los procesos de deslizamiento por gravedad asociados, generándose en diversas condiciones climáticas, desde desérticas hasta glaciales, su tamaño varía desde la arcilla hasta las gravas gruesas, cantos y bloques.

La gran variedad de los depósitos fluviales depende en gran parte de las diferencias en los tipos de ríos. El estudio de los modelos de facies fluviales ha permitido clasificar los ríos en cuatro tipos principales: entrelazados (trenzados), meandriformes, anastomosados y rectilíneos (Miall, 1992), como se observa en la Figura 12. Esta clasificación está basada en la sinuosidad y el índice de entrelazamiento.

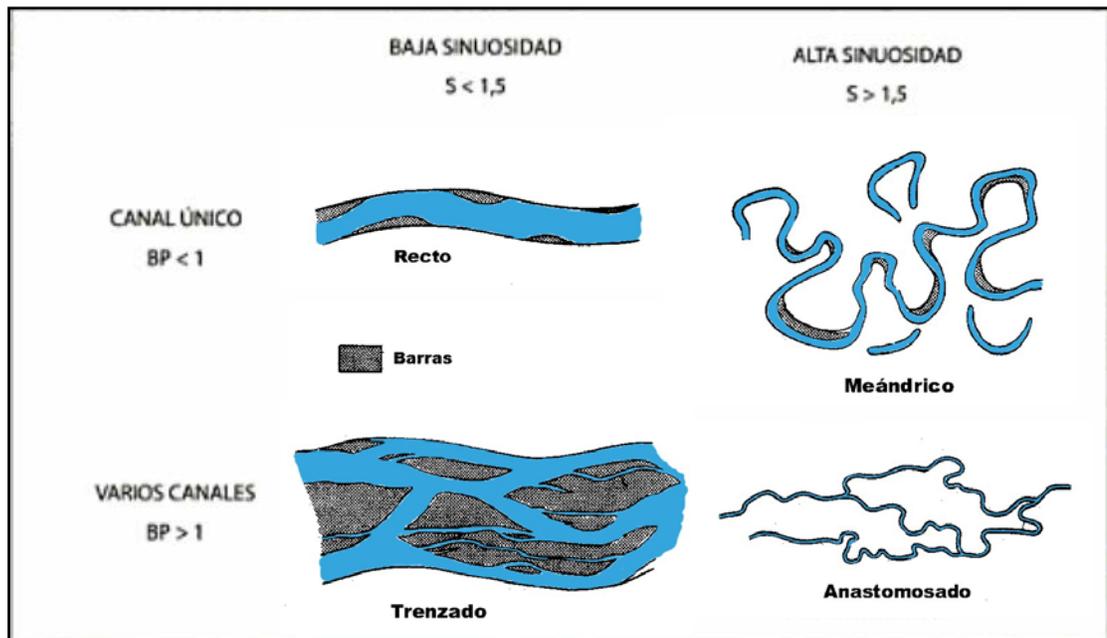


Figura 12.- Tipos de ríos vistos en planta según el número de canales, índice de entrelazamiento y grado de sinuosidad. Modificado de Miall (1977).

Los ríos rectos, en los que la sinuosidad del cauce, en épocas de avenida, es despreciable; son los menos frecuentes y además en ellos sólo se depositan pequeñas cantidades de sedimentos; *ramificados o anastomosados*, en los cuales se produce una serie sucesiva de divisiones y reuniones de la corriente, originándose así una serie de canales, de importancia análoga generalmente, que bordean islas aluviales; son típicos de abanicos aluviales, así como de llanuras aluviales glaciares; *meandriformes*, cuando la corriente presenta una serie de inflexiones a lo largo de su dirección.

Estos sedimentos fluviales presentan características diversas según la zona en que se hayan depositado, unos representan la acumulación en el canal, otros, la que tuvo lugar en sus márgenes, finalmente, existen sedimentos correspondientes a zonas alejadas del cauce. Entre los depósitos del canal se encuentran los siguientes:

- *Depósitos de "channel lag"*.

Son los que se sitúan en la parte más profunda del canal, son discontinuos, presentando forma lenticular. El material que los constituye es grueso, pudiendo también encontrarse fragmentos de madera, cantos blandos, etc. Están recubiertos por sedimentos de grano más fino, que corresponde a las islas de arena o barras de canal.

- *Depósitos de islas (barras del canal)*.

Son depósitos típicos de ríos anastomosados. Su granulometría varía según se trate de corrientes montañosas, en cuyo caso estarán formados por material grueso, o de tramos en los cursos bajos de ríos que transportan una gran cantidad de sedimentos, siendo entonces la granulometría fina (Reineck & Singh, 1973).

Estas barras pueden desplazarse originando estratificación cruzada tabular. (Figura 13).

- ***Depósitos de barras de meandros “Point bar”.***

Son aquellos que se acumulan en la parte interna de los meandros; contienen los sedimentos más gruesos de los transportados por la corriente, observándose en ellos una granoselección con disminución del tamaño de grano hacia la parte superior. Pueden presentar estratificación cruzada curva, debida a migración de ripples, tanto pequeños como grandes (la de mayor escala se encontraría hacia la base de la unidad); sobre ésta puede encontrarse estratificación cruzada plana, laminación paralela y de “*climbing ripples*”. En la parte superior de una secuencia de “*point bar*” suelen depositarse limos y arcillas, que representan condiciones de régimen muy tranquilas. (Figura 13).

Cuando el “*point bar*” está formado por materiales gruesos (McGowen & Garner, 1970) no parece presentar granoselección y la secuencia de estructuras difiere de la anterior. De muro a techo se encuentran: estratificación cruzada curva o sedimento homogéneo; estratificación cruzada planar (en *foreset*) y curva, ambas de pequeña escala; estratificación cruzada en *foreset* grande.

Los depósitos de las márgenes del cauce comprenden:

- ***Depósitos de relleno de depresiones en los “Point bar”.***

La superficie de un “*point bar*” presenta una serie de crestas y depresiones; estas últimas reciben sedimentos finos -limos y arcillas- durante épocas de avenidas. Comparables a éstos son los depósitos que se forman en algunos canales de ríos anastomosados, que pueden quedar total o parcialmente cerrados en su extremo

superior (Doeglas, 1962); los sedimentos que en ellos se acumulan son arenas finas y limos, en la porción aguas arriba del canal, y arcillas en el extremo inferior (aguas abajo); en los sedimentos arenoso-limosos pueden encontrarse ripples de gran tamaño linguoides; en las arcillas se forman grietas de desecación.

- ***Depósitos de diques.***

Forman bandas que bordean los cauces. Sus sedimentos están entre los más gruesos de los depositados fuera de aquéllos: arenas finas, limos y arcillas, generalmente, disminuyendo el tamaño de grano hacia la llanura de inundación, así como aguas abajo. Suelen presentar interestratificación de los sedimentos más gruesos con los más finos, que sería debido (Allen, 1989) a las inmersiones que sufren durante las épocas de avenidas. Pueden estar recubiertos por vegetación.

- ***Depósitos de abanico de rotura ("Crevasse splay").***

En épocas de avenida pueden producirse fisuras en los diques, a través de las cuales el agua circulará hacia la llanura de inundación. En estas zonas se produce, entonces, un depósito de sedimentos cuyo grosor puede ser incluso superior al del material de los diques; suelen ser arenas de grano medio a fino, que alternan con limos arenosos y arcillosos.

- ***Depósitos de llanura de inundación.***

Se encuentran en las zonas más alejadas del cauce. Están formados por sedimentos de grano fino, que han sido transportados en suspensión: limos y limos arcillosos. Puesto que durante largos periodos de tiempo quedan expuestos al aire presentan grietas de desecación, y si el clima es suficientemente seco pueden mostrar costras calcáreas o ferruginosas.

Además de estos tipos, Allen (1965) describe los llamados *depósitos de transición*, que son aquellos que se acumulan en canales abandonados, especialmente en los tramos correspondientes a meandros, cuando la corriente rectifica su curso. Fundamentalmente están formados por limos y arcillas, aunque en ocasiones pueden contener también algo de arena fina; algunos presentan laminación, estratificación cruzada y grietas de desecación.

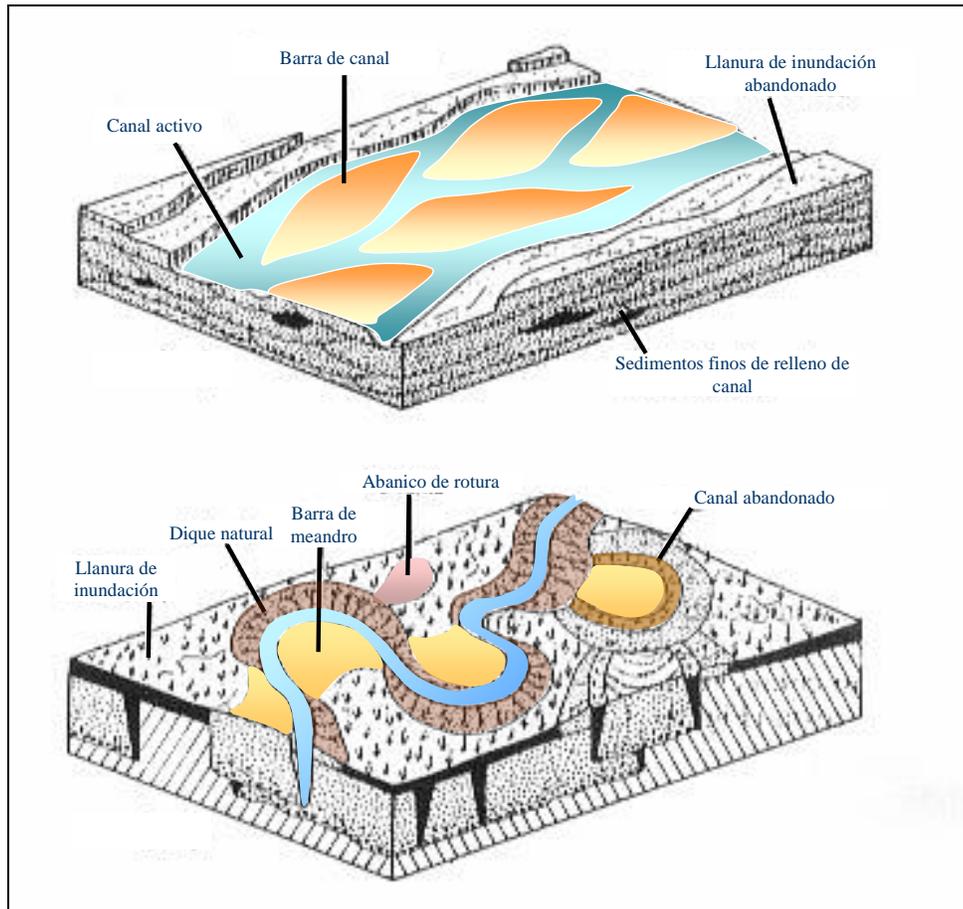


Figura 13.- Bloque diagramático mostrando los diferentes tipos de depósitos de canal tanto en un sistema de canal anastomosado como meandriforme y las relaciones entre el ambiente activo y los depósitos preservados. Modificado de Azcarate (1972).

Los Depósitos Transicionales dominados por marea

Los sistemas depositacionales de marea son posiblemente los mejores desarrollos en el área costera donde el rango de la marea es significativo y donde las corrientes son suficientemente fuertes para impactar el ambiente o manejar la circulación marina local. En la costa adyacente sectores mareales podrían estar sometidos al oleaje o a lo largo de corrientes litorales. Recientes ideas claves dentro de estrato mareal antiguo incluyen el reconocimiento de los depósitos de fluido de lodo, la importancia de las barras de marea frente a las dunas de marea, el uso de la data paleogeográfica para predecir sedimentos de marea y reconocer antiguos depósitos de marea. (Longhitano *et al.* 2012).

Un elemento común de los modelos de secuencias estratigráficas para sistemas marinos antiguos poco profundos es el cambio desde depositaciones de playas dominados por oleaje durante el sistema encadenado de alto nivel (highstand) a depósitos estuarinos de marea dentro de valles incisos durante una subida del nivel base. La sedimentación dominada por la marea está limitada a específicas posiciones del nivel del mar, el cual tiene importantes implicaciones para predecir la geometría del reservorio y la calidad (Duncan *et al.* 1999).

La distribución de facies de mezcla de depósitos fluviales y mareal y su geometría y su estructura de permeabilidad dentro de valles incisos son más difíciles para predecir (Dalrymple *et al.* 1992; Zaitlin *et al.* 1994). Por lo tanto, los clásicos modelos predicen que concentraciones volumétricamente significativas de sedimentos meso-macromareales son restringidos espacialmente para valles incisos y temporalmente para tiempos de subidas de niveles de mar relativamente temprano.

Es sin embargo, cada vez más claro que algunos sistemas marinos someros son mareales en carácter sobre los cientos de espesores de metros. Existen dos posibles interpretaciones para cada para cada sucesión:

- La sucesión entera representa una serie de apilamientos de de rellenos de valles incisos, similar a la interpretación proporcionada por Van Wagoner (1991) para las arenas Sago del Cretáceo en Utah.
- El sistema mantiene un carácter de marea a lo largo del ciclo nivel de base completo, con sedimentaciones de marea no confinada para valles incisos.

Los ambiente de marea pueden ser clasificado acorde al rango de marea como macro, meso y micromareal (Figura 14) (Hayes, 1979), aunque también sabemos que con un solo estuario o una bahía de rango mareal puede varias desde la desembocadura hasta la cabecera debido a los efectos de canalización sobre la marea. Casi un tercio de las costas del mundo son macromareal (con un rango de marea de 4-8m; Davies, 1964), y varias áreas costeras, muchos de los cuales tienen una configuración de estuario, se consideran megamareal, con amplitud de las mareas que son mayores de 8 m.

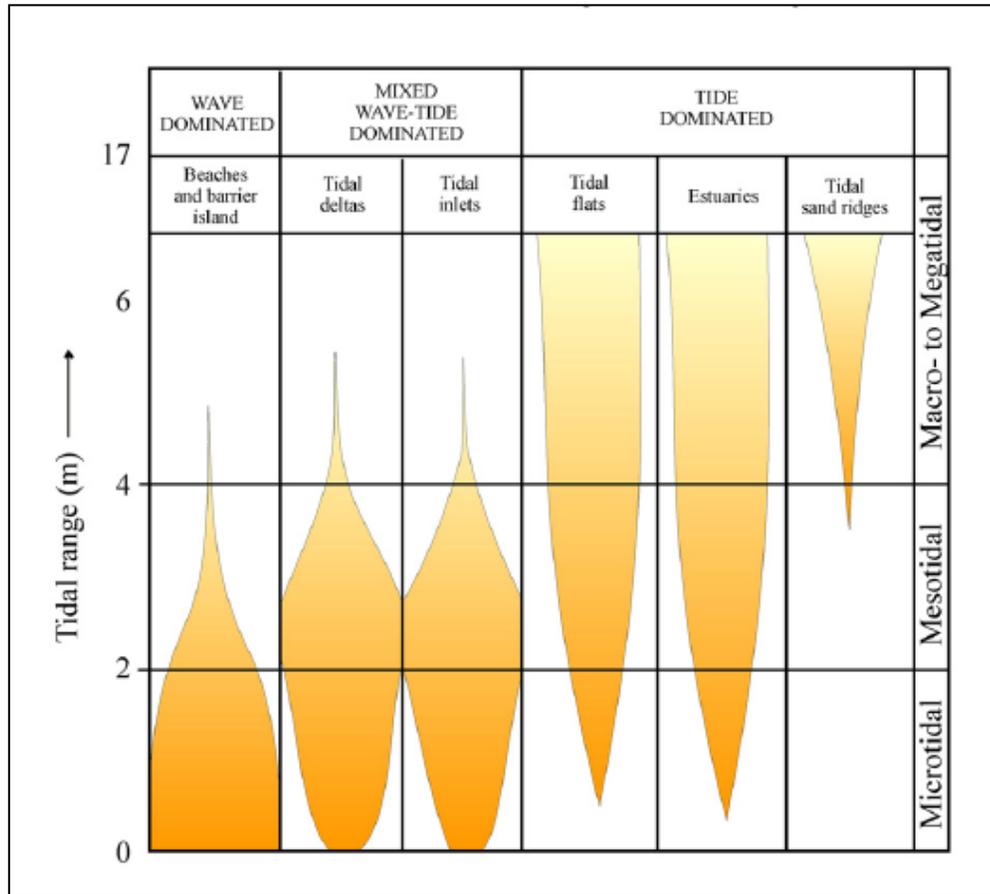


Figura 14.- Tipos principales de sistemas depositacionales de marea y amplitud de las mareas relativas (Modificado por Hayes, 1979 y tomado por Longhitano et al., 2012).

La extensión areal de las zonas de marea varía mucho entre diferentes áreas costeras dependiendo del rango de marea y el tipo de línea de costa (Allen, 1970; Hayes, 1979; Dalrymple, 1992; Reinson, 1992; Davis and Fitzgerald, 2004).

- i. **Sistemas mega y macromareal:** las corrientes de marea son dominados en mega (rango de marea > 8 m) y macro mareal (rango de marea > 4 m) entorno en el que las corrientes de ola son normalmente subordinado, ejemplo,

especialmente en estuarios y delta dominados por marea (Prandle, 2009). Los estuarios son más comunes en sistemas depositacionales macromareal.

- ii. **Sistemas mesomareal:** las corrientes mareales son también localmente importante en áreas costeras mesomareales (rangos de marea 2-4 m), donde las corrientes de ola son importantes también. Las barreras de las costas de playa, los deltas de marea y estuarios son comúnmente encontrados en la configuración de depósitos mesomareal. Los sistemas mesotidales son frecuentemente caracterizados por asociaciones complejas de ambientes depositacionales en el cual los efectos de la marea interacciona de diversas maneras con otros procesos hidrodinámicos. Consecuentemente, en correspondencia con análogos antiguos la señal de marea no son siempre fáciles de detectar, ya que los sedimentos tienden a registrar las influencias más joven superpuestas.

- iii. **Sistemas micromareal:** Los sistemas depositacionales micromareales (rangos de marea < 2 m) se considera generalmente dominado por ola, porque la marea son subordinados a otros procesos (Dean and Dalrymple, 2004). Los signos de marea son raramente preservados en el registro sedimentario de sistemas sedimentarios antiguos, excepto para configuraciones de costas específicas, así como golfos angostos, estrechas ensenadas (ver discusión en Longhitano y Nemec, 2005; Longhitano, 2001). En general para entornos depositional micromareales, la ciclicidad de las mareas se puede enmascarar en los sedimentos "*by random*" eventos que no son de marea tales como la erosión periódica debido a las olas, tormentas, inundaciones de ríos o corrientes impulsadas por el viento.

Señales de marea en el registro de la roca

Los sedimentos sometidos a la hidrodinámica de las mareas son distribuidos y organizados dentro de facies organizadas específicas. El reconocimiento de un régimen de marea que presenta una de las más periodicidades de marea pues depende de factores tales como la latitud de un área marina dado, sus características geomorfológicas costeras, la forma de la parte inferior de mar y muchas otras influencias locales.

Sucesiones sedimentarias que presentan una característica mareal son algunas veces conocidos generalmente como “*Tidalites*” (Klein, 1998); ambos son ricos de lodo y arena y varían de un estrato delgado, fangosa heterolítica (lenticular, ondulado o *mud-flasered bedding*) a la arena rica unidireccional, bidireccional (espina de pescado) o estratificación cruzada “*bundled*”. (Ver crítica por Klein, 1998; Coughenour et al., 2009; Steel et al., 2012). Las tidalites han sido descrito también en depósitos mezclados silici-bioclastico (Longhitano et al., 2010).

Los ripples y dunas generados por marea forman ciclos con alternancia de parejas de siliciclásticos terrígenos extra cuenca y bioclásticos intra cuenca, ciclos heterolíticos de clásticos segregados indican periodicidades mareales de corta duración (desde semidiurnal a mensualmente) en sucesiones de relleno de bahía. Mientras que los ciclos de marea más largos (hasta anual) ocurrir en sucesiones de relleno estrecho. (Longhitano et al., 2012).

La segregación de las partículas silici-bioclástica refleja cambios en la competencia de la corriente de marea. Entonces, la ocurrencia de horizontes rico en bioclástico en el cual los sistemas mezclados podría indicar periodos de agua muerta o mansa análogos a los ropajes de lodo (*mud drapes*) en sistemas siliciclásticos mareales (Longhitano, 2009; 2011).

Modelización de sistemas de deposición antiguas de las mareas

Investigaciones sobre sistemas depositacionales de marea fueron reconocidas en década de 1980 después de la introducción de los conceptos de estratigrafía secuencial. Los estudios sobre Estuarios en particular han también mostrado mayores avances, con el desarrollo del primer modelo de facies integral en década de 1990 (Dalrymple et al., 1992) y mejoras a partir de entonces.

a) Influencia de marea durante la subida y bajada del nivel del mar:

En el contexto de los ciclos transgresivo y regresivo que constituyen la mayor parte del registro estratigráfico durante la construcción de plataformas (Porebsky y Steel, 2006) noto como indirectamente los cambios de los niveles del mar impactan en los proceso de cambio de régimen sobre los delta.

Durante la subida del nivel del mar y la sumergencia de una plataforma, es generalmente aceptada que los procesos de marea son significantes, principalmente del flujo de marea en los estuarios y bahías que son característicos de líneas de costas transgresivas.

En vías marítimas poco profundas, la caída del nivel del mar produce un incremento en la influencia de la marea debido a lo estrecho hacia el mar, traer el oleaje es reducido y las corrientes de marea pueden llegar a ser restringido. La caída del nivel del mar durante en la línea de costa regresiva causa oleaje dominado por el sistema encadenado de alto nivel “*highstand*” a cambios dramáticamente a fuertemente deltas influenciados por marea lejos en la cuenca (Mellere y Steel, 1995, 2000; Steel *et al.*, 2012).

b) Modelado transicional marino-fluvial sobre estuarios y deltas dominados por marea:

Dalrymple y Choi (2007) recientemente sintetizaron las características de los depósitos que ocurrieron en la zona transicional marino-fluvial de deltas y estuarios dominados por marea (figura 15A). Los autores trataron los sistemas en términos de una disminución hacia el mar en intensidad del flujo del río y un acompañamiento en un incremento hacia el mar en la intensidad de las corrientes de marea, junto con la red encargada de movimientos de sedimentos hacia el mar y hacia el continente respectivamente (figura 15B). El modelo contiene tendencia de tamaño de grano hacia el continente y hacia el mar, con predicciones en áreas preferenciales de coberturas de lodo (*mud drapes*) y fluidos de lodos (*fluid muds*), así como también, gradientes en salinidad y acompañamiento de conjunto de icnofósiles (figura 15C). Uno de los valores claves de este tipo de modelos para sistemas de dominio de marea son aplicaciones en registro de la roca.

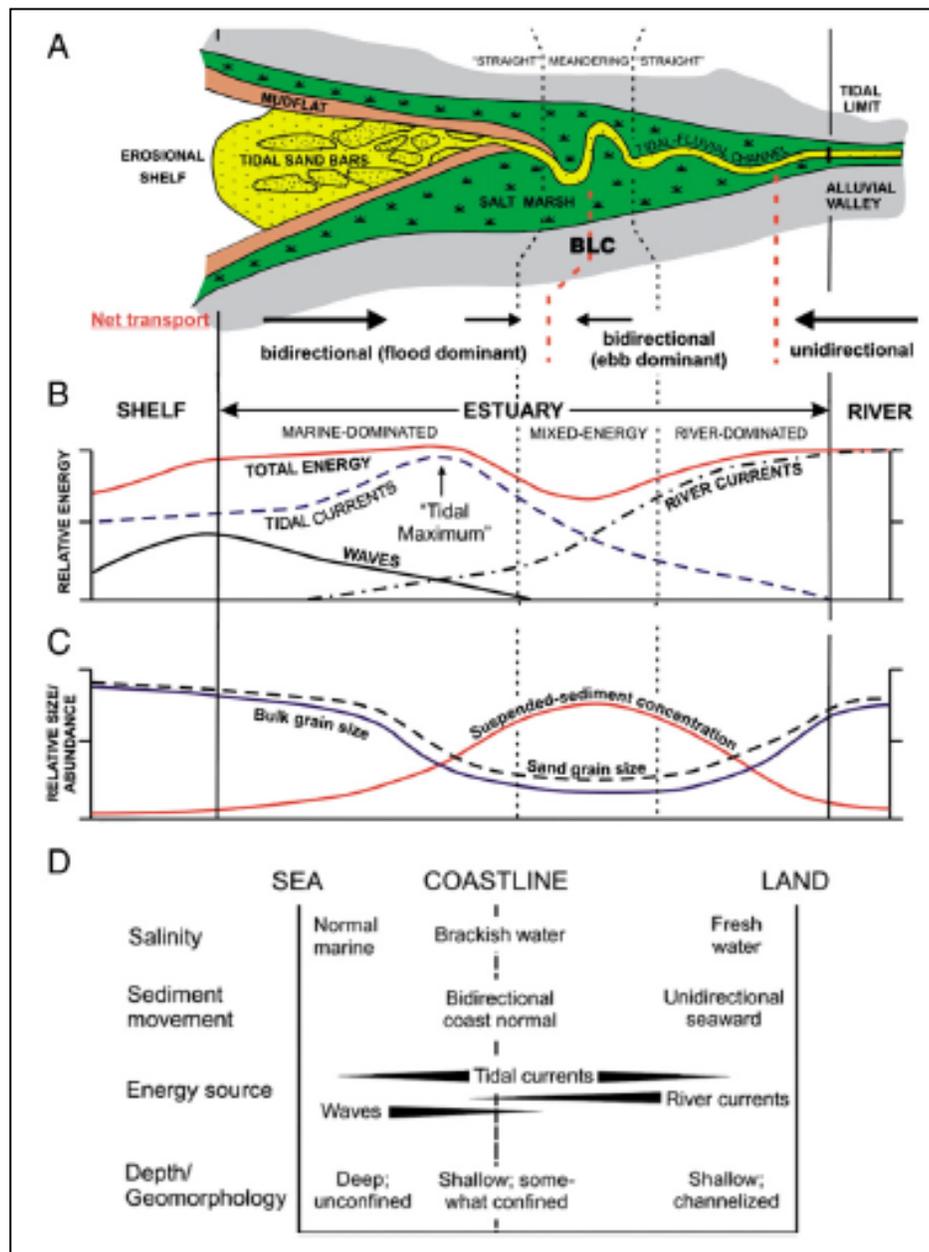


Figura 15.- (A) Mapa esquemático de un dominio de marea, estuario en forma de embudo. (B) Variación longitudinal en la intensidad de los tres principales procesos físicos. (C) Variaciones longitudinales del tamaño de grano de la fracción de arena, concentración de sedimentos suspendidos y "Bulk" tamaño de grano de otros depósitos sedimentarios resultantes (Modificado desde Dalrymple and Choi, 2007).

c) **Modelos para predecir la influencia de las mareas utilizando la morfología litoral, anchura de la plataforma y la relación de la acomodación para el suministro de sedimentos.**

La predicción de los depósitos influenciados por la marea en sucesiones antiguas ha sido obstaculizada por la falta de modelos robustos que puedan predecir el cambio de procesos depositacionales dominantes actuando en una línea de costa a través del tiempo y el espacio. Nuevos modelos han sido recientemente desarrollado que pueden reducir la incertidumbre en predicciones de probable procesos dominantes y subordinados actuando en la línea de costa (Ainsworth, 2003; Ainsworth *et al.*, 2008, 2011). Esos modelos incorporan pelogeografía, morfología de la paleo-plataforma y acomodación del suministro de la tasa de sedimentos. Ellos utilizan un proceso de sistema de clasificación el cual puede manejar la combinación de 3 procesos claves actuando en la línea de costa; oleaje, ríos y mareas (Ainsworth *et al.*, 2011). Esta clasificación separa el sistema marino marginal dentro de 15 categoría de procesos (W , Wt , Wf , Wtf , Wft , T , Tw , Tf , Twf , Tfw , F , Fw , Ft , Fwt , Ftw), donde “ w ”, “ t ” y “ f ” representan “*wave*”, “*tide*” y “*fluvial*” (oleaje, marea y fluvial), respectivamente (Figura 16).

Los episodios transgresivos se pensaban que eran más propensos a ser influenciados por la marea debido al desarrollo de más costas engolfadas durante la transgresión. Esos modelos también asumen que sistemas influenciados por la marea no son comunes en sistemas regresivos.

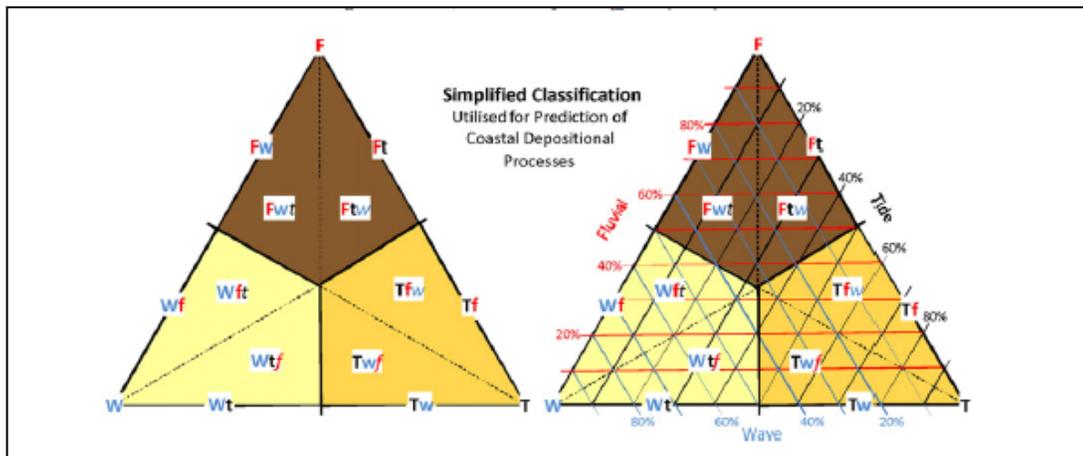


Figura 16. Diagrama ternario de la clasificación de los procesos costeros (por Ainsworth et al., 2011). Diagrama ternario modificado por Galloway (1975). El lado del piso del triángulo representan las líneas de costa no fluviales. Las otras porciones del diagrama representan algún grado de la influencia fluvial. Esta clasificación es utilizada para predecir matrices y árbol de decisión el cual puede ser usado para predecir influencia de marea en las líneas de costa.

d) Modelos paleoceanicos

Usando el Modelo Imperial del Colegio Oceánico (ICOM), Wells et al (2007) ha validado su modelo usando el día de hoy el mar del norte. El modelo ICOM simula tanto los efectos del principal constituyentes de marea (mareas astronómicas) como las mareas co-oscilantes desde la apertura del océano adyacente. La paleo profundidad de agua y la incertidumbre de la línea de costa fueron parámetros de entrada claves para la predicción del rango de marea, y el modelo fue aplicado exitosamente (consistente con el crecimiento geológico verificado en estudios) para casos de condiciones transgresivos y sistemas encadenados de alto nivel (High stand). En esta etapa de desarrollo, los modelos son tan buenos como el aporte paleogeográfico y son

especialmente útil para predecir la escala de la cuenca de esfuerzo de cizalla de capas de marea y amplitudes paleomareales.

La mayoría de los depósitos deltaicos y marinos dominados por marea se acumula en zonas transicionales marino-fluvial, el cual es uno de las áreas más complicadas sobre la tierra, debido al gran número de procesos marino y terrestre que interactúan allí. Las variaciones de los procesos más importantes en esta zona son: un decrecimiento del nivel del mar en la intensidad del flujo del río y un incremento del nivel del mar en la intensidad de las corrientes mareales (Dalrymple y Choi, 2007).

Junto a esas tendencias causa un dominio de corrientes de ríos y una red de transporte de sedimentos hacia el mar en la parte interior de la zona transicional y un dominio de corrientes de mareas en la parte marina de la transición, con la tendencia para el desarrollo de transporte de sedimentos hacia la tierra. Esos transportes de sedimentos convergen en la parte media de todos los estuarios y en el área de las barras de desembocaduras de los distributarios de los deltas. Las vías de transporte también genera tendencias de tamaños de grano en la fracción de las arenas: hacia el mar un decrecimiento en el tamaño de grano a través de toda la transición marino-fluvial en los deltas y a través del dominio de los ríos en la parte interna de los estuarios pero un decrecimiento hacia la tierra en tamaño de las arenas en la parte externa de los estuarios.

Un monótono incremento hacia el mar en salinidad caracteriza ambos estuarios y deltas. Las condiciones de agua salobre en la zona transicional, acompañada por la alta turbiedad y físicamente condiciones duras, produce un ambiente biológicamente estresado, en el cual la bioturbación no es generalmente penetrante. La acumulación de icnofósiles en esta zona es caracterizada por la baja diversidad de icnogénero y muy variable densidades de población. La correcta interpretación de depósitos sedimentarios antiguos, requiere el conocimiento de dos por separado, pero los

aspectos interrelacionados de sucesiones sedimentarias: interpretación de los ambientes depositacional original, usando la técnica de análisis de facies y la subdivisión de la sucesión estratigráfica en unidades genéticamente relacionados que emplean los principios de la estratigrafía secuencial. La integración de esas dos líneas de investigación permite la construcción realística de la reconstrucción paleogeográfica que muestra como las facies depositacionales son relacionadas en tiempo y espacio. (Dalrymple y Choi, 2007).

3.3 FUNDAMENTOS DEL MODELADO TRIDIMENSIONAL

En la búsqueda por entender la compleja realidad, los científicos han empleado distintas metodologías, técnicas, herramientas matemáticas y leyes físicas, que colectivamente y de manera implícita, tratan de simplificar el sistema real, confluyendo entre otras a la generación de modelos.

Según Harris (1975) un modelo de yacimiento debe proveer una descripción suficiente de aquellos parámetros que controlan el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento, con la finalidad de desarrollar la planificación de explotación de un campo petrolero.

Sin embargo, la importancia de un modelo de yacimiento va mas allá, la generación de un modelo es el epitome del estudio geocientífico e implica producción de conocimientos en forma de nuevas técnicas o metodologías para modelar la realidad y así tener una mejor comprensión de los procesos geológicos que formaron los cuerpos modelados. Así mismo, es fundamental conocer el proceso de realización de un modelo en su forma más general para comprender las dimensiones e implicaciones inherentes a la construcción de un modelo específico, partiendo del significado del modelo en sí mismo.

En tal sentido Tomas *et al* (2004), definen al modelo como simplificaciones de problemas más complejos acordes con la realidad, que permiten comprender mejor el comportamiento o funcionamiento de un sistema. Estas definiciones constituyen una primera aproximación al concepto de modelo, evidentemente para los fines de esta investigación el modelo no puede desligarse de su comportamiento matemático.

Por su parte, Yarus (2009) establece que un modelo geológico es una manera de describir matemáticamente un espacio tridimensional en el subsuelo contenido en un marco estructural y estratigráfico.

De igual manera todo modelo geológico debe servir de marco estructural y teórico del yacimiento sirviendo específicamente como dato de entrada en los modelos de simulación en la fase de ingeniería de yacimientos, (Shepherd, 2009). Teniendo como objetivo determinar la heterogeneidad del yacimiento e identificar su influencia en las propiedades petrofísicas de las rocas y en las características que tendrá el flujo de fluidos al momento de la producción de hidrocarburos.

Es necesario considerar que los yacimientos son sistemas complejos y heterogéneos, compuestos por diversos tipos de rocas depositadas en diferentes ambientes sedimentarios y afectados por una infinidad de procesos geológicos a lo largo de su historia, por lo que en una primera etapa en la conformación de un modelo geológico de un yacimientos, es importante tener claro un modelo conceptual de los procesos que dieron origen al yacimiento en estudio.

De esta manera el modelo conceptual condensa la evolución geológica que culmina con el tipo de roca que forma el yacimiento, la trampa en que se acumulo el petróleo y las propiedades petrofísicas asociadas.

Las propiedades del yacimiento incluye desde una descripción geológica de la cuenca, tipos de roca, distribución de facies, ambiente depositacional, geometría y conectividad de los cuerpos que conforman el yacimiento, hasta sus propiedades petrofísicas como son porosidad, permeabilidad, saturación de agua, entre otras. Estos datos provienen de diversas fuentes de información y son integrados en el modelo geológico, estas son: estudio geológico, levantamientos y procesamiento de información sísmica, registros geofísicos de pozo, muestras de núcleo, datos de producción, entre otros. Teniendo muchos usos prácticos, como la localización de hidrocarburos remanentes en campos de producción maduros, la planificación de trayectorias de nuevos pozos para optimizar la extracción, la estimación in situ de volúmenes de hidrocarburos, predecir el movimiento de fluidos dentro del yacimiento, representar la evolución de la cuenca y proveer la estructura para realizar simulaciones de modelos de yacimientos.

En general, el modelo geológico está constituido por modelos más detallados de acuerdo con diversas disciplinas de la geología, es decir, un modelo geológico contiene un modelo estructural, un modelo sedimentario-estratigráfico y un modelo litológico (Rojo, 2001). Y en la actualidad la mayoría de los modelos geológicos son generados usando estructuras tridimensionales.

Desde el punto de vista de su arquitectura, los modelos tridimensionales son construcciones virtuales basadas en algoritmos computacionales, que los representan en un espacio virtual. Este espacio se corresponde al espacio real mediante parámetros que permiten representar las características geográficas del mismo, es decir, latitud, longitud, profundidad, entre otras. En este espacio virtual, el modelo se representa matemática y estructuralmente por medio de redes (grids) que a su vez se componen por nodos (nodes) y celdas (voxels o gridblocks). Ver figura N° 17.

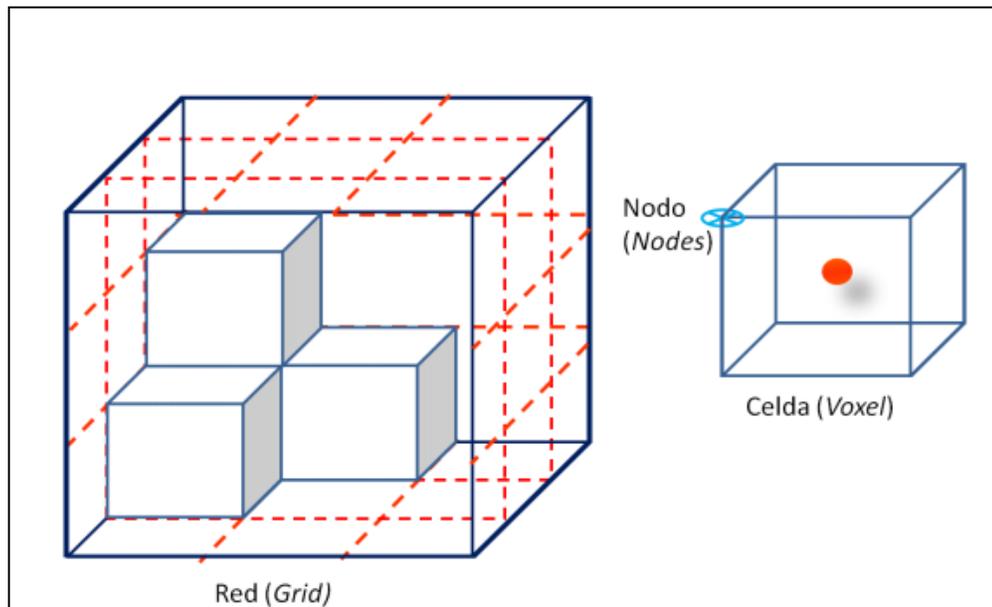


Figura 17.- Elementos Geométricos de un modelo tridimensional cúbico. (Tomado de Yareth Delgado, 2011)

Cada celda contiene propiedades como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, entre otras, las cuales mantienen un valor constante dentro de ella, es decir, la celda es la unidad volumétrica del modelo. Por ende el grado de detalle del modelo depende del tamaño de la celda y del número de celdas empleadas. A menor tamaño de celda mayor será la resolución del modelo, lo cual se traduce en una mejor descripción de la heterogeneidad del yacimiento. Sin embargo, el tamaño óptimo de la celda se determina al procesar varios casos con diferentes tamaños de celdas, tomando en cuenta una relación entre la velocidad de procesamiento de la información, dado por los equipos y la resolución necesaria para realizar el estudio.

Por su parte, la red o grid es un arreglo espacial regular de puntos creado virtualmente para funcionar como armazón del modelo y está compuesta por nodos

geométricamente análogos a los vértices de una estructura tridimensional, sobre la cual descansa espacialmente ordenadas las celdas. (Figura N° 17).

De esta manera, los modelos son construidos con parámetros, utilizando un software que permita simular el estado estático medido del yacimiento mediante la interpolación o simulación de facies geológicas y sus propiedades petrofísicas dentro de un volumen 3D. Este proceso entre las observaciones presentadas ampliamente espaciadas requiere de conocimiento geológico, sedimentológico, geomorfológico y tectónico para replicar con éxito ambientes geológicos.

Modelos Geológicos Determinísticos Vs Estocásticos

Los modelos geológicos se clasifican en determinísticos y estocásticos. Una primera aproximación a la definición de modelo determinísticos se puede esbozar; cuando en el proceso de construcción de un modelo los espacios indeterminados son completados empleando técnicas de mapeo simple (Shepherd, 2009). Por lo que se supone existe una única manera de describir la geología del área entre los pozos, por lo tanto durante el proceso de modelado se genera de manera unívoca un producto.

De esta manera es posible aseverar que el modelo determinístico está definido en los siguientes aspectos; *Unicidad*; el modelo se genera a partir de datos particulares por lo tanto es único y *Determinación*: el modelo se genera a partir de relaciones no probabilística, por lo cual no está asociado a una medida de error.

Por otro lado, cuando se emplea métodos probabilísticos o estocásticos se simulan modelos geológicos de yacimientos a través de relaciones estadísticas las cuales generan muchas realizaciones a partir del modelo, por ende la realización no es única y cada una de ellas es igualmente posible y probable.

Existen dos tipos de modelados estocásticos dependiendo del tipo de algoritmo usado. Los algoritmos basados en objetos (*object modeling based algorithm*) en donde la computadora inserta objetos gráficos previamente diseñados representado macroformas sobre una litología de fondo como la lutita. (Figura N° 18).

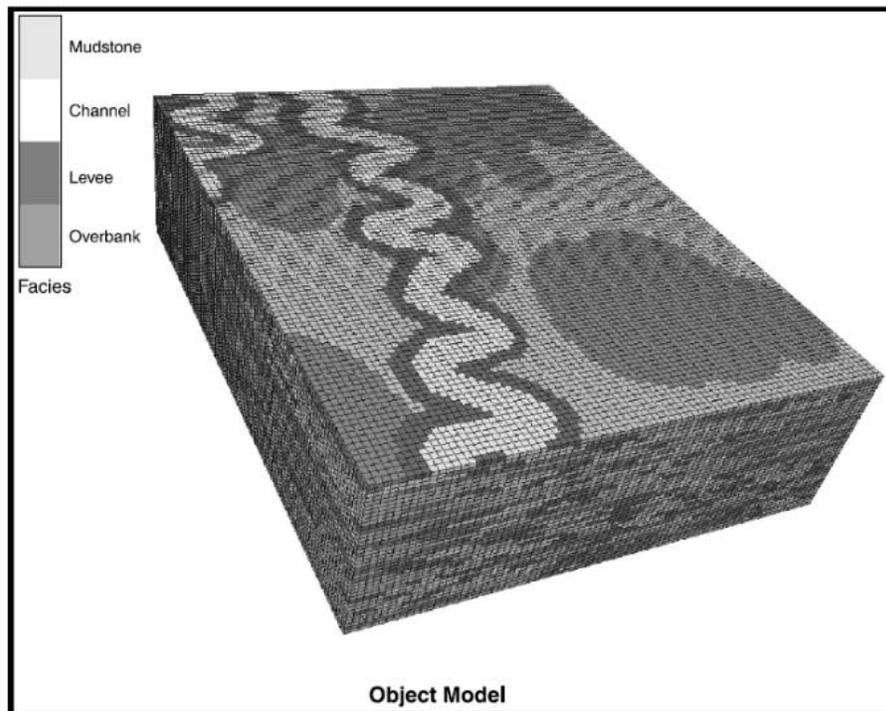


Figura 18. Modelo de litofacies generado usando métodos basados en objetos. (Tomado de Shepherd 2009).

Y los algoritmos basados en píxeles, en los que la computadora asigna valores individuales a las celdas usando métodos estocásticos, en algoritmos como *Sequential Indicator Simulation*, SIS por sus siglas en ingles. (Figura N° 19)

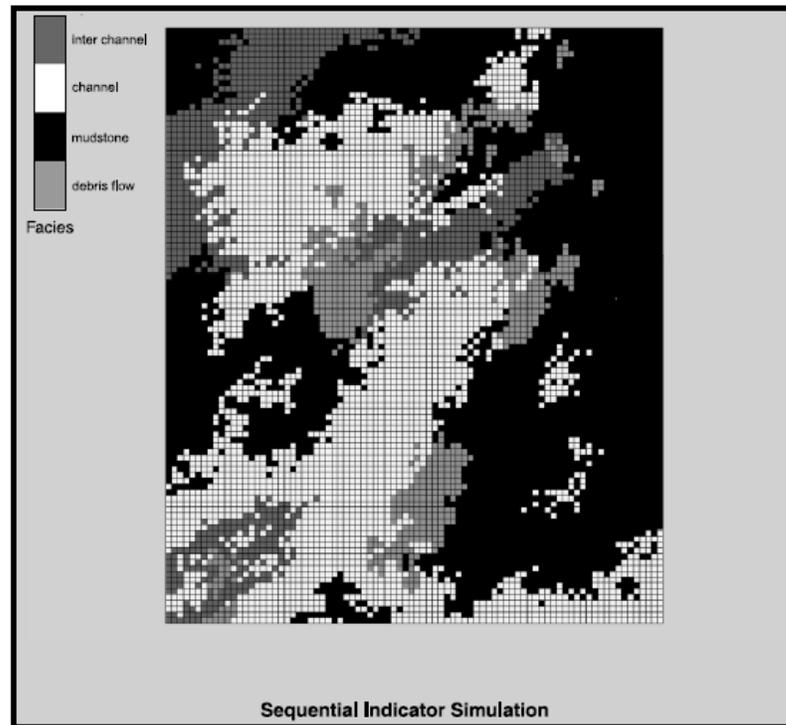
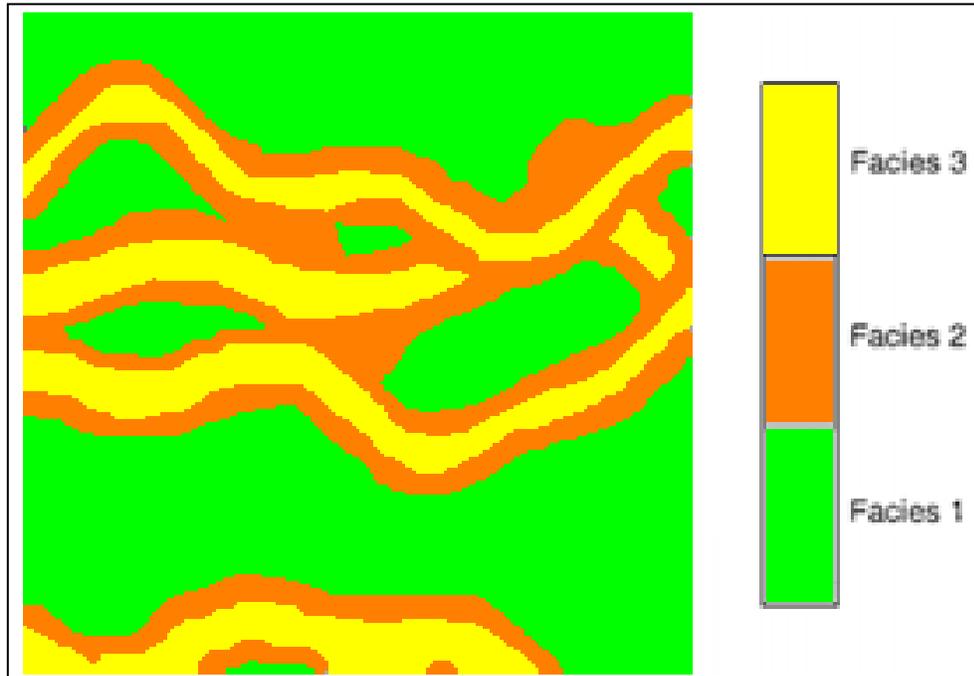


Figura 19. Modelo de facies generado empleando algoritmos basados en píxeles. Específicamente SGS. (Tomado de Shepherd 2009).

Imagen de Entrenamiento

Según Journel (2005) la imagen de entrenamiento es un modelo conceptual de un proceso aleatorio. Van den Boogaart (2006) la define como un modelo cuantitativo de la realidad estudiada. Mientras que (Boisvert, Pyrcz y Deutsch, 2007) señalan que es un elemento representativo del fenómeno espacial (yacimientos, depósito mineral, etc) que se desea simular. Figura N° 20.



**Figura 20. Vista en planta de una imagen de entrenamiento representativa de canales fluviales.
Modificado de Strebelle (2002)**

En otras palabras, la imagen de entrenamiento es una representación simplificada de la geología de yacimiento, es decir, un modelo conceptual. En ella se muestran las relaciones entre las diferentes facies así como su geometría. (Caers y Zhang, 2002).

En este sentido la imagen de entrenamiento reemplaza al variograma como medida de la heterogeneidad del yacimiento, puesto que contiene entre sí misma múltiple información y patrones que serán reproducidos en el set de realizaciones del modelo de yacimiento.

Fundamentos de la Geoestadística

Los estudios relativos a la estadística habitual se basan en el estudio de las variables aleatorias. La noción de variable aleatoria solo tiene un sentido concreto si se cumplen las dos condiciones siguientes:

1. Posibilidad, por lo menos teórica, de repetir indefinidamente el experimento que atribuye un valor numérico definitivo a la variable aleatoria.
2. Independencia mutua de estos experimentos: el resultado de uno de estos no puede estar de ninguna manera influenciado por el resultado de los experimentos precedentes.

Sin embargo, las variables que representan los fenómenos geológicos no pueden verificar estas dos condiciones. La primera condición requiere que el experimento sea repetible, es decir, si tomamos una muestra del yacimiento en un punto A es imposible tomar otra muestra en ese mismo punto. Si la muestra fuese tomada en un punto cercano denominado A' existe la posibilidad de que esta se haya formado en condiciones distintas a la primera muestra dependiendo de la continuidad y heterogeneidad del yacimiento, por lo cual es irrepetible.

Por su parte, la segunda condición requiere que exista independencia mutua entre cada experimento. Sin embargo, al tomar la muestra A se altera su entorno y condiciones por lo que la muestra A' tomada estará alterada por la primera medición. No obstante, en el estudio de fenómenos geológicos no basta con saber con qué frecuencia se repite una condición dada en un yacimiento. Es también importante saber de qué manera estas condiciones se suceden en el espacio (regionalizado), como por ejemplo, cual es el tamaño y la posición de las zonas explotables, la heterogeneidad del área, entre otros. En otras palabras, los fenómenos geológicos varían espacialmente y la medición de estos altera en sí mismo al fenómeno por lo que está condicionado y no es aleatorio. Por ende no parece no poder ser estudiado en

función de variables aleatorias. Por tales motivos, Matheron (1965) definió la geoestadística como el estudio de la teoría de las variables regionalizadas aplicadas al área de las ciencias geológicas.

Al basarse en este concepto, se reconoce de manera implícita que las propiedades del yacimiento, en varias posiciones de la red (grid), son desconocidas o inciertas, por lo tanto cada propiedad de interés en cada celda se convierte en una variable aleatoria cuya variabilidad esta descrita por una función de distribución. Esta función de distribución tiene dos características o aspectos fundamentales: un aspecto estructurado que se puede estimar mediante relaciones determinísticos y otro aspecto aleatorio el cual solo puede ser inferido a partir de relaciones probabilísticas y por lo tanto no puede ser determinado con precisión (Samper y Carrera, 1989).

En la actualidad los métodos geoestadísticos son ampliamente usados para construir modelos geológicos tridimensionales también llamados modelos geocelulares. Estos métodos permiten construir modelos heterogéneos y con vías de flujos complejas o realistas. (Samper y Carrera, 2009, p. 159). Figura 21.

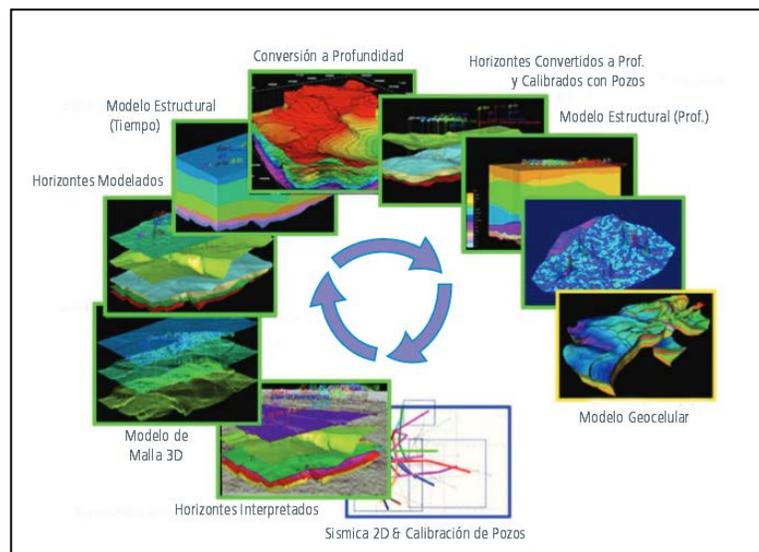


Figura 21. Esquema de la construcción del Modelo Geocelular 3D (Adaptada de PEMEX).

CAPÍTULO IV

METODOLOGIA.

El esquema metodológico empleado en este estudio es el siguiente: (Figura 22).

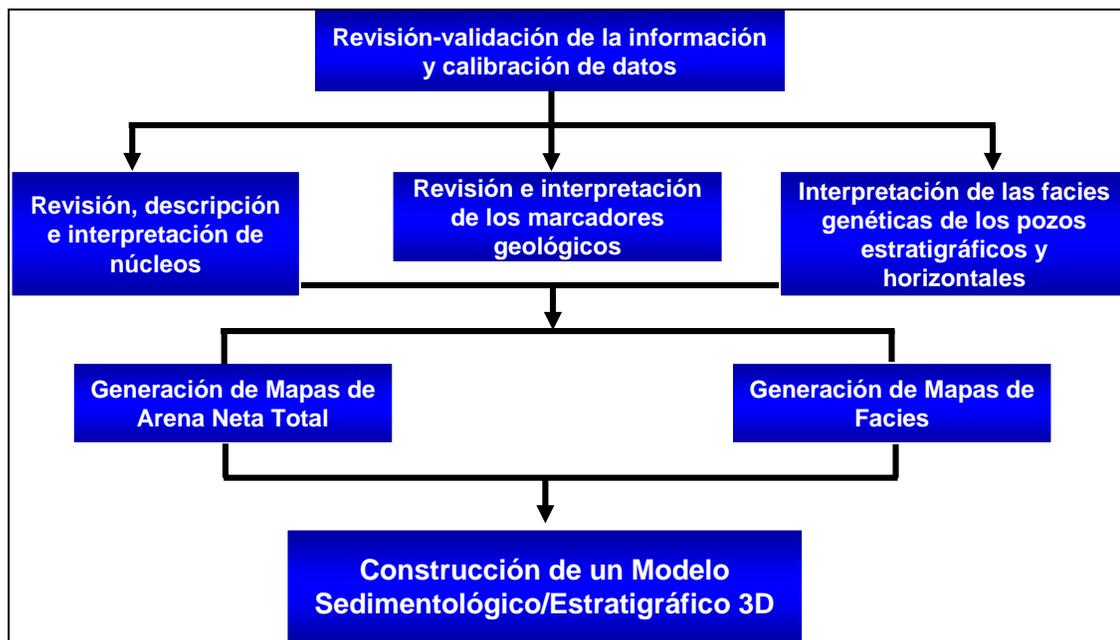


Figura 22. Esquema metodológico.

4.1 COMPILACIÓN Y REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA, VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN Y CALIBRACIÓN DE DATOS.

En esta fase se realizó una compilación y revisión técnica de los artículos presentados en la bibliografía y se sintetizó toda la información proveniente de reportes técnicos, mapas preexistentes de arena neta total, datos de pozos, sísmica, análisis petrofísicos

relacionados a las unidades estratigráficas del campo de Petrocedeño, a fin de obtener un conocimiento general del área de estudio (Tabla 1).

Tipo de dato		No	Detalle	Fuentes
Información de pozos	Pozos Verticales	138	Registros Caliper, Rayos Gamma, Resistividad, Porosidad, Neutrón, Densidad, Sónico, Dipolar	Compañía Petrocedeño
	Pozos Desviados			
Petrofísica	Modelo Petrofísico	NA	Registros: Volumen de arcilla, Porosidad efectiva, Saturación efectiva, Permeabilidad	Compañía Petrocedeño
Estratigrafía y Sedimentología	Topes Estratigráficos	NA	Interpretados a partir de registros de pozos, calibrados con núcleo y sísmica	Interpretación de Petrocedeño (2013)
	Descripción de núcleos e interpretación de facies			
	Mapa de Distribución de Arena total	16	Mapas ANT y ANP para cada unidad estratigráfica	
Modelo Estructural	Fallas	16	Stick faultformato txt	Compañía Petrocedeño
	Líneas sísmicas	5	Superficies estructurales en formato Zmap con la interpretación sísmica y calibración con pozos	
	Mapas estructurales	16		

Tabla 1. Descripción de la base de datos usado en este trabajo

4.2 REVISIÓN, DESCRIPCIÓN E INTERPRETACIÓN DE NÚCLEOS.

El estudio de facies y su asociación en la secuencia lateral y vertical, es el único modo de establecer el ambiente depositacional y por lo tanto la reconstrucción de la paleogeografía. Las facies descritas y definidas en los núcleos son la base para comenzar este trabajo y en ausencia de núcleos es necesario utilizar la comparación de núcleo-perfil eléctrico y así poder correlacionar todos los pozos de campo.

De los 40 núcleos existentes en el campo de Petrocedeño se encuentran localizados 03 núcleos en el área de estudio (Figura 23). Se procedió a la revisión, descripción e interpretación de las facies sedimentarias de las unidades informales de la Formación Oficina en los núcleos de Petrocedeño y la identificación de límites de secuencias, con el fin de obtener evidencias del marco depositacional de los cuerpos sedimentarios y redefinir la evolución estratigráfica y sedimentológica.

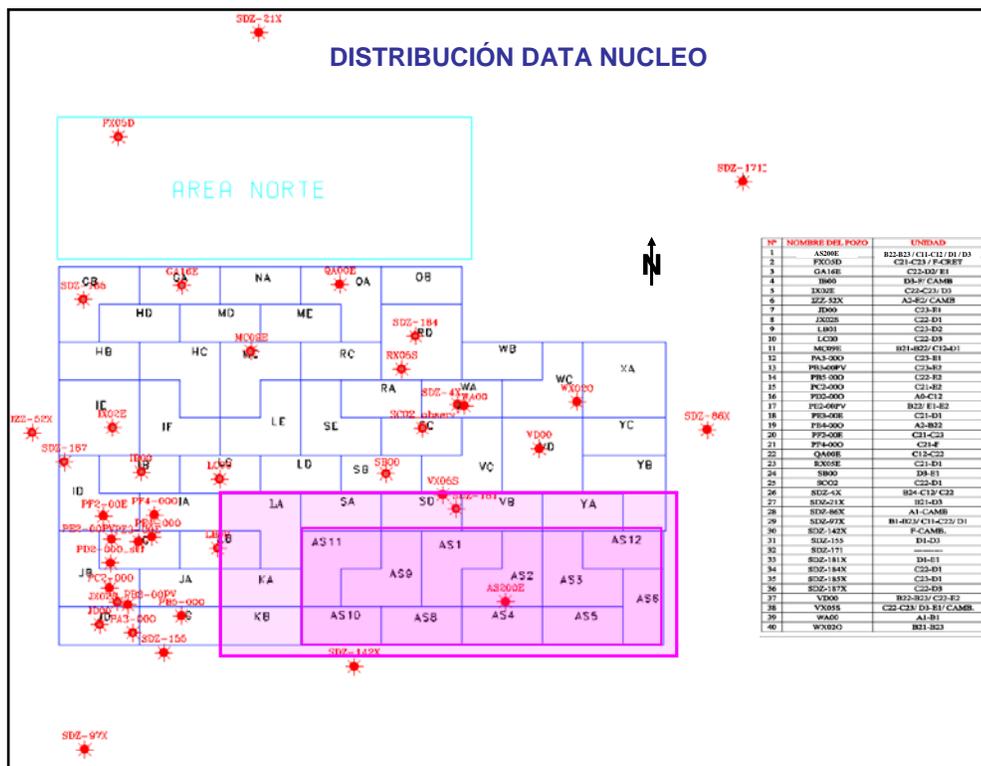


Figura 23. Ubicación de los pozos con muestra de núcleo en Petrocedeño y la zona morada muestra la ubicación del área de estudio.

Se realizó una descripción detallada en las muestras de núcleo del tipo de litología, identificación de las litofacies, estructuras sedimentarias, icnofauna, textura de los granos, impregnación de hidrocarburo, es decir, todas las características físicas y

químicas que indican ciertas condiciones de sedimentación, reflejando un proceso particular, así como, un conjunto de condiciones o ambientes específicas. Esta descripción se realizó a través, de un análisis visual tanto macro a simple vista como micro utilizando una lupa estereoscópica, para determinar el tipo y tamaño del grano y así obtener una mayor precisión en las características más importantes, diferenciando cada litofacies y comprobando la relación entre la interpretación del registro del núcleo y las facies encontradas a las mismas profundidades.

En Petrocedeño se han descrito 10 tipos de litofacies, identificadas principalmente en la litología, el tamaño de grano, la textura, contenido de hidrocarburo, icnofósiles, estas 10 litofacies se encuentran desde arena de granos más grueso a fino, arenas heteroólicas, hasta lutitas carbonosas a carbón, esta descripción está basada en la data de los núcleos y se han clasificado en dos grupos: litofacies reservorios (Figura 24) y litofacies no reservorios (Figura 25)

Litofacies Reservorios:

Scvc: Arena de grano grueso a muy grueso, subredondeado a redondeado, pobremente escogido, masiva a estratificación cruzada, presencia de pebbles siliciclásticos ricos en caolinita flotando localmente. El contenido de petróleo varía entre moderado a excelente.

Sm: Arena de grano medio, masiva a estratificación cruzada, localmente podría presentar interestratificaciones de caolinitas y capas de lutitas. Abundante bioturbación dominada por la *Ophiomorpha*. El contenido de petróleo es excelente.

Sfm: Arenas de grano fino a medio, con granos gruesos disperso, masiva a estratificación oblicua y cruzada de bajo ángulo. Interestratificación de caolinita

regularmente espaciados e intervalos limolíticos con clastos de lodos. La bioturbación es ausente. El rango de contenido de petróleo varía de muy buena a moderada.

Sf: Arenisca de grano fino, El contenido. La bioturbación es rara a ausente. El contenido de petróleo varía de bueno a pobre.

Svf: Interestratificación de arenisca de grano fino a muy fino de color marrón claro e intervalos caoliníticos limosa regularmente espaciada y clastos caoliníticos lodosos, la presencia de bioturbación es escasa a ausente.

LITOFACIES RESERVORIO

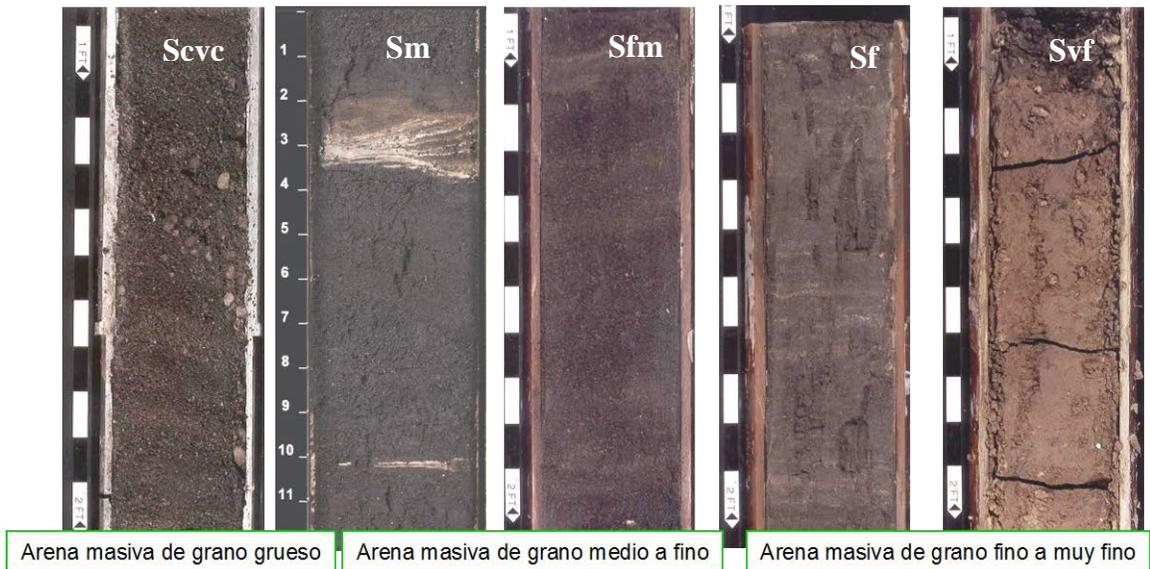


Figura 24. Litofacies reservorio del campo Petrocedeño. (Definidas por Velázquez, 2002).

Litofacies no reservorios:

Hs: Arenisca de grano fino a muy fino (80%) con lutitas grises laminadas (20%). Presencia de fragmentos de raíces. La bioturbación es moderada dominada por la

Ophiomorpha y *Terebellina*. El contenido de petróleo varía de moderada a muy pobre.

HI: Lutitas grises laminadas (70%) con areniscas de grano muy fino (30%), presencia de fragmentos de raíces. La bioturbación varía desde moderada a abundante. La icnofabrica es dominada por la *Ophiomorpha*, *Planolites* y *Teichichnus*.

SHI: Lutitas finamente laminadas de color marrón a gris oscuro. Podría presentar fragmentos de raíces. El grado de bioturbación es moderado a abundante desarrollo por *Planolites* y *Teichichnus*.

SHm: Lutitas masivas de color gris claro a blanco. Presencia de raíces *in situ* y fragmentos de raíces. La bioturbación es escasa a ausente.

Coal: carbón a lutita carbonosa.

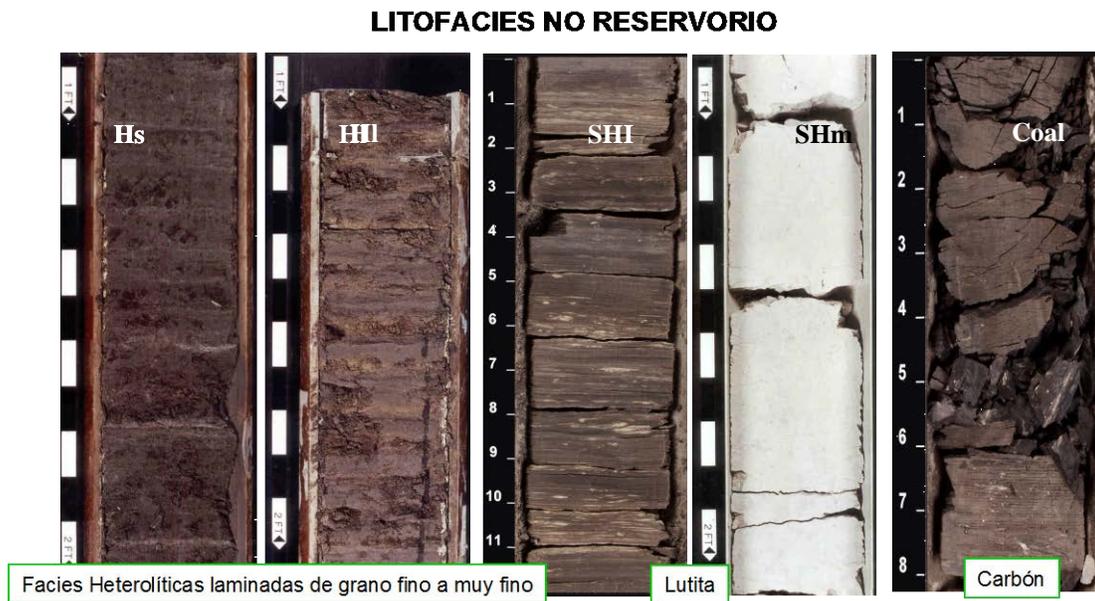


Figura 25. Litofacies no reservorio del campo Petrocedeno. (Definidas por Velázquez, 2002).

Después de haber descrito cada uno de las litofacies en las muestras de núcleo, se procedió a identificar genéticamente las *asociaciones de facies* de acuerdo al patrón de apilamientos de las litofacies y a un modelo sedimentológico establecido. Las facies genéticas principales interpretadas de base a tope son las siguientes:

- **Canales Entrelazados:** es el resultado del relleno de sedimentos transportados como carga de fondo de múltiples canales interconectados dentro de los límites del valle de un río. Se han identificados en las arenas D2, D3, E1, E2 y F, a través de las litofacies Scvc, Sm hacia la base y hacia el tope Smf y Sf, generando una configuración de tamaño de grano grueso a medio en la base y fino hacia el tope, se evidencia también en la respuesta de los registros eléctricos (Core-Gamma) presentando una configuración granodecreciente y en algunas zonas se evidencia secuencias masivas. Muestra buena comunicación tanto vertical como lateral presentando riesgo de producción de agua por el acuífero activo existente. (Figura 26).

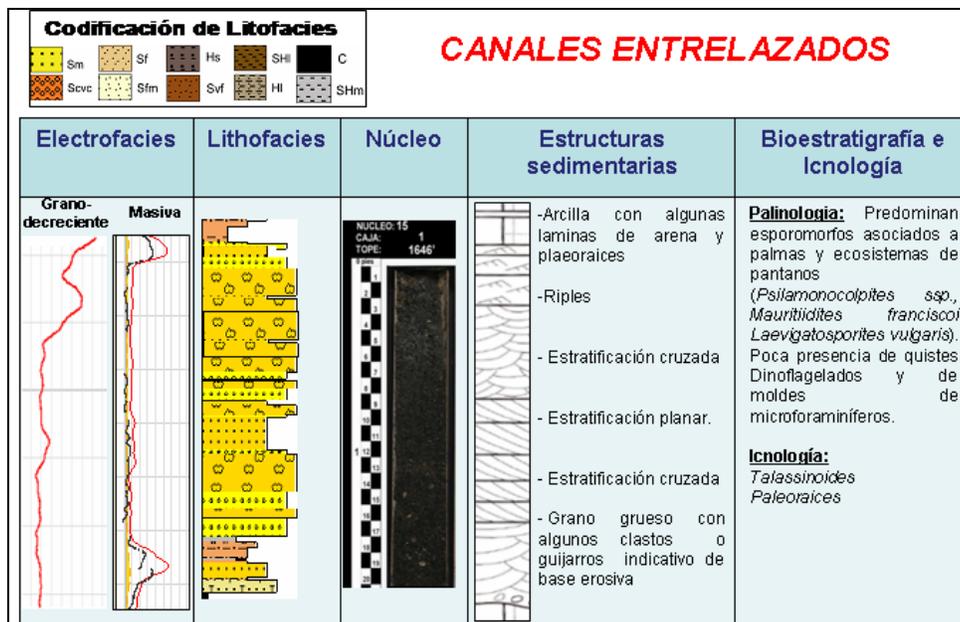


Figura 26. Características sedimentológicas de un canal entrelazado

- Barras de Meandro:** se han identificado en las arenas D1 a través de la presencia de las litofacies Sm hacia la base y Smf a Sf hacia el tope, el cual se evidencia también en la respuesta de los registros eléctricos (Core-Gamma) presentando una configuración granodecreciente. Presentan moderado escogimiento. Los espesores de arena oscilan entre 30 hasta 60 pies. Presenta heterogeneidades internas debido a que la barra se componen de conjuntos de acreciones laterales, el cual son depositados durante la migración del canal. (Figura 27).

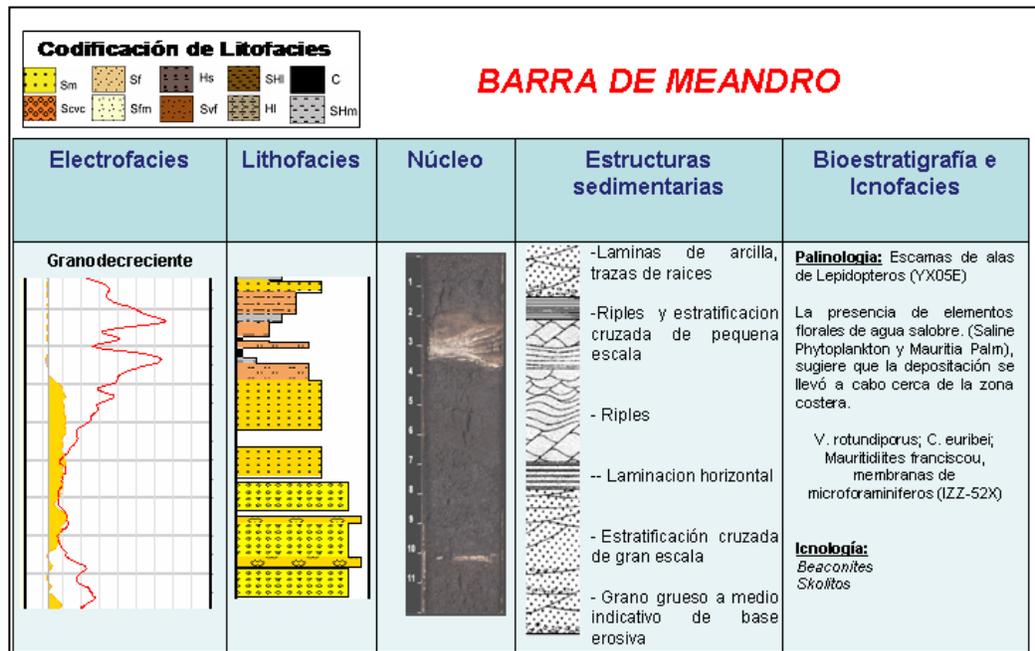


Figura 27. Características sedimentológicas de una barra de meandro

- Canales de Marea:** se han identificado en las arenas C2 y C1 a través de las litofacies Sm, Sfm hacia la base y hacia el tope Smf y Sf, generando una configuración de tamaño de grano medio en la base y fino hacia el tope, el cual se evidencia también en la respuesta de los registros eléctricos (Core-Gamma) presentando una configuración granodecreciente en general.

Presentan delgadas capas de arcilla, carbón y raíces entre las capas de arena. Estos canales distributarios frecuentemente se encuentran erosionando las barras de marea. Son reservorios de bajo caudal. Los espesores de las arenas son delgados, oscilan entre 20 a 30 pies. Heterogeneidad de las arenas debido a la variación del tamaño de grano (Figura 28).

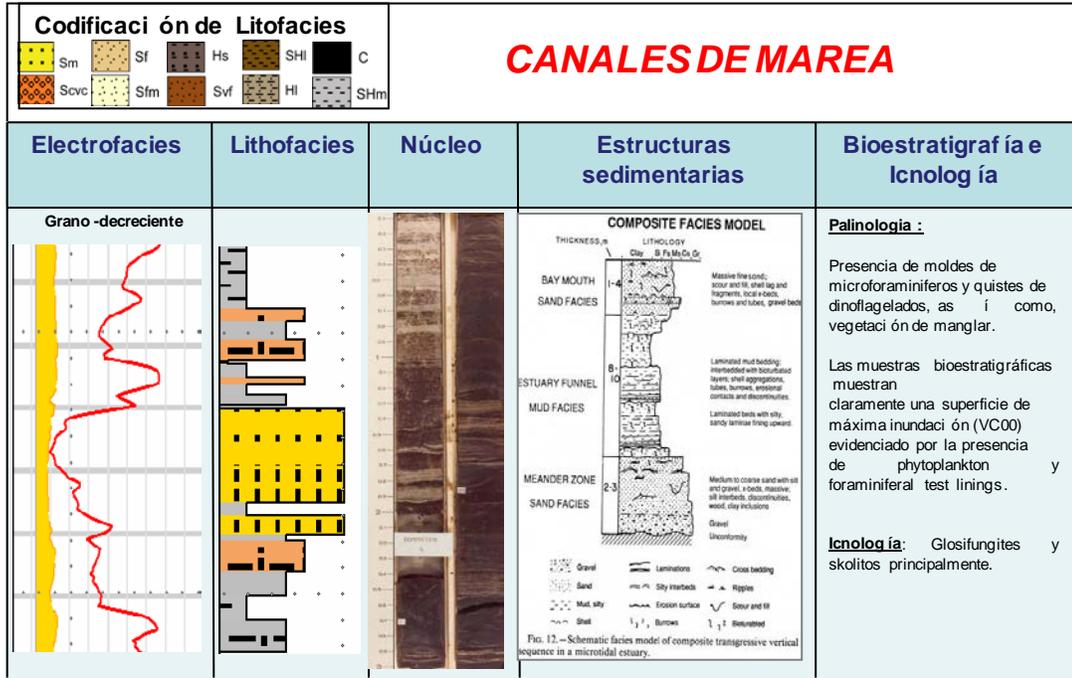


Figura 28. Características sedimentológicas de un canal de marea

- Barras de Marea:** estos reservorios se han identificado en las arenas C (zona de transición) estos depósitos de arena son de granulometría fina con Interestratificación de arcilla, generando una configuración granocreciente, comenzando de base a tope por litofacies SHI, HI y Hs hasta llegar al tope Sf, Sfm, Sm con Bioturbación moderada a abundante, se evidencian estructuras sedimentarias producto a la influencia de la marea como los mud drapes, ripples, estratificación cruzada, estratificación lenticular y flaser, así como

también los ciclos mareales (neap-spring) etc. Se depositaron bajo una secuencia transgresiva. (Figura 29 y 30).

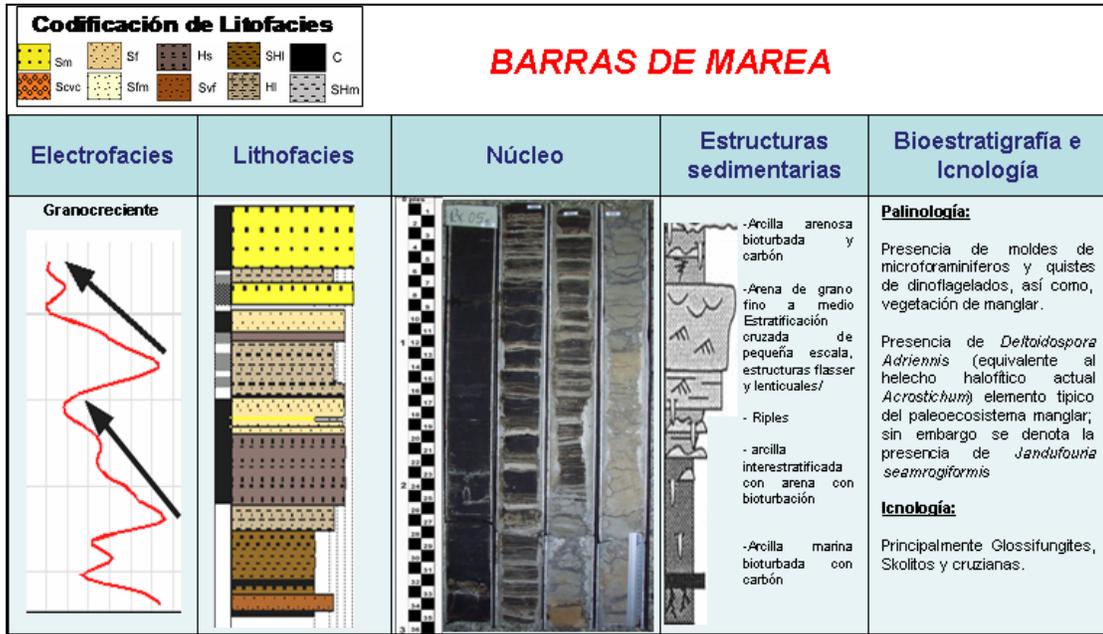


Figura 29. Características sedimentológicas de una barra de marea

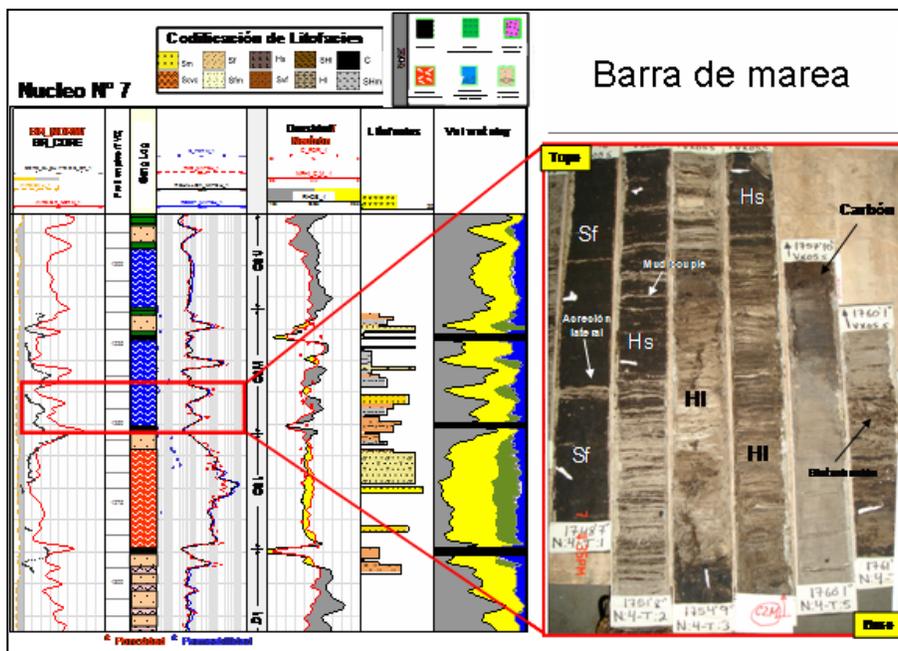


Figura 30. Características sedimentológicas de una barra de marea

- Abanicos de roturas:** estos reservorios se han identificado en casi todas las unidades estratigráficas de Petrocedeño, estos depósitos de arena se forman en épocas de avenida produciendo fisuras en los diques, a través de las cuales el agua circulará hacia la llanura de inundación. En estas zonas se produce, entonces, un depósito de sedimentos cuyo grosor puede ser incluso superior al del material de los diques; suelen ser arenas de grano medio a fino, que alternan con limos arenosos y arcillosos, generando una configuración granocreciente, comenzando de base a tope por litofacies SHI, Hl y Hs hasta llegar al tope Sf, Sfm, Sm con Bioturbación moderada, presentan espesores entre 3 a 10 pies promedio (Figura 31).

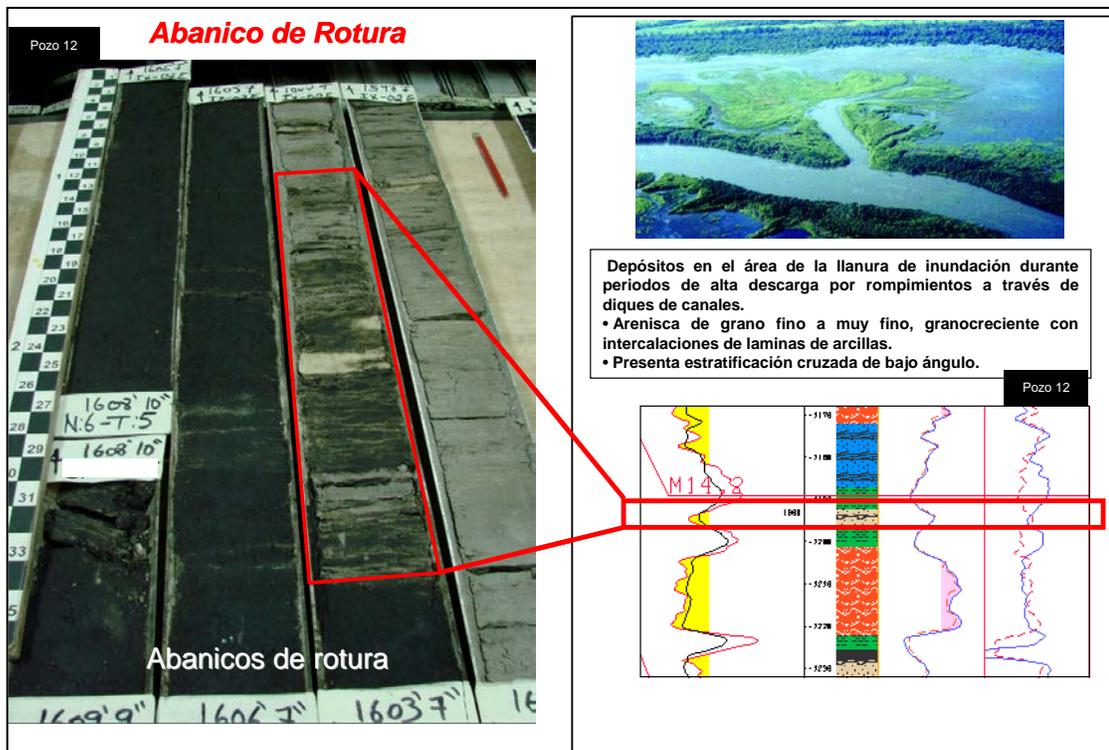


Figura 31. Características sedimentológicas de un abanico de rotura.

- Llanura de inundación:** estas facies no reservorios se han identificado en todas las unidades estratigráficas de Petrocedeno, se caracteriza por la depositación de sedimentos finos de suspensión ricos en materia orgánica, en esta zona se encuentran formaciones de varios tipos de arena formados por actividades de los procesos fluviales como son los abanicos de rotura, canales abandonados y barras de meandros, las litofacies características son SHI, SHm, HI con algunas intercalaciones de Sf, Sfm, con Bioturbación moderada a abundante y foraminíferos bentónicos. (Figura 32).

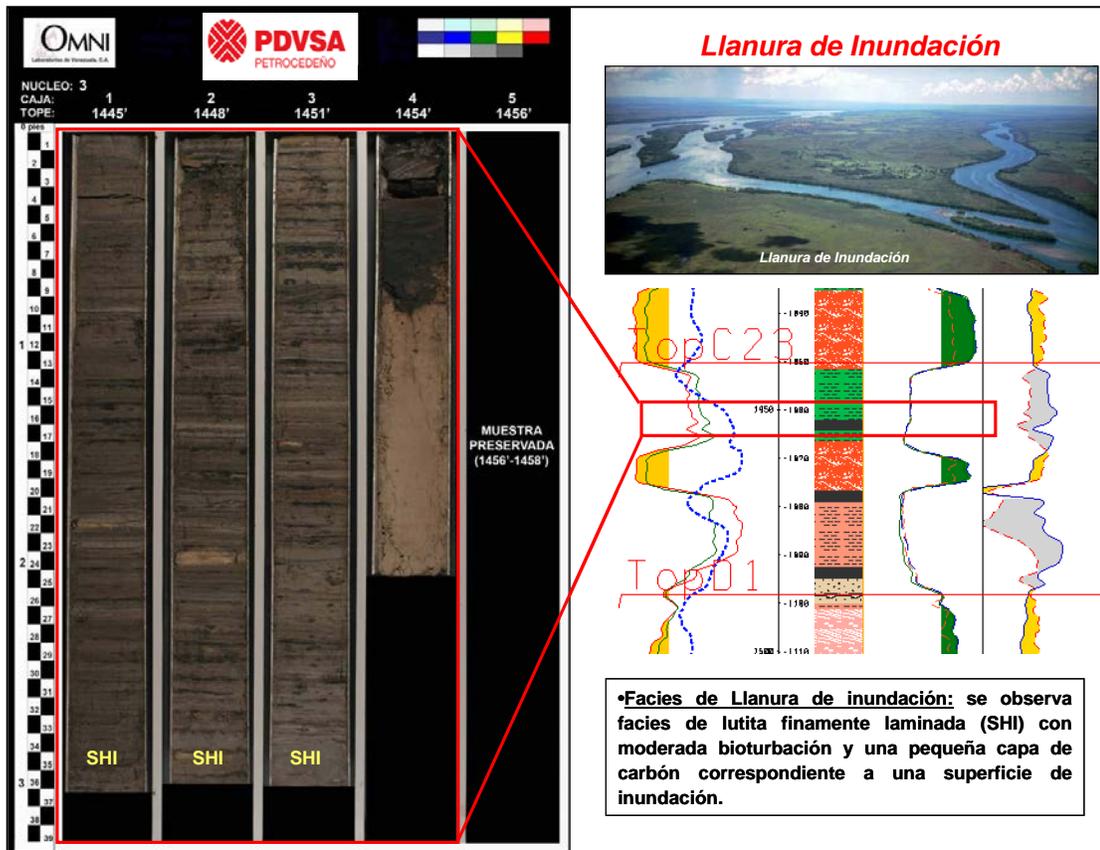


Figura 32.- Características sedimentológicas de una Llanura de Inundación.

4.3 REVISIÓN Y VALIDACIÓN ESTRATIGRÁFICA Y CALIBRACIÓN CON LA SÍSMICA.

La revisión y validación de las interpretaciones de los topes en los pozos verticales e inclinados que se encuentra en el área de estudio fue necesaria y justificada debido a la nueva data como son nuevos pozos estratigráficos, nuevo procesamiento de la sísmica y una mejor interpretación estructural, calibraciones de pozos horizontales, nuevas evidencias de núcleos, lo cual implica un mejoramiento de la coherencia de las correlaciones cronoestratigráficas, logrando mejorar el modelo sedimentológico y secuencial de las arenas en estudio. La identificación de las superficies estratigráficas está basada en la interpretación de las asociaciones de facies, su distribución estratigráfica, patrón de apilamientos, correlaciones bioestratigrafías e interpretación sísmica.

Este procedimiento se realizó en el módulo *Correlation* de la aplicación *Stratworks*, a través de la correlación entre pozos se identificaron las secuencias de los eventos geológicos, los límites de secuencias y la posible superficie de máxima inundación, validando la ubicación de los marcadores geológicos amarrado con la interpretación de los núcleos y la interpretación sísmicas.

Secciones estratigráficas/estructurales reflejando variaciones de facies:

Se realizaron secciones estratigráficas y estructurales a lo largo y ancho de toda el área de estudio, en dirección a la depositación de los cuerpos sedimentarios (SO-NE) (figura 33), en dirección perpendicular a dichos cuerpos (SE-NO) (figura 34), así como también en direcciones aleatorias como control de calidad, se correlacionaron las facies sedimentarias observando grandes cambios laterales y verticales confirmando las variaciones de sedimentación a lo largo de los depósitos.

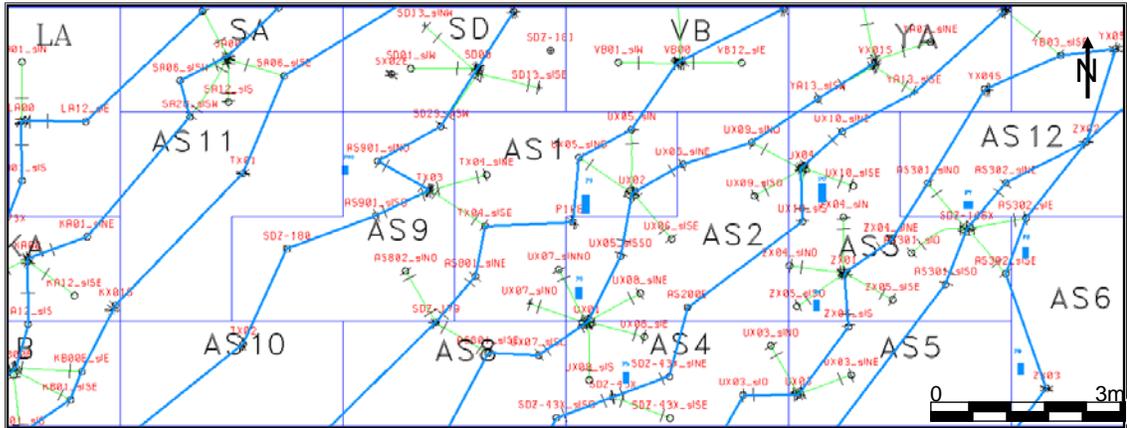


Figura 33. Líneas de secciones en dirección a la deposición SO-NE.

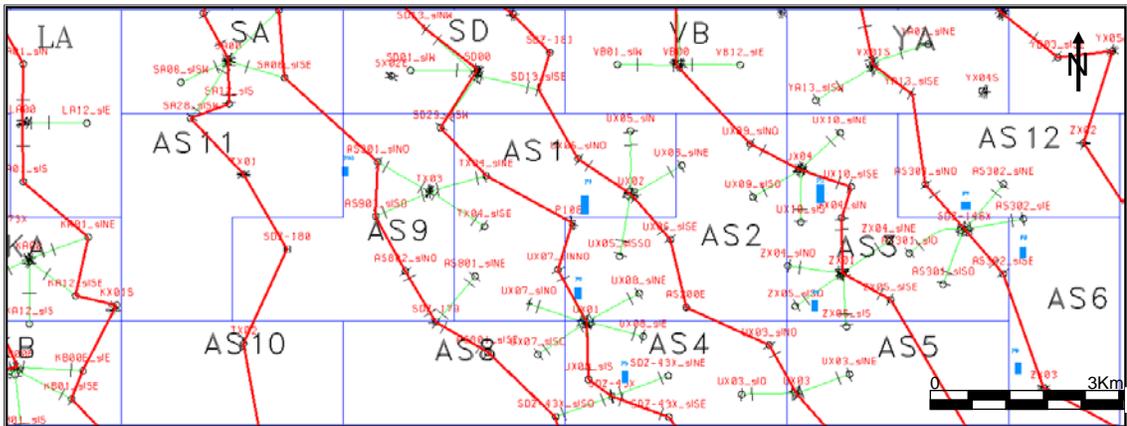


Figura 34. Líneas de secciones en dirección perpendicular a la deposición SE-NO.

La sedimentación que representan las unidades de estudio se caracterizan por tener de base a tope facies homogéneas hasta heterogéneas y a su vez presentan facies heteroleíticas, entre las variaciones verticales se observaron canales amalgamados, canales erosionando barras de mareas, secuencias de barras de mareas apiladas entre sí y entre las variaciones horizontales se puede observar cambios bruscos de facies arcillosas a muy cortas distancias representando zonas de isla de las barra de los

canales entrelazados, cinturones de delgados canales, angostos canales incisos con grandes sinuosidades generando dificultades al momento de mantenerse a lo largo de un reservorio de toda la sección lateral en un pozo productor.

Todas estas correlaciones fueron validadas con la sísmica 3D, tomando en cuenta la estructura de la zona (fallas, plegamientos, alto estructural, cambios de buzamientos) y confirmando que la interpretación geométrica de los cuerpos sedimentarios pertenezca a un mismo tiempo geológico, con el propósito de tener una mejor definición de los ambientes sedimentarios (Figura 36, 37 y 38). Estas correlaciones fueron realizadas para todos los pozos verticales e inclinados.

El reconocimiento de las superficies claves fue de gran importancia para el entendimiento del modelo depositacional en cada unidad estratigráfica de la Formación Oficina en un marco de la secuencia estratigráfica. Las superficies de inundación se expresan mucho mejor en la secuencias transicionales de límite de secuencia, ya que el efecto de erosión durante esta secuencia es pequeña o casi ausente.

En la secuencia transicional se ha reconocido una superficie de máxima inundación al tope de la unidad estratigráfica C1, ha sido caracterizada en los registros de pozos con valores máximos de rayos gamma y lecturas de baja resistividad, generalmente se observa una sección de lutita interpretado como una transgresión. Esta Superficie de Máxima Inundación (MFS) fue validada por núcleos, donde se observó una sección de arcilla de coloración marrón grisáceo, algunas veces con restos de conchas y nódulos de siderita indicativo de una superficie con un pico máximo de la transgresión (Figura 35).

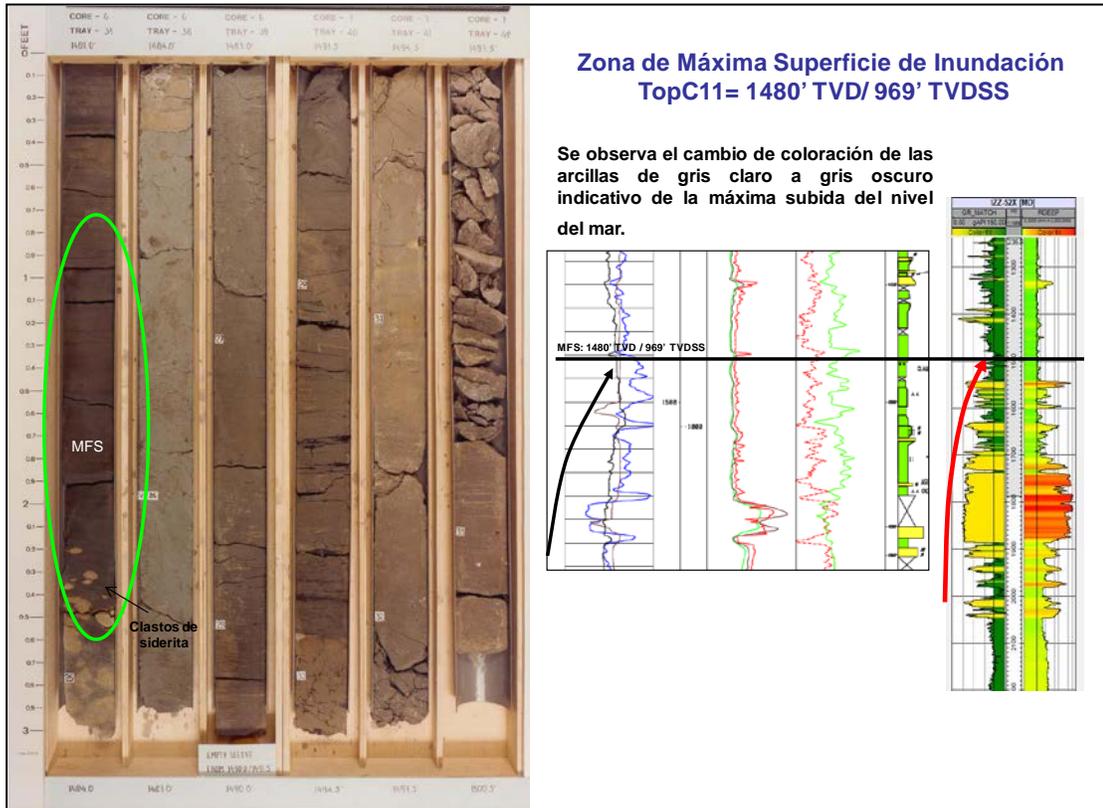


Figura 35.- Identificación de una superficie de máxima inundación en núcleo y registro eléctrico de Petrocedeno.

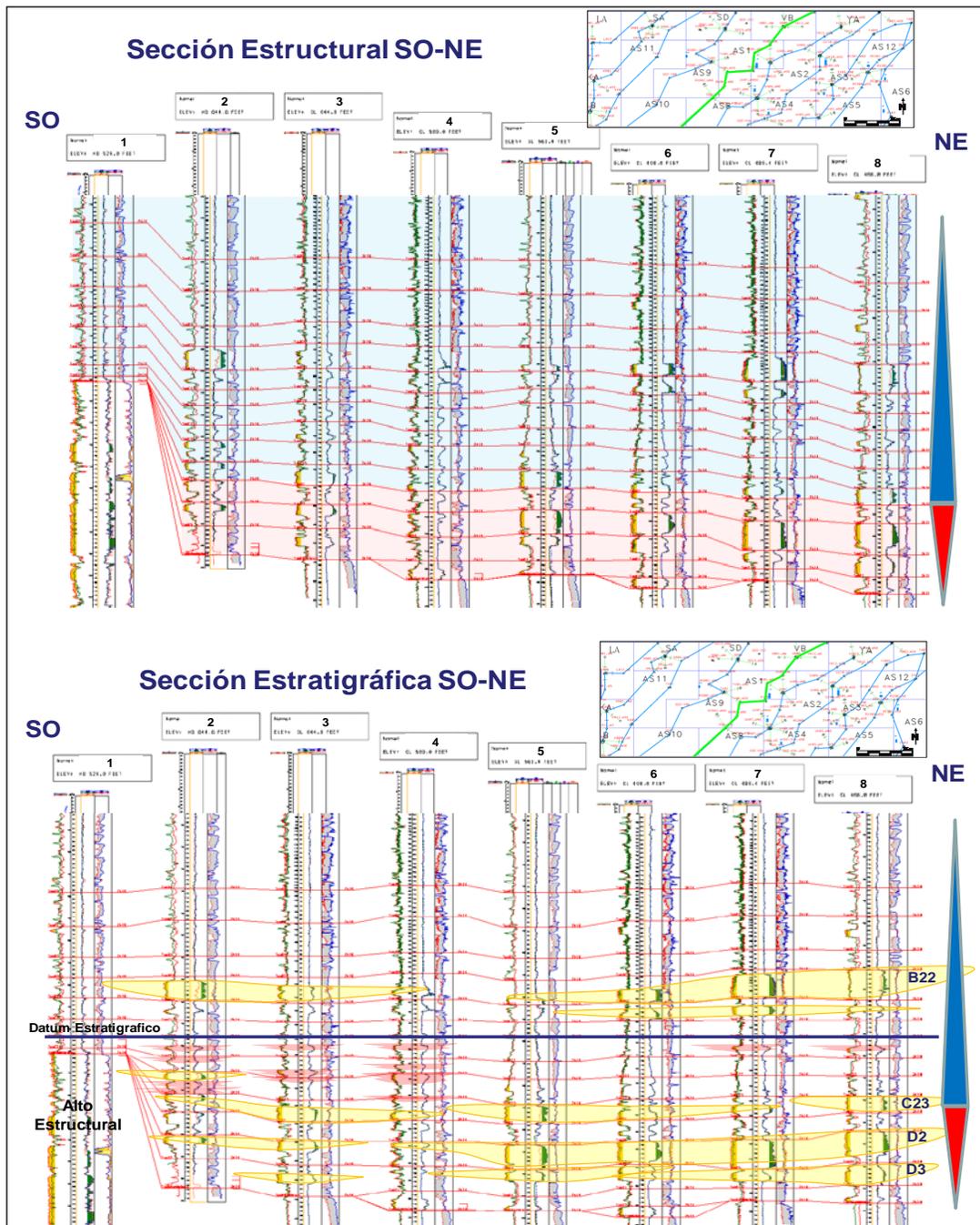


Figura 36.- Correlación Estructural (arriba) y Correlación Estratigráfica (abajo) en dirección SO-NE.

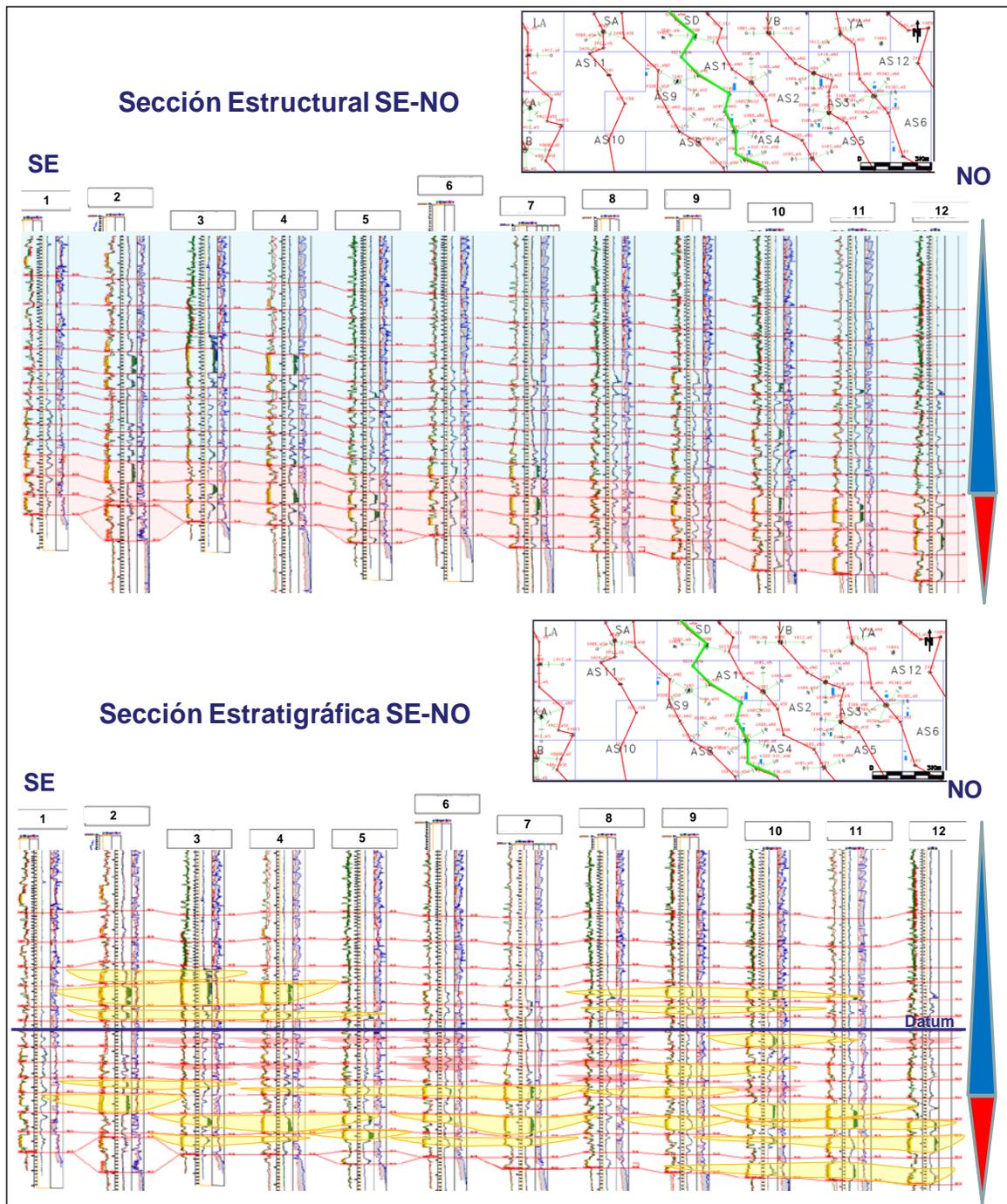


Figura 37.- Correlación Estructural (arriba) y Correlación Estratigráfica (abajo) en dirección SE-NO.

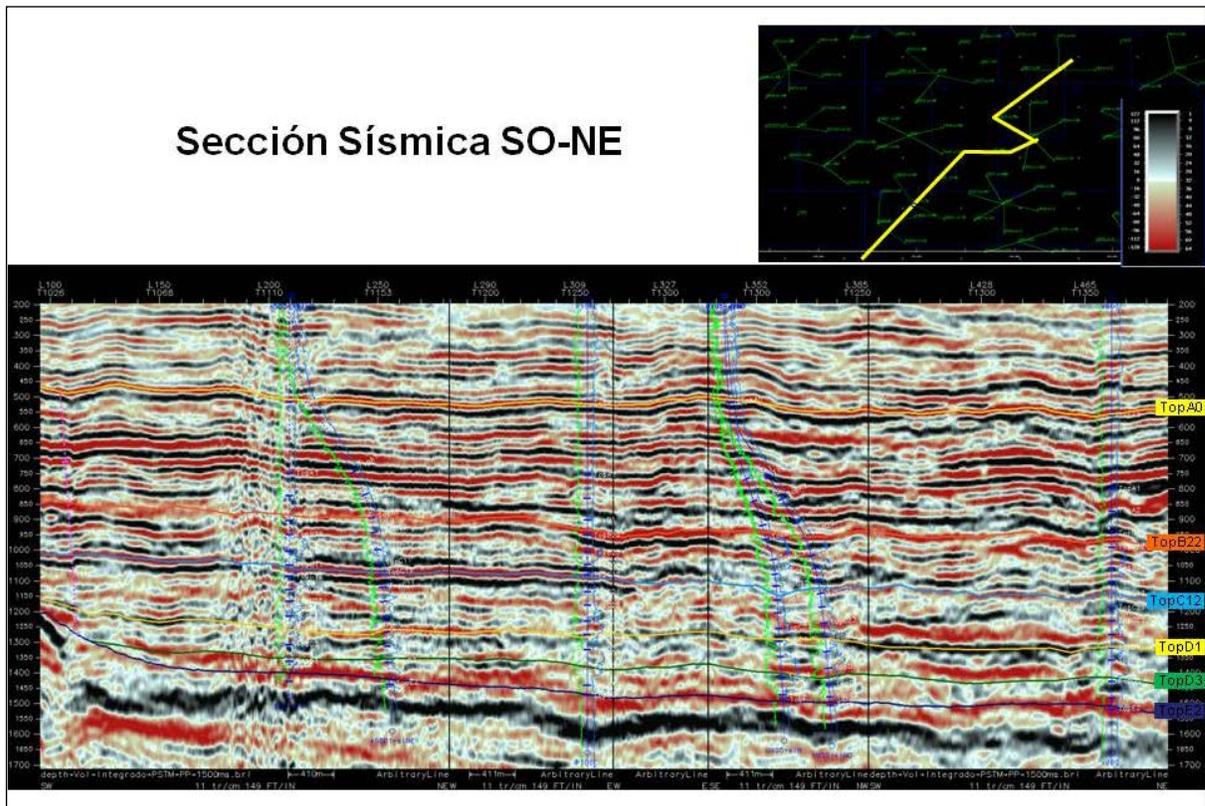


Figura 38.- Corte sísmico validando la correlación SO-NE.

La evolución de la secuencia a través del tiempo muestra un evento asociado a un sistema transgresivo, los cuales son controlados principalmente por los cambios relativos del nivel del mar junto a la configuración tectónica. La resultante es una continuidad de los depósitos de canales entrelazados amalgamados en su gran mayoría encontrándose con un punto de inflexión reflejado por depósitos heterolíticos haciéndose más arcillosos hacia el tope de la secuencia.

4.4 INTERPRETACIÓN DE LAS ASOCIACIONES DE FACIES EN LOS POZOS ESTRATIGRÁFICOS.

Luego de tener una buena calibración núcleo-perfil, identificado genéticamente las asociaciones de facies en los pozos verticales con muestra de núcleo y haber revisado y validado los marcadores zonales de los pozos estratigráficos, se llevo a cabo la extrapolación de esta información a todos los pozos estratigráficos restantes carentes de información de núcleos. Para esta fase se cuenta con 138 pozos entre verticales y desviados, los cuales fueron utilizados para interpretar las asociaciones de facies en toda el área de estudio.

La metodología implantada en esta fase se realizó interpretando los pozos de acuerdo a la geometría de las electrofacies, correlacionándolos a su vez con los pozos descritos en las muestras de núcleo. Esta interpretación de facies se construye utilizando la aplicación Litology de Stratworks siguiendo los siguientes pasos:

1. Se procede a seleccionar el pozo de interés y a configurar los parámetros iniciales para comenzar a revisar e interpretar la columna litológica, de la siguiente manera:
 - 1.1. Se seleccionan las curvas que se desean desplegar con sus respectivas escalas (Figura 39 y Tabla 2):

Curva	Rango de escala	Método
Gamma Ray	0 - 200	Linear
Rdeep	0.2 - 2000	Logaritmo
RHOB	1,65 - 2,65	Linear

NPHI	0 – 0,6	Linear
Volwet clay	0 - 1	Linear
Coal	0 - 1	Linear

Tabla 2. Parámetros de las Curvas de registros de pozo para la interpretación de la asociación de facies.

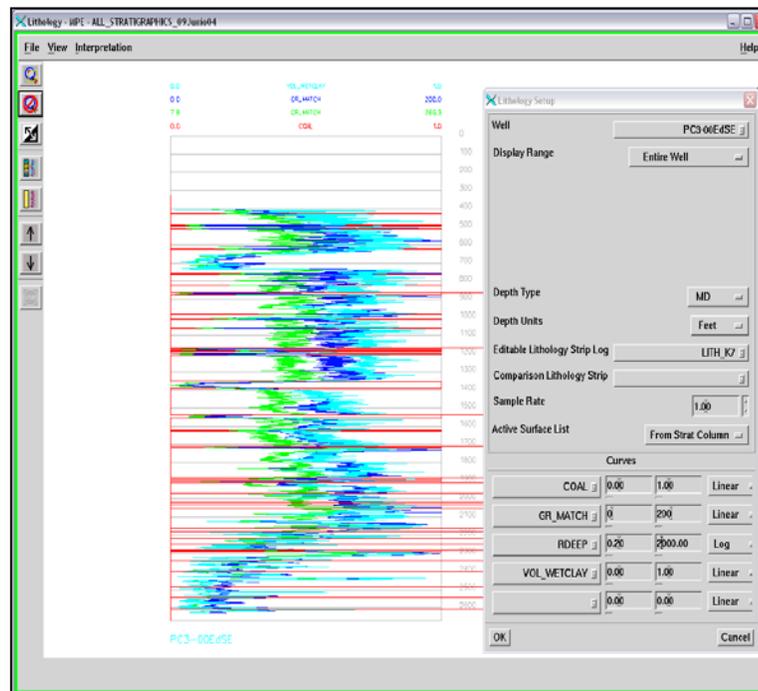


Figura 39. Configuraciones iniciales para elaborar Columna litológica.

1.2. Posteriormente, se elabora una lista con las distintas facies genéticas encontradas para la columna estratigráfica. Existe una codificación pre-establecida asociada a cada litofacies utilizada en la aplicación StratWorks (Ver tabla 3).

Código Genlog	Litofacies	Figura
4	Barra de Meandro	
6	Abanico de Rotura	
10	Llanura de Inundación	
7	Carbón	
2	Canales de Marea	
5	Barras de Marea	
3	Canales Entrelazados	
9	Llanura Aluvial	

Tabla 3. Codificación para la interpretación de la asociación de facies.

- Seguidamente se realiza la interpretación litológica de las diferentes facies genéticas presentes en el pozo de acuerdo principalmente a lo interpretado previamente en los núcleos, a su ubicación estratigráfica y configuración geométrica en posición vertical, siguiendo lo establecido en la tabla “Genlog Curve” (Tabla N°2), es decir, observando si la sucesión litológica muestra una configuración grano decreciente, en este caso las curvas de base a tope representa una figura de campana, se interpreta facies de canal, en el caso contrario, si las curvas de base a tope representa una configuración granocreciente o en forma de embudo, se interpreta facies de barra de desembocadura, (Figura 40 y Figura 41).

Cilindrico	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 amalgamiento entre otras secuencias grano-crecientes y grano-decrecientes.	Llanura de Inundación, Taludes Carbonáticos, Taludes Clásticos o Relleno de Cañones.

Figura 40. Identificación de facies por patrones de curvas de Potencial Espontáneo (SP) y Rayos Gamma (GR), dependiendo de la escala, el contexto y la tendencia. (Tomado de Walker y James, 1992).

De esta manera se crea para cada pozo una curva discreta con un número para cada asociación de facies que es la que utilizaremos en el momento de generar el modelo de facies.

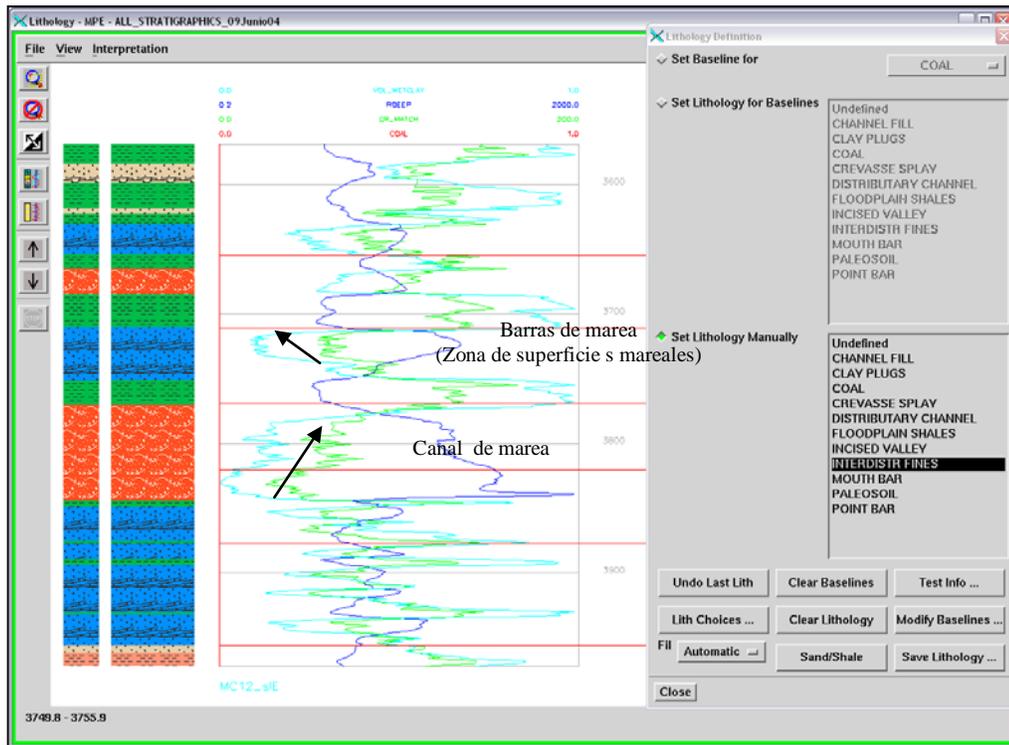


Figura 41. Interpretación de las facies genéticas a través de la aplicación Litology.

4.5 ELABORACIÓN DE LOS MAPAS DE ARENA NETA TOTAL, DE ARENA NETA PETROLÍFERA Y MAPAS DE FACIES O PALEOAMBIENTES.

La elaboración de los mapas arena neta total representan la distribución de las arenas en el momento de la depositación, estos mapas se realizan tomando en cuenta la interpretación petrofísica de los registros eléctricos de los pozos verticales e inclinados en cada una de las unidades estratigráficas. La elaboración de los mapas de facies representa la geometría y disposición de los cuerpos sedimentarios identificando cada una de las asociaciones de facies genética.

El procedimiento para la generación de estos tipos de mapas es el siguiente:

Mapa De Arena Neta Total

Se realizo en la aplicación *MapView* de *StratWorks*, se corrió en el programa el pointset tomando en cuenta el *Volwet clay* con un *cut off* ≤ 0.4 , así como también la curva del carbón < 1 , se genero el *point set* y un grillado con el método mínimos cuadrados (*Isochore*). Luego de haber configurado los parámetros, se comenzó editar los contornos dando la tendencia de la orientación de los cuerpos de arena utilizando a su vez las secciones estratigráficas/estructurales, así como también la información sedimentológica de los pozos horizontales con el propósito de definir con exactitud la tendencia de los cinturones de canales principales y secundarios (Figura 42).

Mapa de Arena Neta Petrolífera

Al igual que el mapa de ANT se realizo en la aplicación *MapView* de *Startworks*, sin embargo toma en cuenta como criterio o regla el límite mas bajo de la porosidad, la permeabilidad y el límite más alto de la saturación de agua, con el propósito de generar el espesor bruto del yacimiento que contribuye al recobro de petróleo. En el caso de los yacimientos de este estudio se tomo en cuenta los siguientes cut off: *Volwet clay* ≤ 0.4 , *Swe* < 0.6 y *Phie* ≥ 0.18 (Figura 42).

Los mapas de arena neta total y arena neta petrolífera se construyeron a partir de los parámetros de corte (*cutoff*) establecidos para el campo. Estos parámetros fueron definidos integrando datos de núcleo y de producción para definir el corte de volumen de arcilla, de saturación de agua y porosidad óptimo. La definición de cada valor de corte se determinó mediante la construcción de graficas de datos de núcleo de cada propiedad petrofísica (*Vsh*, *phie* y *Sw*) y la integración de datos de producción.

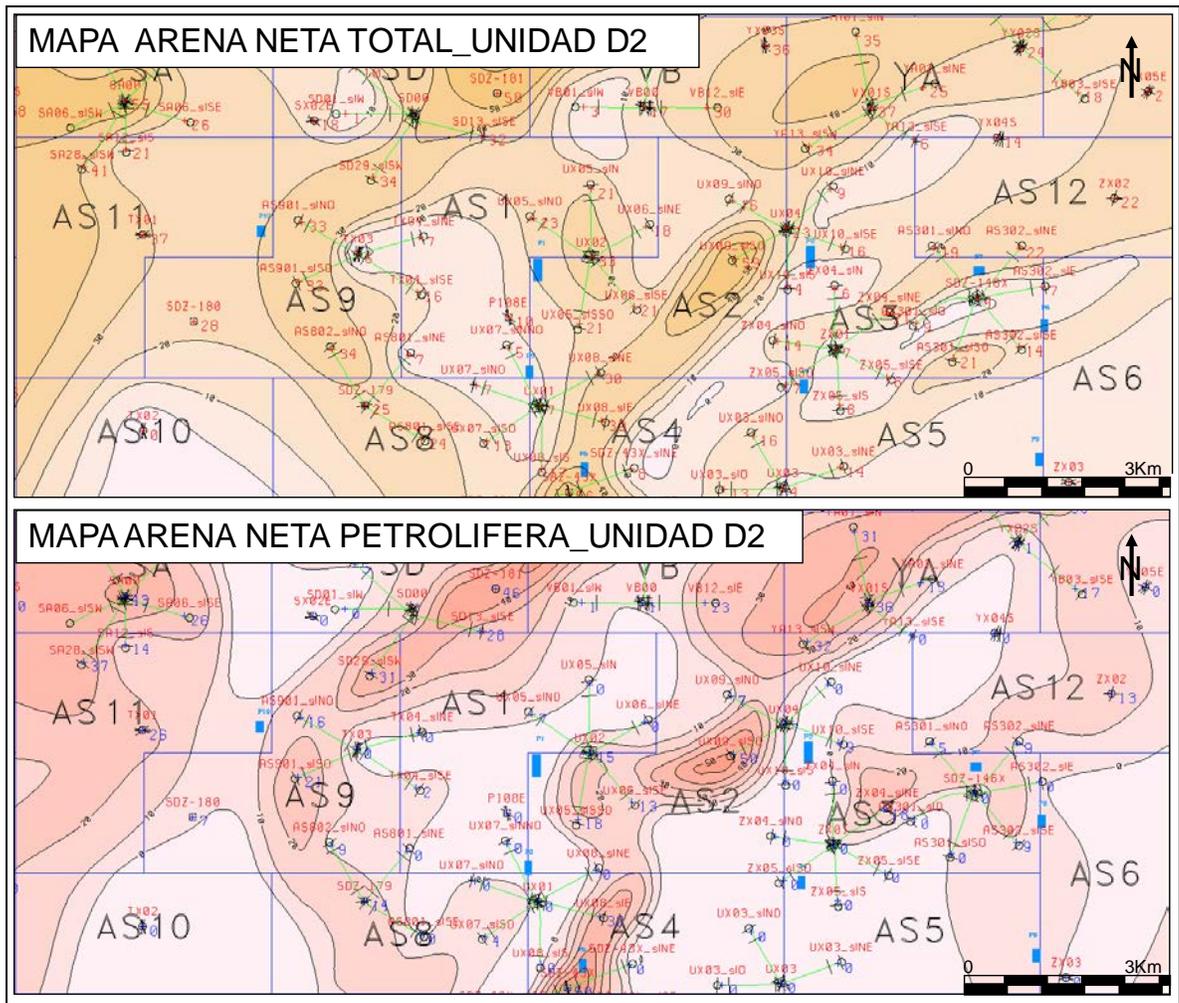


Figura 42. Mapa de Arena Neta Total y Mapa de Arena Neta Petrolífera de la unidad estratigráfica D2.

Mapa de Facies

La elaboración de los Modelos Conceptuales por unidad Estratigráfica a través de los mapas de Paleoambientes se generaron con el propósito de obtener una interpretación areal de las asociaciones de facies que fueron interpretadas a cada unidad

estratigráfica, estos mapas se realizaron de manera manual con el fin de tener un modelo guía para el modelo de facies 3D.

Para generar los mapas de paleoambientes o mapas de facies fue necesaria la utilización de la interpretación de las asociaciones de facies desplegado en un mapa base en forma de minilogs, es decir, en un mapa base visualizar la sección de registro de cada unidad estratigráfica con la interpretación de las asociaciones de facies correspondiente (Figura 43).

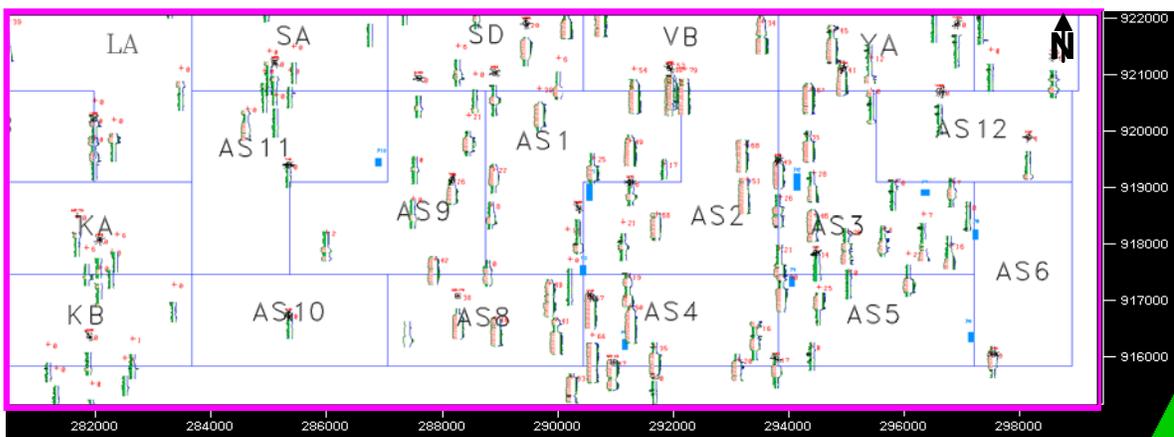


Figura 43. Mapa base con la visualización de los minilogs.

Luego se interpreta las tendencias de los canales tomando en cuenta la paleocorriente de la zona y la interpretación de los mapas de ANT, también se logro interpretar zonas de facies heterolíticas como lo son los abanicos de rotura y como base las zonas de llanura de inundación (Figura 44).

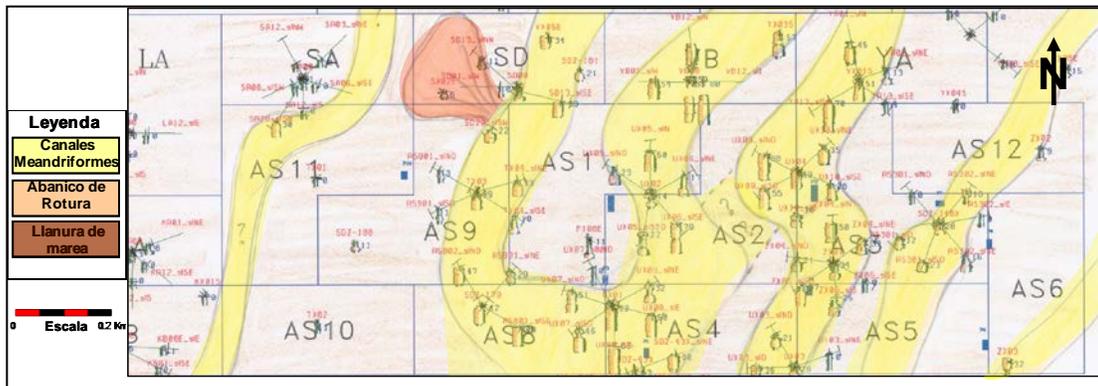


Figura 44. Mapa de Facies, unidad B22 (Modelo conceptual).

A partir de la elaboración de estos mapas se logro definir las geometrías y dimensiones de los cuerpos de arena que conforman las unidades productoras del campo Petrocedeno, tomando en cuenta los análisis de registros de pozos, los informes anteriores de Casas (2007), Labourdette *et al.* (2008) y Pourtoy (2009), así como también comparaciones de análogos de afloramientos (Tabla 4).

Unidad Estratigrafica	Facies Genetica	Ancho (m)	Espesores (Pies)	Sinuosidad	
				Longitud (m)	Amplitud (m)
B	Canal meandriforme	800-1500	30 - 40	5000 - 10000	800-3500
C	Canal de marea	400-800	10 - 25	4000-15000	600-2500
D1	Canal meandriforme	800-1500	30 - 40	5000 - 10000	800 - 3000
D2 / D3 / E1 / E2F	Canal entrelazado	1500-3500	35 - 45	4000-15000	400 - 4000

Tabla 4. Parámetros de Geometría y dimensiones calculados por facies y unidad estratigráfica en Petrocedeno.

4.6 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOCELULAR 3D

El objetivo principal de este trabajo fue la generación del modelo geoestadísticos de las unidades litoestratigráficas prospectivas del Área Sur de Petrocedeño a partir de la integración con otras disciplinas, se interactúa en orden metodológico con la geofísica en la elaboración del modelo estructural y construcción de la malla; la sedimentología y estratigrafía con el modelo conceptual de los ambientes sedimentarios, la evolución vertical de la columna, características de la roca y proceso de sedimentación; la petrofísica en la caracterización de la roca y los fluidos presentes en el yacimiento para así evaluar sus propiedades y finalmente la geoestadística para integrar, propagar y representar las heterogeneidades del yacimiento.

La construcción del modelo geocelular 3D se realizó en el programa Petrel, se importó toda la data de pozos como lo son las trayectorias de los pozos verticales, desviados y horizontales, la información de los registros de pozos (VOL_WETCLAY, GR, RDEEP, PHIE, PERM) y los registros de DEPO_FACIES y facies calculado EFAC, los topes; así como también la data sísmica como son las fallas, las superficies sísmicas ajustadas a los topes.

Modelo Estructural

El inicio para la construcción del geomodelo 3D es el Modelo Estructural, el propósito de la creación de un modelo estructural es ayudar a entender, describir o predecir cómo puede ser el comportamiento del reservorio, representándolo con un modelo simplificado del mismo.

El proceso para el modelo estructural se puede resumir en las siguientes etapas:

- a. Modelado de fallas
- b. Construcción del Grid (mallado)
- c. Modelado de Horizontes
- d. Construcción de Zonas
- e. Construcción de Capas

a. Modelado de Fallas:

Como primer paso para la creación de un modelo estructural, se realizó la interpretación de fallas dentro del cubo sísmico en tiempo del área sur, convirtiéndolas posteriormente en profundidad con el modelo de velocidad creado. Atributos sísmicos fueron usados como complemento para distinguir un total de 16 fallas con salto no mayor a 25 pies dentro del bloque sísmico del área sur, de las cuales siete (07) de ellas representan la zona de strike slip al centro- este del área.

Este modelado de fallas representa el primer input para el modelo estructural y permite definir la forma de cada una de ellas, es decir, tipo de falla, representación del plano de falla, polígono de falla, etc. En primera instancia, se insertaron las superficies tope y base del modelo, considerando que las fallas fueron extendidas por encima y por debajo de las mismas con el propósito de que el grid (o esqueleto) envuelva por completo el modelo estructural. (Figura 45)

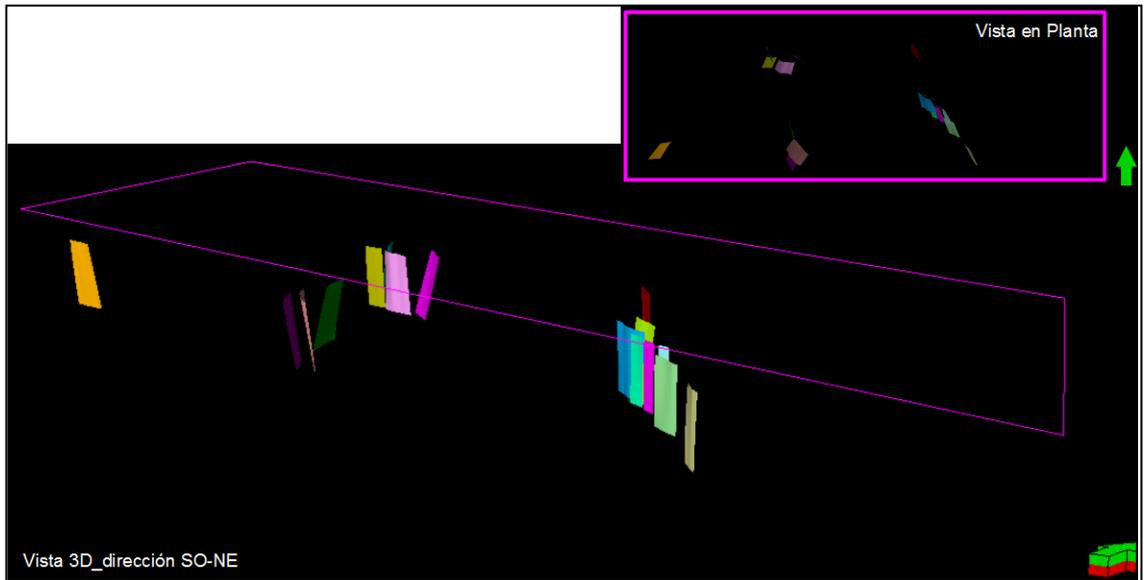


Figura 45. Visualización 3D y en planta de los planos de fallas interpretadas en el área de estudio. Vista en planta (arriba derecha) y vista 3D con perfil de los planos de fallas, al centro-este se encuentran las fallas tipo strike slip.

b. Construcción del Grid (mallado):

Es el siguiente paso basado en las fallas definidas como input. Un conjunto de pilares son insertados en el área del proyecto, inclusive entre las fallas, creando un esqueleto definido tanto por las fallas como por todos los pilares del mallado.

Se asignó 30° como orientación i, j para el despliegue de las celdas del mallado. Esta orientación fue decidida en base a las orientaciones preferenciales de los cinturones de canales de las arenas del campo (SO- NE), acorde a interpretaciones sedimentológicas. La dimensión de cada celda es de 100 x 100 m, como recomendación por parte de la Unidad de Yacimientos/ Simulación (Figura 46).

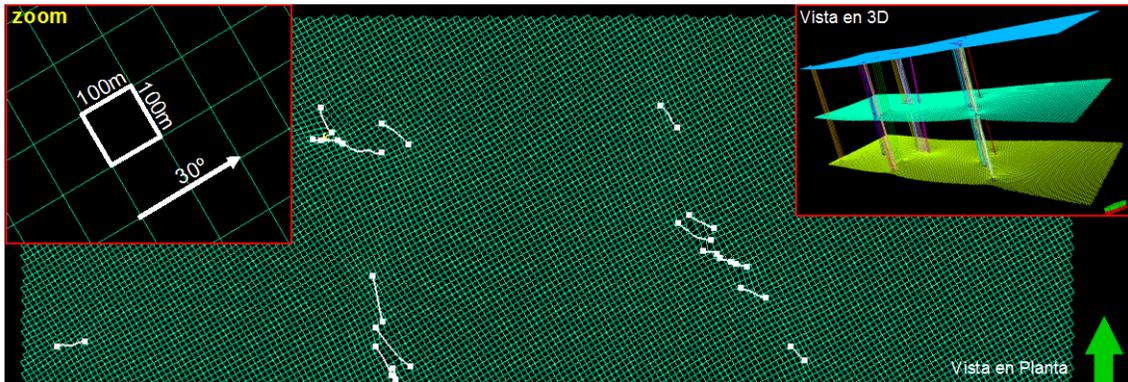


Figura 46. Arriba izquierda vista cercana de la configuración en celdas de mallado con dimensiones 100x100m y con un sentido SO-NE con 30° de rotación. Arriba derecha, vista 3D del esqueleto (mallado tope, medio y base) construido, tomando en cuenta las fallas modeladas en el área. En fondo, visualización en planta mostrando el grillado dentro del modelo y los planos de fallas interpretadas en el área de estudio.

c. Modelado de Horizontes:

Previo al modelado, se realizó la interpretación en tiempo de los reflectores con mejor seguimiento lateral dentro del cubo sísmico, representando algunos de ellos superficies de inundación (FS).

Los horizontes interpretados para el área sur fueron:

1. M0 (superficie de inundación / base de un carbón local)
2. M1 (marcador sísmico/ superficie de inundación/ base de un carbón regional)
3. B22 (superficie de inundación/ base de un carbón local)
4. C12 (superficie de inundación/ base de un carbón regional)
5. D1 (límite de secuencia fluvio- transicional)

6. D3 (límite de secuencia)
7. Base Fluvial (límite de secuencia)
8. Tope Cámbrico (superficie discordante). (Figura 47).

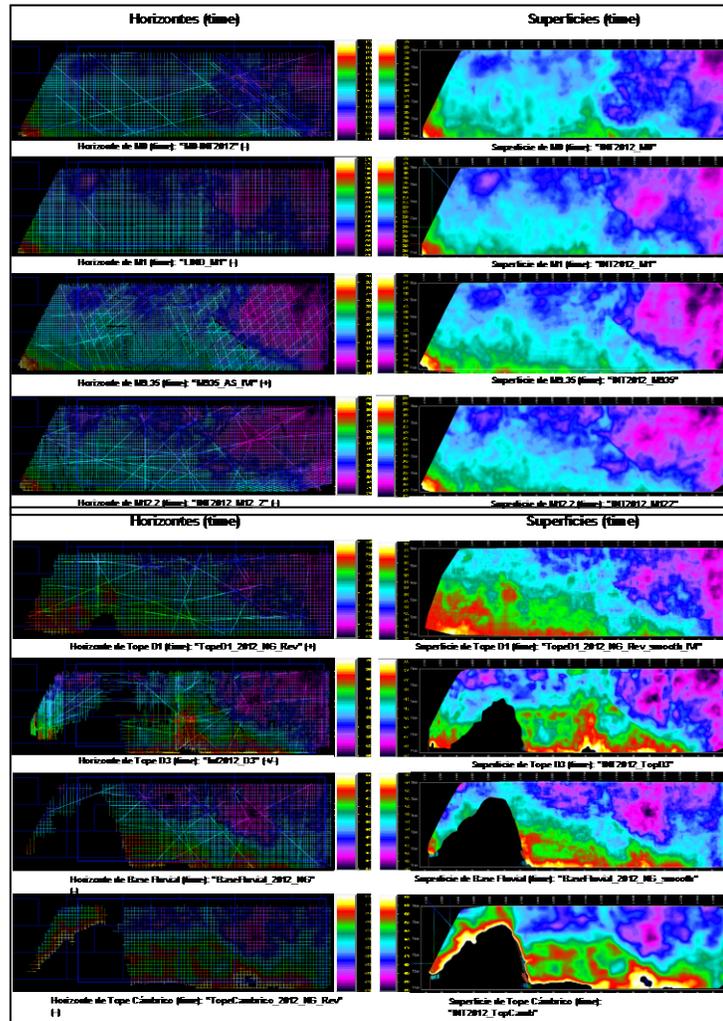


Figura 47. Horizontes sísmicos interpretados en tiempo (izquierda). Superficies sísmicas en tiempo, generadas a partir de los horizontes interpretados en tiempo, iterados y suavizados (derecha).

Esta interpretación fue extrapolada y suavizada sutilmente creando superficies sísmicas en tiempo, que posteriormente fueron convertidas a profundidad.

(Figura 48). En el modelado de horizontes, se insertan las superficies dentro del mallado, el cual ya considera fallas definidas dentro del área. Estas superficies pueden estar basadas por interpretación sísmica o por topes geológicos.

En el caso del modelo estructural del área sur, se introdujeron 10 superficies, unas guiadas por la sísmica y otras por topes (superficies geológicas) (Figura 49). Este representa el primer paso para definir la principal arquitectura vertical del modelo reservorio. Estas superficies son:

- M0 (Top A0): Superficie sísmica ajustada a topes, iteración y suavizado manual (Tope del Modelo)
- M9.35 (TopB22): Superficie sísmica ajustada a topes 2K13, iteración y suavizado manual
- M12.2 (TopC12): Superficie sísmica ajustada a topes 2K13, iteración y suavizado manual
- TopC22: Superficie geológica, proveniente de mapas isópaco (guiada por topes)
- TopC23: Superficie geológica, proveniente de mapas isópaco (guiada por topes)
- TopD1: Superficie sísmica ajustada a topes, iteración y suavizado manual
- TopD2: Superficie geológica, proveniente de mapas isópaco (guiada por topes)
- D3 (TopD3):
- TopE1: Superficie geológica, proveniente de mapas isópaco (guiada por topes)
- Base Fluvial: Superficie sísmica ajustada a topes, iteración y suavizado manual (Base del Modelo).

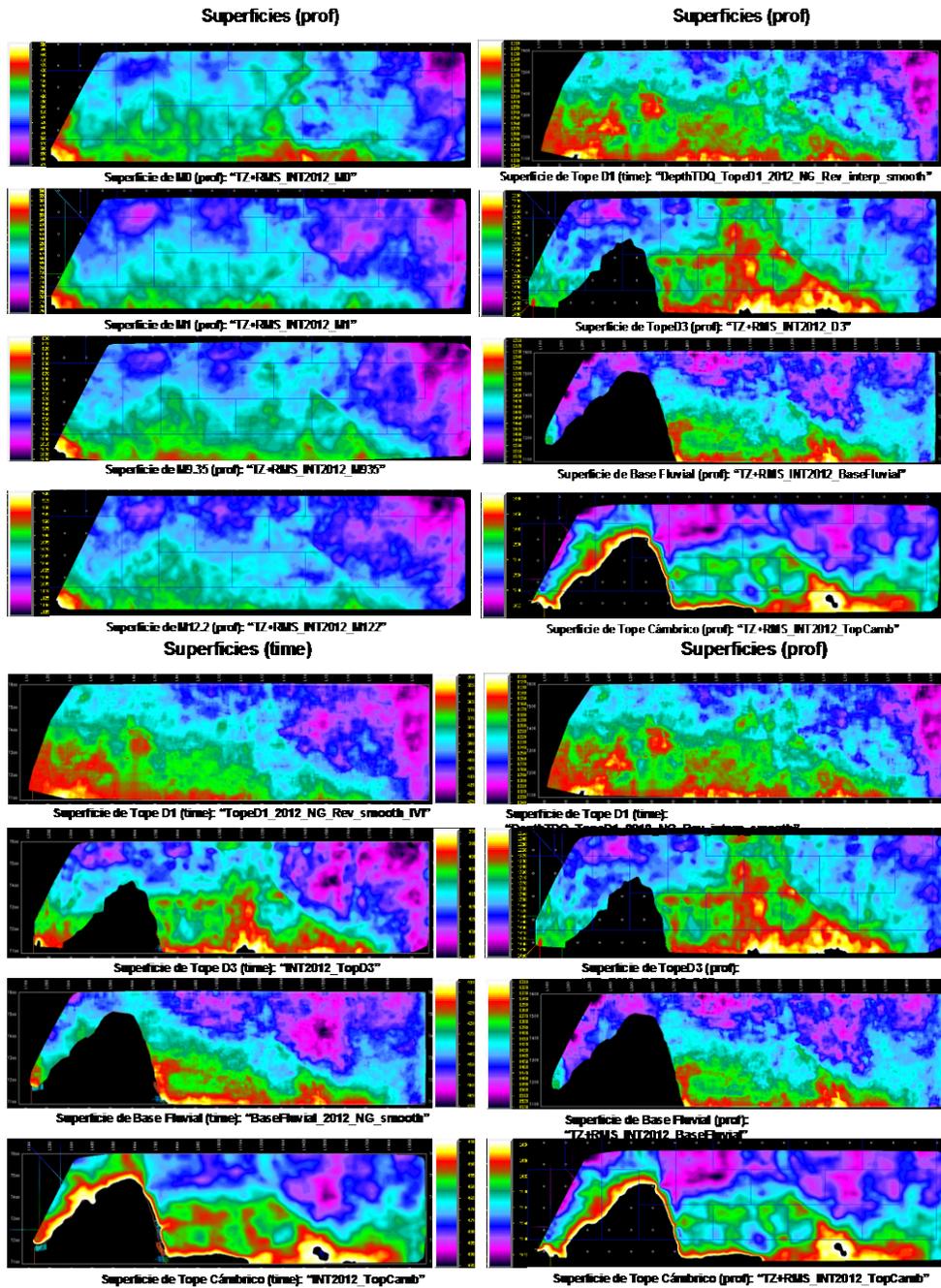


Figura 48. Superficies sísmicas en profundidad generadas a partir de la conversión a profundidad de superficies sísmicas en tiempo, provenientes de la construcción de mallado (interpretación) de reflectores fuertes en el cubo sísmico

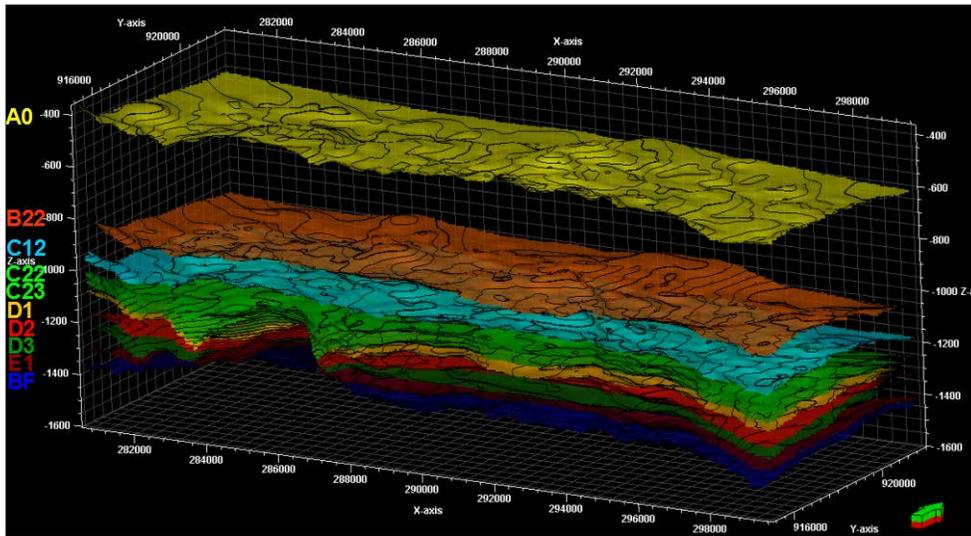


Figura 49. Visualización 3D de las 10 superficies que integran el make horizons en Petrel.

d. Construcción de Zonas:

A partir de las 10 superficies ingresadas como soporte vertical del modelo, se generaron 09 zonas (Figura 50).

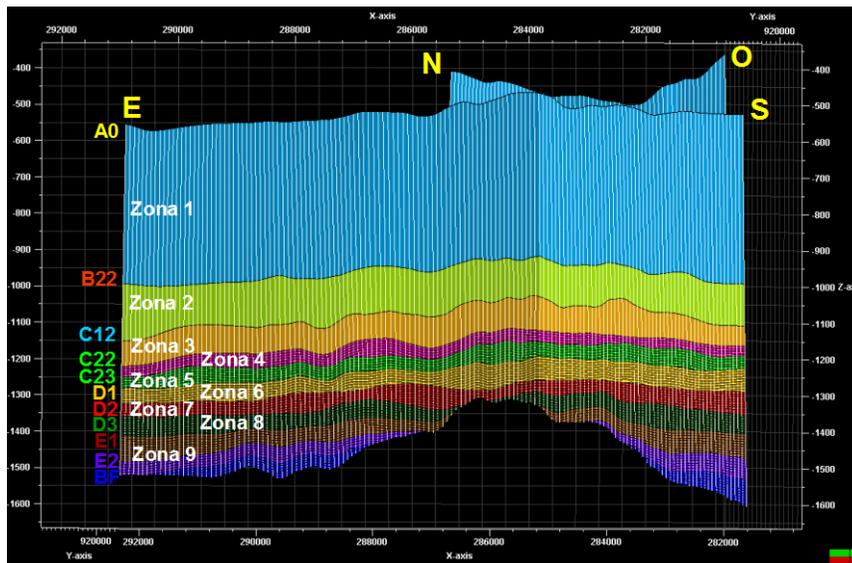


Figura 50. Nueve (09) zonas generadas con las 10 superficies (horizontes) construidos a partir del *Make Horizons*.

Con el propósito de honrar la sedimentología del campo, dentro del make zones, estas 09 zonas fueron divididas en sub unidades a partir de otras superficies geológicas (ajustadas a topes), las cuales representan intra intervalos de cada zona para el modelo (Figura 51).

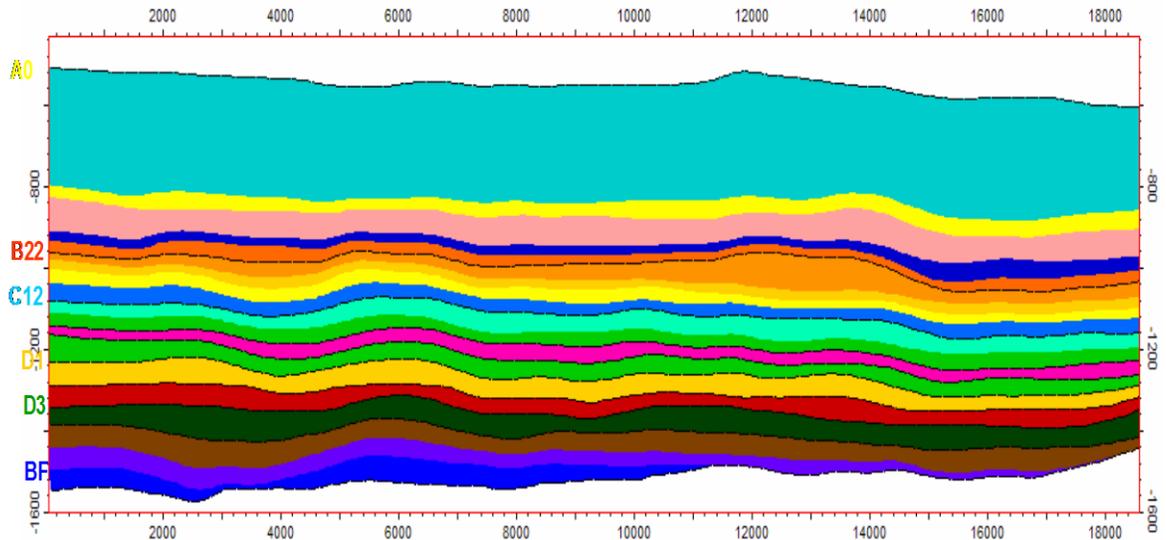


Figura 51. Zonas generadas a partir de superficies principales del modelo y sub zonas generadas a partir de superficies secundarias (ajustadas a topes).

f. Construcción de Capas

Es el último proceso para culminar con el modelo estructural. Éste permite una más clara visualización vertical del mallado 3D.

Se construyó un layering haciendo énfasis en aquellas zonas de interés (productoras) dentro del área sur. Para ellas, se aplicó una sub división de capas con una resolución vertical de aproximadamente 7 pies, mientras que para las zonas de poco interés se aplicó otro tipo de layering, de menor resolución vertical, que consiste en la subdivisión de las zonas en 3 capas.

En nuestro modelo estructural, las unidades B1, B22 y desde C12 hasta TopF, fueron caracterizadas con una división en capas de 7 pies de espesor dentro de su espesor total para cada una de ellas. Los espesores de las unidades A0, A1, A2, B21, B23, B24 y C11, fueron subdivididos en 3, 4 y hasta 5 sub capas, menor resolución que las divididas en 7 pies. (Figura 52).

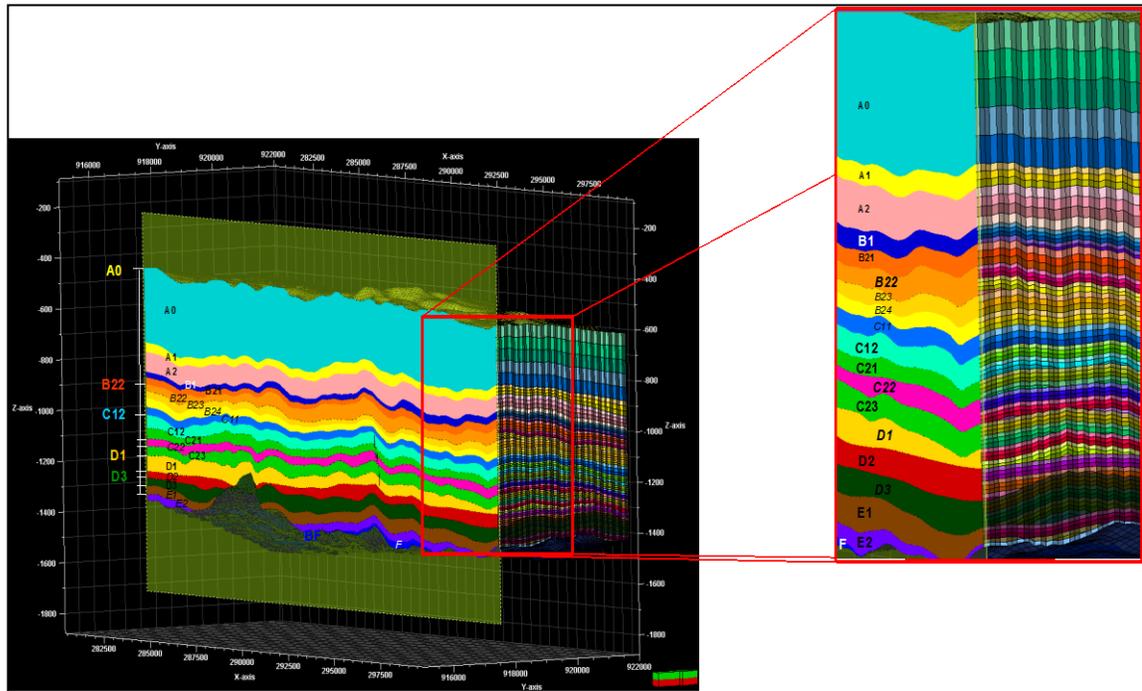


Figura 52. Vista 3D de las divisiones (zonas) y subdivisiones (capas) realizadas dentro del modelo en las unidades estratigráficas del área sur. En el zoom se observa a la izquierda de la imagen la configuración de las zonas; mientras que a la derecha, se observa la configuración del layering, con una mayor resolución vertical, sobre todo en las unidades de interés.

Construcción del mallado 3D: (Figura 53)

El tamaño de la malla: 198 (I) x 153 (J) x 167 (K);

El tamaño de la celdas: Horizontal 100x100m; Vertical +/- 7 pies

Número total de celdas: 5.059.098

Orientación de la malla: 30 grados

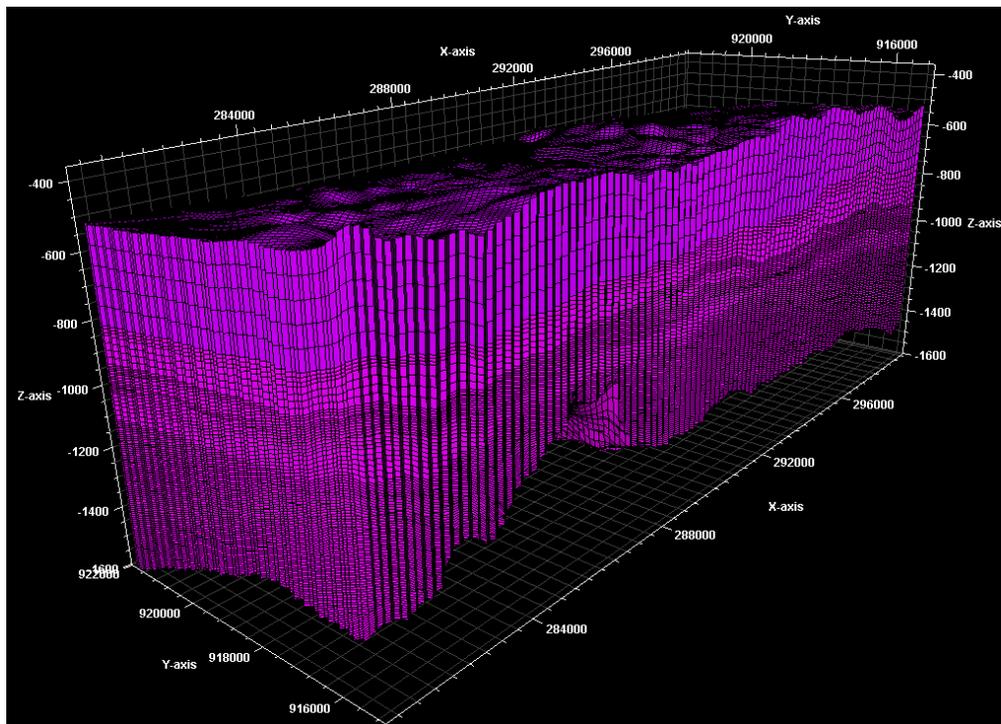


Figura 53. Malla Tridimensional mostrando las celdas resultantes.

El Alto Estructural Hato Viejo ubicado en el suroeste del área sur es local, ya que los pozos ubicados hacia el sur (Bloque Junín 10) registraron secuencias fluviales.

Modelo De Facies

El modelaje de facies es la distribución discreta de las facies a través de un modelo de celdas en 3D. Para esto es necesario principalmente que en cada pozo exista una interpretación paleoambiental y litológica para cada una de las unidades estratigráficas (B1, B22, B23, B24, C11, C12, C21, C22, C23, D1, D2, D3, E1, E2F), a partir de las correlaciones de pozos, la descripción de las electrofacies e interpretación de sus elementos sedimentarios. Adicionalmente el modelo sedimentológico conceptual es utilizado como input para la construcción del modelo de facies, con la finalidad de darle un carácter más geológico al modelado y que a su vez este amarrado a la data del pozo.

El algoritmo utilizado para generar el modelo de facies fue el *modelado con objetos*, el cual es un método determinístico, es decir, siempre proporcionará los mismos resultados con la misma data de entrada, este método permite crear los cuerpos sedimentarios típicos de los ambientes presentes en el área de estudio, principalmente canales y barras. Este tipo de algoritmos toma en consideración la geometría de los objetos a modelar y valores como la amplitud y longitud de onda de los canales o cuerpos a si como también ancho y espesor deben ser introducidos en el programa como dato de entrada. Este método es usado típicamente cuando hay una buena densidad de data.

La interpretación paleoambiental fue hecha para cada uno de los pozos del área, se utilizo una codificación para cada facies genética o depofacies la cual se introdujo al programa lo que permitió generar un registro de facies por cada uno de los pozos (tanto verticales como inclinados) este registro de facies en cada pozo en conjunto con los mapas de facies conceptuales provenientes del modelo sedimentológico permitieron generar el modelo de facies en cada una de las unidades del modelo 3D.

De acuerdo a la interpretación paleoambiental del área, fueron definidos 9 subambientes a lo largo de toda la columna estratigráfica. A continuación se presenta la codificación de cada una de las depofacies presentes en el área de estudio: (Tabla 5).

Codigo	Depofacies
1	Finos Interdistributarios
3	Abanico de rotura
4	Barra de Marea
5	Llanura de inundacion
6	Rellenos de Canal
7	Barra de Meandro
8	Canal de Marea
9	Barra de Meandro arcillosa

Tabla 5. Codificación de las Facies genéticas o Depofacies.

Las depofacies o facies genética como se menciona anteriormente representan los cuerpos sedimentarios principales basados en la interpretación de los núcleos del área así como también del conocimiento de la geología regional, estas depofacies van a ser a su vez rellenas con las litofacies, las cuales fueron interpretadas previamente y suministradas por los petrofísicos de Petrocedeño.

Las litofacies provenientes de la descripción sedimentológica de los núcleos se simplificaron y agruparon en 5 litofacies las cuales se codificaron y se muestran a continuación. (Tabla 6).

CODIGO	LITOFACIES	PARAMETROS PETROFISICOS
1	Arena buena calidad	$VCI < 0.22$ y $Re > 80$ Ohm.m
2	Arena media calidad	$VCI < 0.22$ y $Re < 80$ Ohm.m O $0.22 < VCI < 0.55$ y $Re > 80$ Ohm.m
3	Heterolitica	$0.22 < VCI < 0.55$ y $Re < 80$ Ohm.m
4	lutita	$VCI > 0.55$
5	Carbón	

Tabla 6. Codificación de las litofacies.

Con esta metodología se pretende incorporar a través de las depofacies las geometrías de los cuerpos sedimentarios predominantes del área, mientras que en el modelo de litofacies van a permitir propagar los cambios litológicos tanto areal como verticalmente dentro de estos cuerpos sedimentarios, obteniendo a su vez un control de calidad o cotejo entre las facies genética y litofacies.

Escalado de los registros

El escalamiento es un proceso que consiste en asignar valores de una propiedad discreta (Ejm: depofacies) o continua (Ejm: porosidad) a las celdas en el grid 3D que son atravesados por los pozos.

Las depofacies y litofacies son propiedades discretas y el método que se utiliza para escalarlas se denomina en ingles "*most of*" que consiste en asignarle a la celda que atraviesa el pozo la facies que mas predomina. Una vez realizado el proceso se hace un control de calidad, a través de los histogramas de frecuencia y la comparación de los porcentajes entre la data escalada y la data original de los registros tal y como se muestra en un ejemplo en la figura 54.

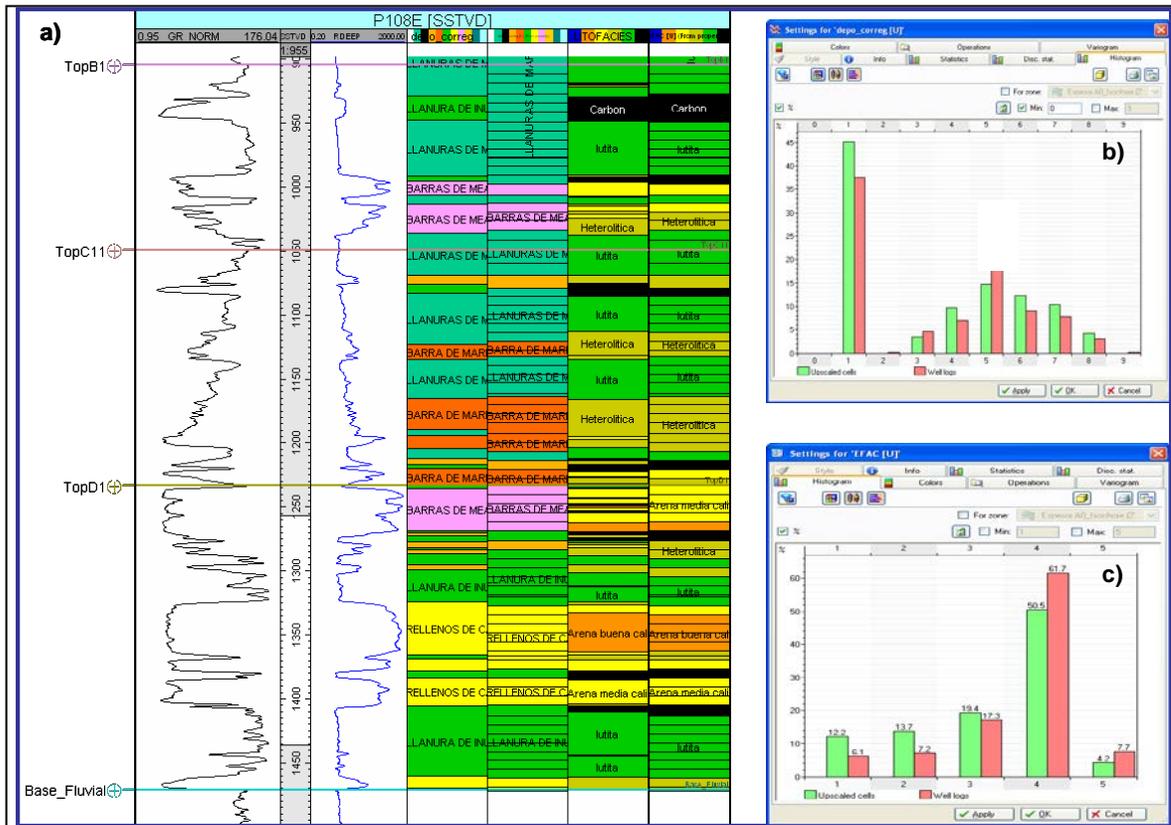


Figura 54. Escalado de las celdas de las facies genéticas a lo largo de toda la columna estratigráfica, a la derecha se visualiza los histogramas de frecuencia comparando data escalada con la real.

Igualmente fueron escalados los registros provenientes de la evaluación petrofísica, estos son porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua. Estas propiedades son variables continuas y la forma de escalarlas es utilizando un promedio aritmético. Es importante destacar que el escalado se realizó condicionado a las litofacies, es decir en cada celda el valor promedio de cada propiedad a calcular corresponde al valor promedio de la litofacies predominante. Este proceso es conocido como "*bias*". A este proceso también se le realiza el respectivo control de calidad utilizando los

histogramas de frecuencia y la comparación de los porcentajes entre la data escalada y la data original, tal y como se puede observar en la figura 55.

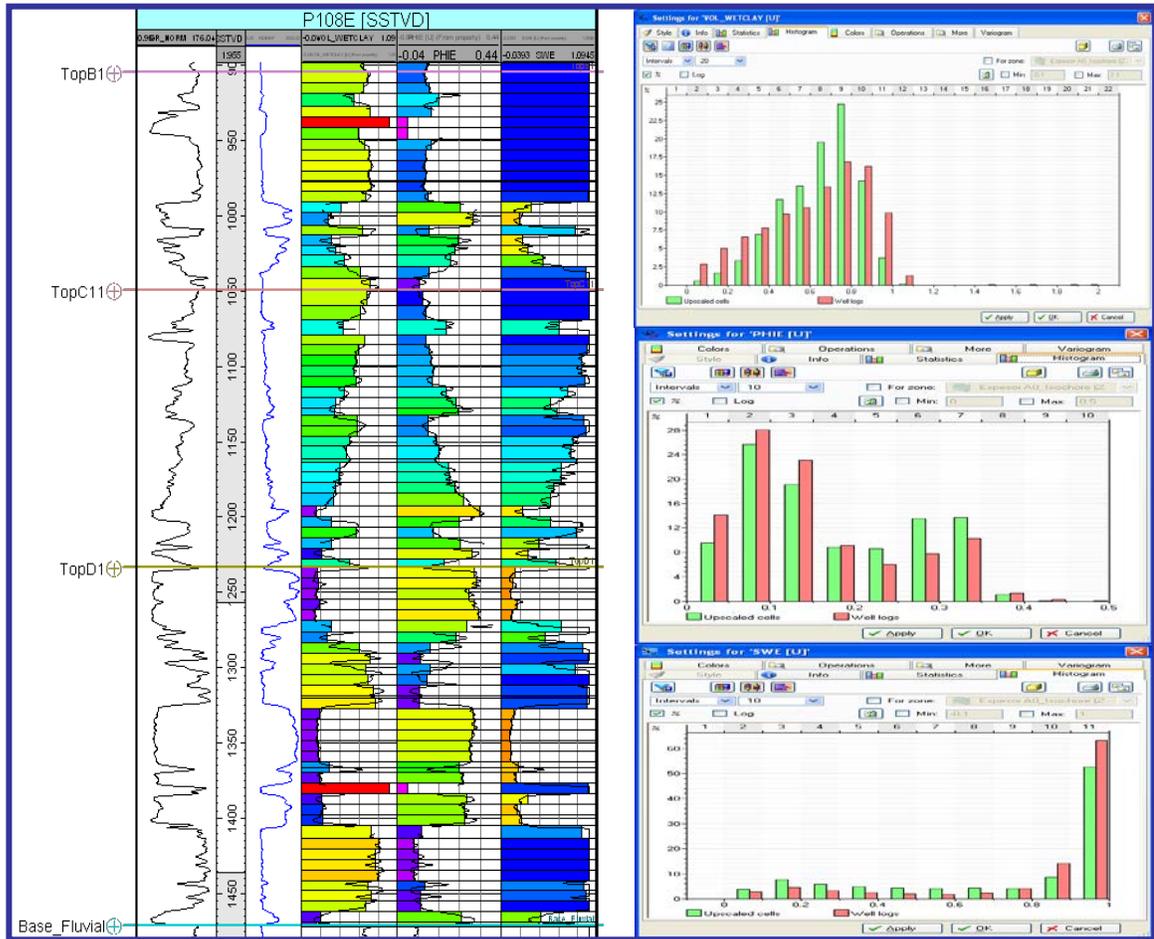


Figura 55. Escalado de las celdas de las litofacies a lo largo de toda la columna estratigráfica, a la derecha se visualiza los histogramas de frecuencia comparando data escalada con la real.

Modelado de Depofacies o Facies Genéticas

Como se menciona anteriormente la metodología que se utilizo para la construcción del modelo de facies fue la de modelar primero las depofacies utilizando el algoritmo

de modelado de objetos. Este método permite generar un modelo más ajustado a los cuerpos sedimentarios predominantes en el área, permitiendo tener una mejor imagen de la arquitectura de los cuerpos en el yacimiento. Este método permite también una mejor continuidad horizontal de los cuerpos siguiendo por supuesto el modelo conceptual del área.

Hay que tomar en cuenta que para la utilización del modelado con objetos es muy importante conocer la geometría de los cuerpos que se pretenden modelar, ya que el programa necesita conocer ciertos parámetros para la construcción de dichos objetos o geoformas. Entre los parámetros principales se encuentran: sinuosidad y longitud de onda de los canales, ancho y espesor, entre los más importantes. Estos datos fueron estimados a partir de cuerpos sedimentarios en ambientes modernos, así como también a partir del análisis de los datos. Estos parámetros para cada una de las zonas del modelo se detallan en la tabla 4.

La curva de proporción vertical es otra variable a analizar antes de hacer las corridas. Esta curva no es más que la variación vertical de las depofacies

Los mapas de proporción de facies se utilizaron en el modelado de algunas zonas para servir de guía en la distribución de las depofacies. Una vez teniendo las dimensiones y geometrías de los cuerpos, la curva de proporción vertical y los mapas de proporción se procedió con el corrido del modelo de facies en petrel para cada una de las zonas del modelo. En la figura 56 se muestra una realización de la zona D2 donde se trabajo con el mapa de proporción de canales y se utilizo como guía para el modelo. en la figura 57 se observa otro ejemplo de una realización a nivel de la unidad E2, en la cual no fue necesario guiar las depofacies con el mapa de proporción en ambos casos se observa como ajuste el modelo conceptual con el modelo final de las depofacies.

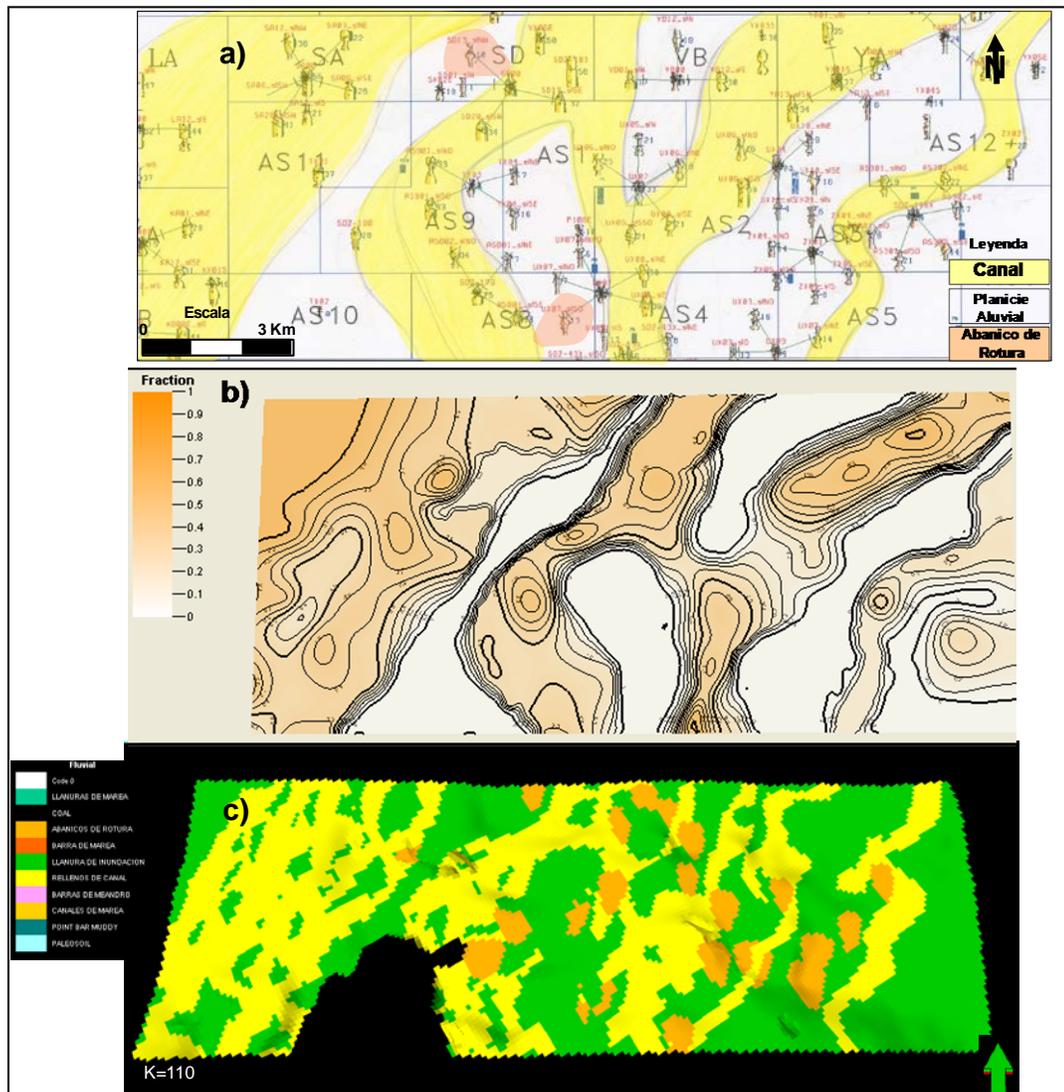


Figura 56. Visualización en planta, comparando el mapa de paleoambiente (a) con el mapa de proporción de canales (b) que sirvió como guía para la modelización de las facies (C) de la unidad estratigráfica D2.

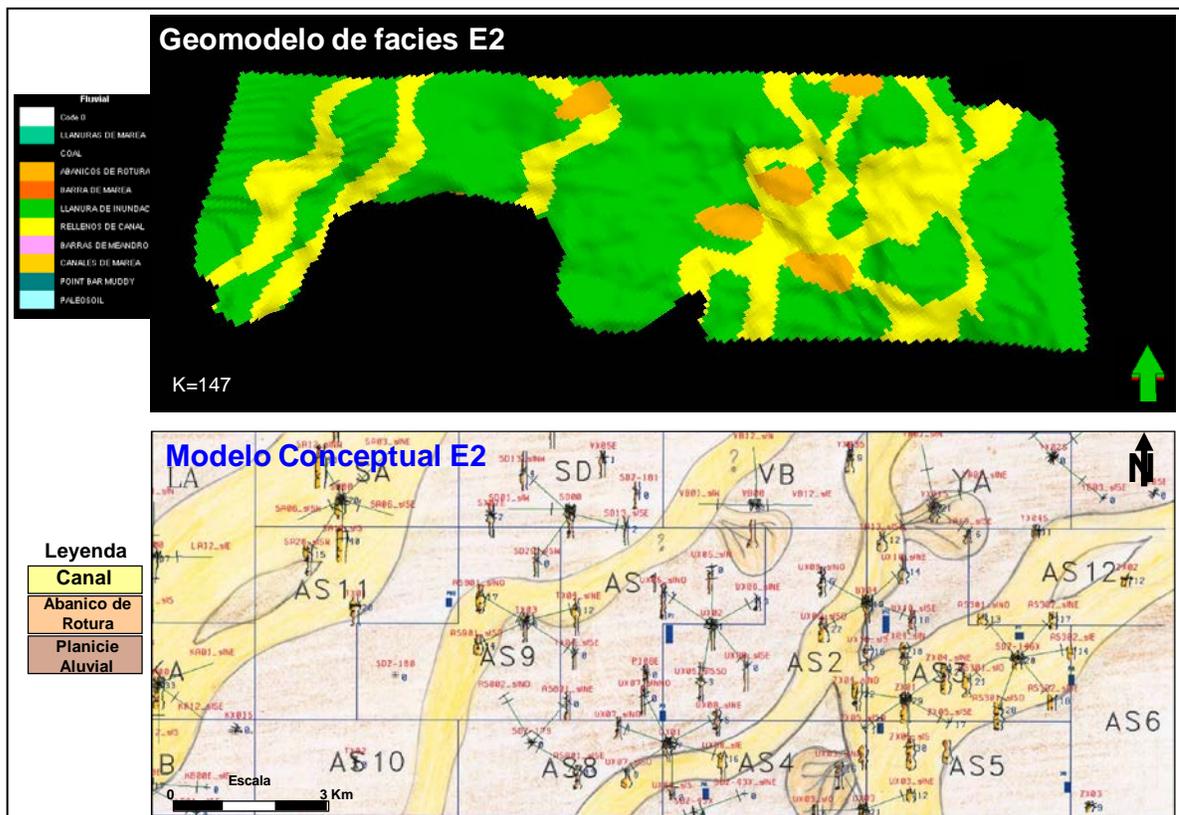


Figura 57. Visualización en planta, comparando el modelo conceptual con el geomodelo de facies de la unidad E2.

Una vez realizado la propagación de las depofacies en toda el área, se realiza el control de calidad para garantizar que se hayan respetado las proporciones de las depofacies provenientes de la data original. Para esto se revisan los histogramas de frecuencia donde se pueden observar las proporciones de cada una de las depofacies presentes en la data original, la escalada y la del modelo, así como también 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, como se ve en la figura 58.

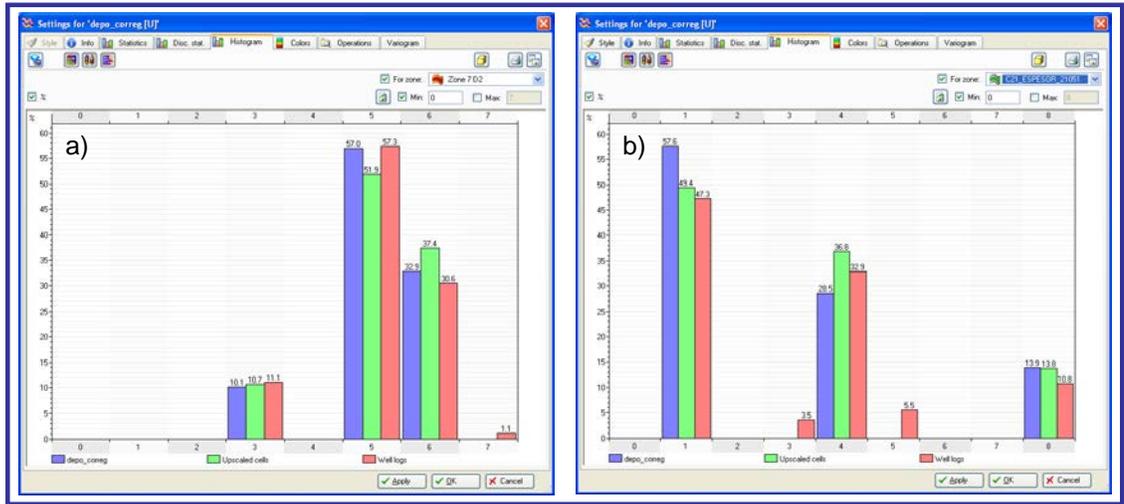


Figura 58. Histogramas de frecuencia observando las proporciones de facies genéticas de la data original, escalada y la del modelo.

Modelado de Litofacies

Las litofacies se modelaron con la finalidad de mostrar las heterogeneidades de tipo litológicas que existen dentro de los cuerpos sedimentarios. Las litofacies se modelaron utilizando el algoritmo de modelado por píxeles, el cual requiere de los variogramas para distribuir. En la figura 59 se observa una comparación del geomodelo de facies junto al modelo de litofacies donde los cuerpos de canales meandriformes se propagan las arenas de buena calidad y mediana calidad y en las facies de abanico de rotura está representada por las litofacies heteroeólíticas.

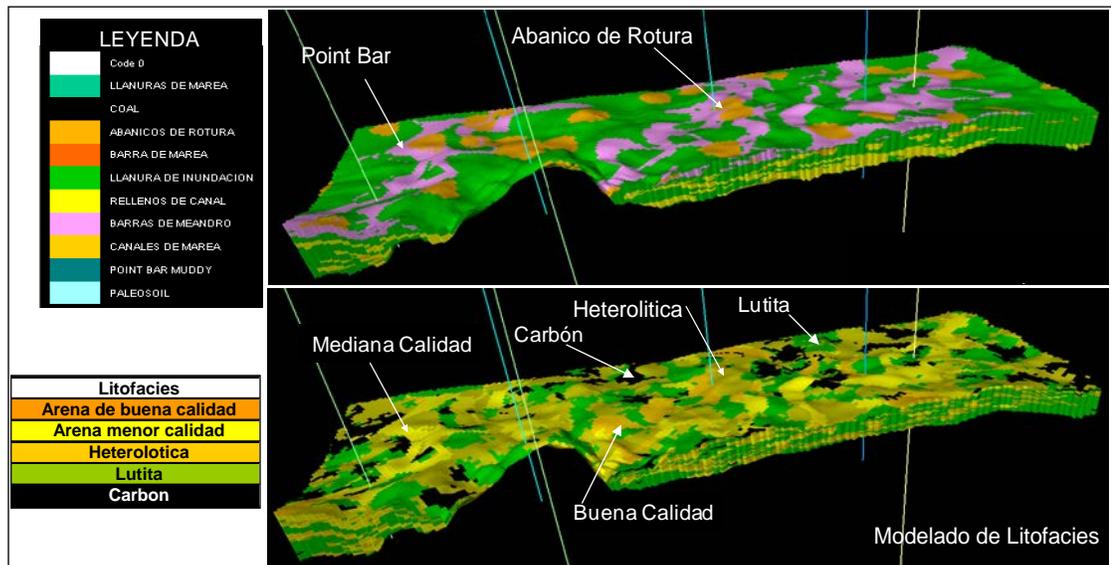


Figura 59. Visualización 3D comparando el modelo de facies con el modelo de litofacies.

Modelo De Propiedades Petrofísicas

A través del modelaje petrofísico se le asigna a cada celda de la malla un valor para las diferentes variables petrofísicas. Tres (3) propiedades petrofísicas fueron modeladas: porosidad ($Phie$), volumen de arcilla (Vsh) y saturación inicial de agua (Sw).

Las propiedades petrofísicas fueron derivadas a partir de la evaluación petrofísica en cada pozo. El escalamiento de estos registros de evaluación se realizó para llevar los valores de cada una de las propiedades petrofísicas a la escala de las celdas del modelo. Para esto se utilizó un promedio aritmético condicionado a la litofacies predominante en las celdas que son atravesadas por los pozos. En la figura 60 se observa un ejemplo del resultado del escalamiento de los registros en un pozo del

área de estudio y los histogramas de frecuencia donde se observa la data escalada y la data original.

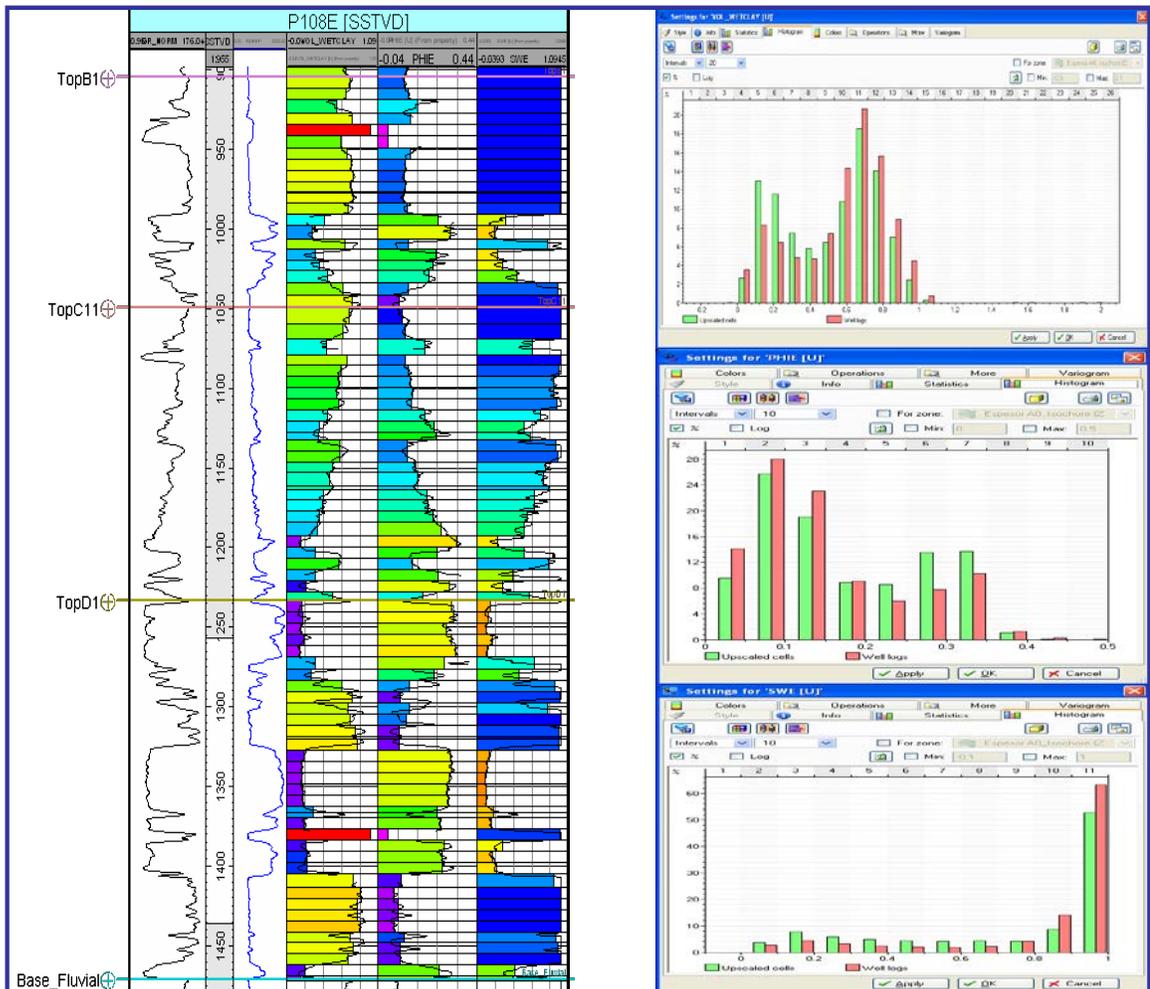


Figura 60. Escalamiento de las propiedades petrofísicas a las celdas del modelo de un pozo vertical del área de estudio y a la derecha se visualiza los histogramas de frecuencia de la data escalada y data original.

La distribución geoestadística se realizó usando *Simulación Gaussiana Secuencial* (SGS). A través de este algoritmo, fueron propagadas y recreadas las propiedades

porosidad efectiva, el volumen de arcilla y la saturación de agua en las litofacies reservorios. En el caso de la litofacies no reservorio se asignaron a las celdas valores directos de porosidad y V_{sh} igual a 0.01, y saturación de agua de 1, con la finalidad de garantizar que ninguna estas celdas cumplan con los cortes petrofísicos y no sean consideradas en el cálculo volumétrico del POES. Los resultados de la distribución estocástica de la porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua para la unidad D3 muestran en la figura 61.

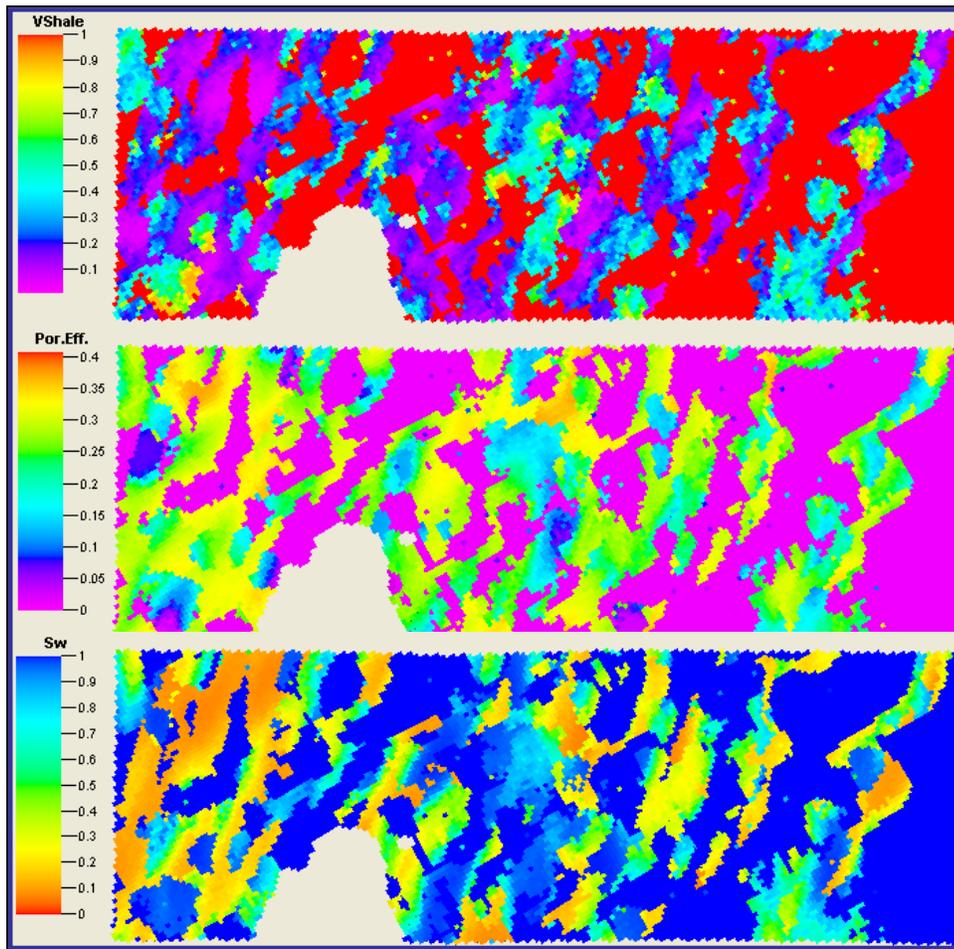


Figura 61. Distribución de las propiedades petrofísicas a través del algoritmo SGS, de arriba hacia abajo se visualiza porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua para la unidad estratigráfica D3.

Determinación del Petróleo “*in situ*” y de las reservas existentes por unidad litoestratigráficas en el área sur del campo Petrocedeno

Los cálculos volumétricos de petróleo original “*in situ*” y las reservas disponibles en las unidades litoestratigráficas del Mioceno inferior de la Formación Oficina en el área sur, se realizaron partiendo del modelo de facies seleccionado para cada unidad litoestratigráfica y de los modelos de porosidad efectiva y saturación de agua efectiva resultante.

Es importante señalar que en el área sur no se observa contacto de agua-petróleo; además, las pruebas de producción realizadas en los pozos y la respuesta de los registros eléctricos no fueron concluyentes para conocer la extensión de la zona de alta saturación de agua hacia el área sur. Por lo tanto, los cálculos volumétricos se realizaron en toda la extensión del yacimiento.

Los volúmenes de petróleo original “*in situ*” y petróleo recuperable, considerando un factor de recobro del 8%, fueron calculados tomando en cuenta todos los cuerpos de arena, canales, barras de marea y abanicos de rotura. Los resultados para el área sur se resumen en la tabla 7.

UNIDAD	POES 2D (MM Bbls)	POES 3D (MM Bbls)
A0		0
A1		4
A2		17
B1	108.45	110
B21	37.85	35
B22	673.45	631
B23	37.57	41
B24	111.95	122
C11	14.88	12
C12	132.58	139
C21	93.33	120
C22	242.70	265
C23	446.33	414
D1	380.10	397
D2	272.68	274
D3	399.53	364
E1	323.93	346
E2	47.96	48
F	65.81	53
TOTAL	3389.11	3392.00

Tabla 7. Calculo del Volumen del POES para cada unidad litoestratigráfica en el área sur del campo Petrocedeno.

CAPITULO V

ANALISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

5.1 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL GEOMODELO

Los resultados de este trabajo permitieron construir un modelo geoestadístico de las arenas del área sur del campo de Petrocedoño por unidad litoestratigráfica. El geomodelo final obtenido consistió de una malla estratigráfica representando la geometría de los cuerpos sedimentarios de las diferentes unidades litoestratigráficas, un modelo de facies basado en las electrofacies calculadas en los pozos y un modelo petrofísico con la distribución de las propiedades de porosidad efectiva y saturación de agua efectiva, empleando el algoritmo de Simulación Basado en Objetos. A partir de dichos modelos se calcularan las reservas posibles de petróleo disponible por cada unidad estratigráfica. Adicionalmente, este modelo podrá ser empleado para ubicar las zonas de mejor prospectividad, el cual será tomado en cuenta al proponer nuevas localizaciones y realizar planes de exploración y explotación en la zona.

Es importante resaltar que la malla fue modelada respetando las estadísticas de cada unidad litoestratigráficas (A0, A1, A2, B1, B21, B22, B23, B24, C11, C12, C21, C22, C23, D1, D2, D3, E1, E2F) como se ilustra 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. El modelo obtenido es tridimensional, consta de 9 zonas, con un total de celdas definidas de 5.059.098 cubriendo las unidades estratigráficas de Petrocedoño (Figura 62).

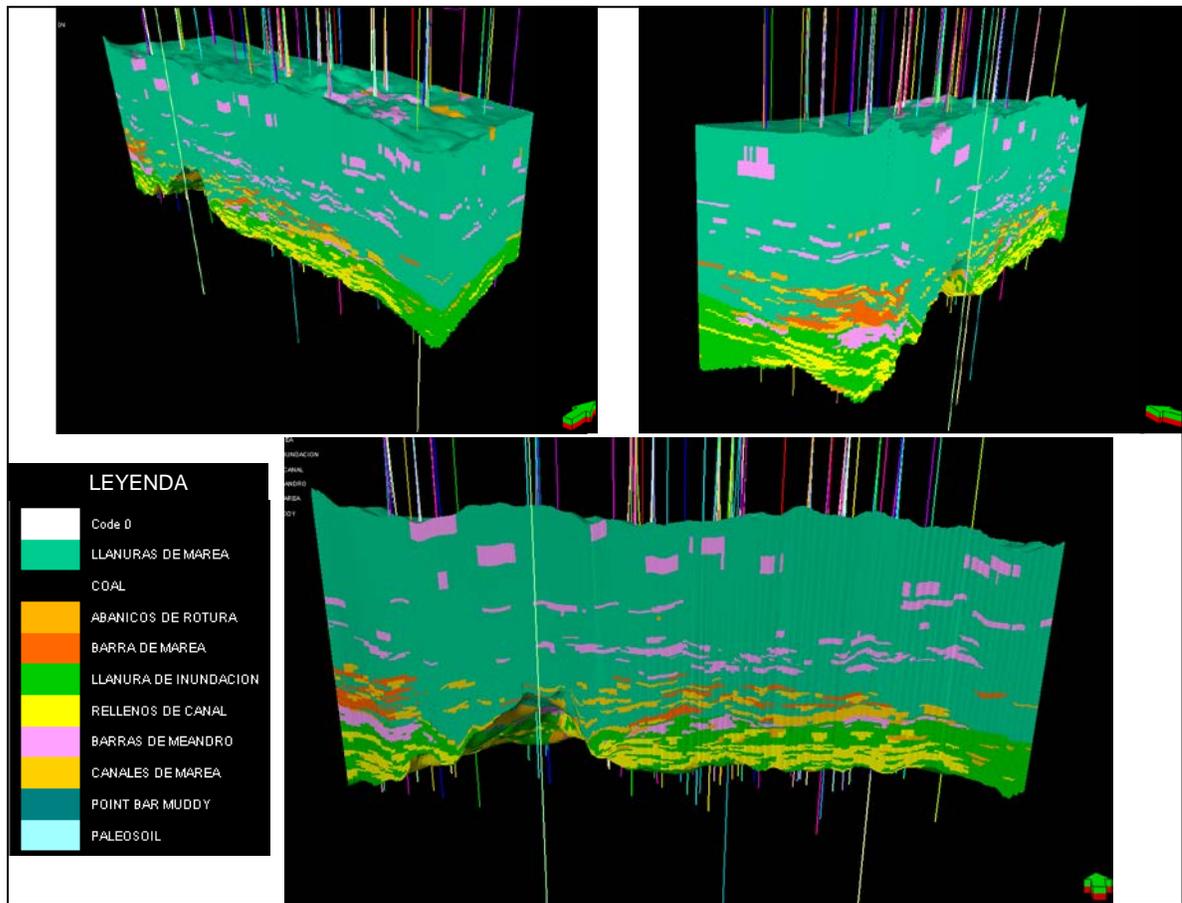


Figura 62. Visualización del modelo de facies tridimensional.

A continuación se muestran las imágenes de las simulaciones de facies resultantes por unidad litoestratigráfica a través de un corte en la dirección oeste-este, el cual permitió validar la distribución vertical, así como su extensión lateral de los cuerpos sedimentarios.

La figura 63 muestra los resultados del modelo de simulación de facies de las unidades estratigráficas de la sección fluvial de base a tope, correspondiente a una capa desde la unidad F hasta la unidad D1, se observa la influencia que ejerce la

sedimentación en el alto estructural ubicado al sureste del área de estudio y presentando cinturones de canales con tendencia general de la sedimentación del área principal, tendencia con orientación noreste.

Este intervalo fluvial está dominado por depósitos de relleno de cana entrelazados hasta la unidad D2, en gran parte la base de cada unidad está definida como una superficie de erosión relacionada a un alto aporte de sedimentos. Se visualiza que la unidad F en gran parte de su extensión lateral se encuentra acuñada con la base del fluvial el cual es muy irregular. Las unidades estratigráficas E1, D3 y D1 son las que presenta mejores desarrollo de facies de canal vertical y buena comunicación lateral, orientados SO-NE.

La unidad D1 está interpretada como un intervalo fluvial de canales meandriformes, presentando canales más delgados y con menor espesor que los canales subyacentes (espesores promedios de 25 pies) asociados a cuerpos de menores espesores correspondientes a las facies de abanicos de rotura (inferiores a 10 pies), hacia el tope de esta unidad se observa el aumento de materiales arcillosos correspondientes a los depósitos de llanura de inundación limitando a la unidad suprayacente C23 por un carbón que generalmente es continuo en toda el área de estudio.

La figura 64 muestra los resultados del modelo de simulación de facies de las unidades estratigráficas de la sección C2 y C1 de base a tope, observándose una disminución de la sedimentación de los canales y de las barras de marea representando depósitos globalmente transgresivos hasta un tope de la unidad C11 el cual representa una máxima superficie de inundación evidenciado en núcleo (ver figura 35). Las facies de canales y barras de mareas fueron las más difíciles de representar, ya que no se cuenta con un modelo sedimentológico claro, el cual permita conocer la orientación de las barras de marea, el cual represento un modelo de facies mas probabilístico a diferencia de los modelos de facies de las unidades

fluviales como para las unidades B. En general los canales de marea muestran una paleocorriente suroeste-noreste, al igual que la tendencia del área principal del campo de Petrocedeño.

En la figura 65 se visualiza los resultados del modelo de simulación de facies de las unidades estratigráficas B de base a tope, mostrando depósitos de canales meandriformes representando la dirección preferencial de aporte de sedimentos suroeste-noreste pero con un ángulo menor (aproximadamente 10 grados) que los canales subyacentes, el cual continua el sistema de canales meandriformes en la misma dirección para estas unidades en el área principal. En la unidad estratigráfica B22 se observa mejores desarrollos de arenas, siendo la unidad con mayor potencial de petróleo.

Se observa que las unidades con mayor potencial de petróleo corresponden con las unidades litoestratigráficas B22, D1, D3 y E1 y a nivel de facies sedimentarias (canales entrelazados y de meandro) representando mayor potencial de petróleo y las facies de barra de marea y abanico de rotura son las que presentan potenciales más bajo de petróleo.

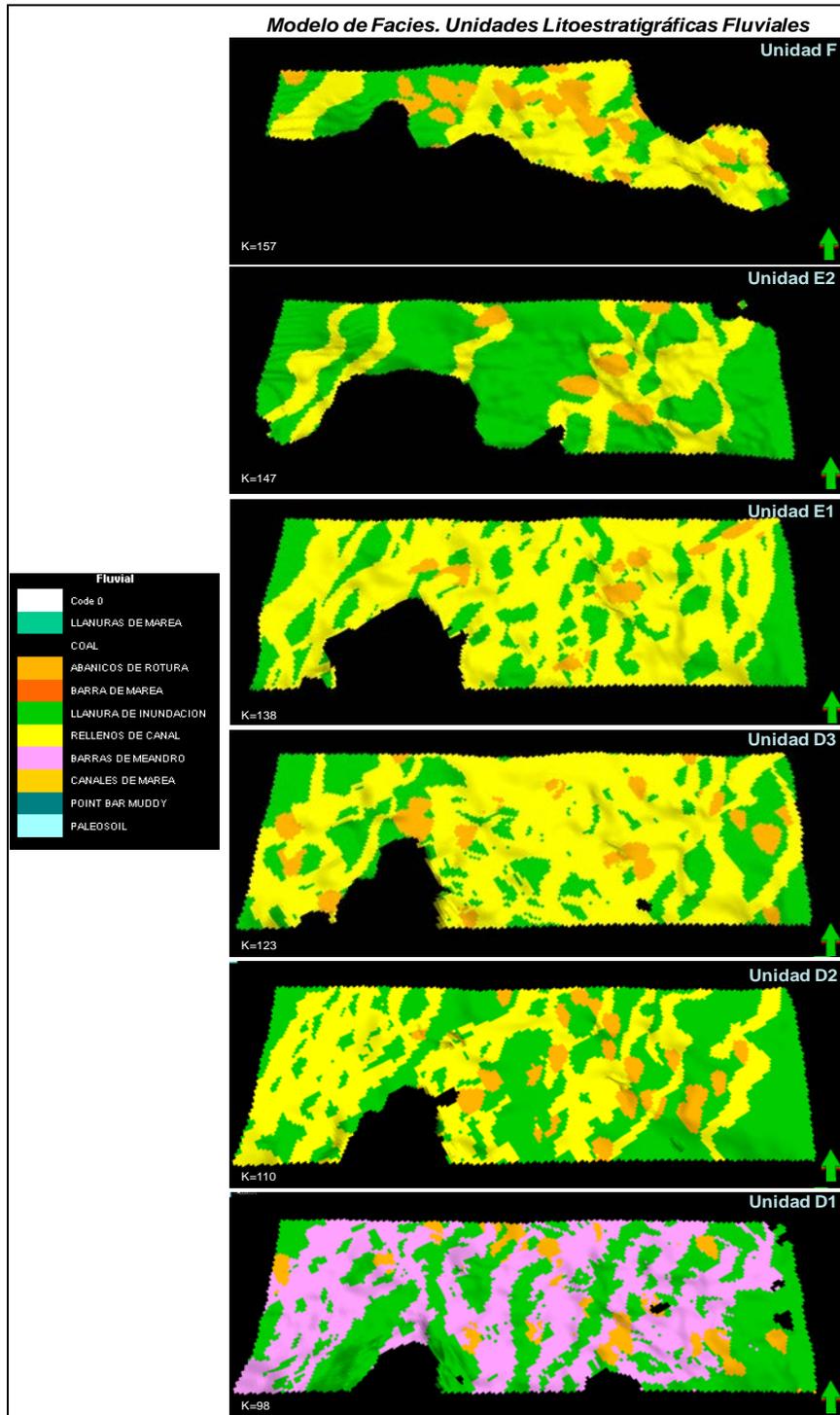


Figura 63. Visualización del modelo de facies tridimensional en las unidades F, E1, E2, D3, D2 y D1.

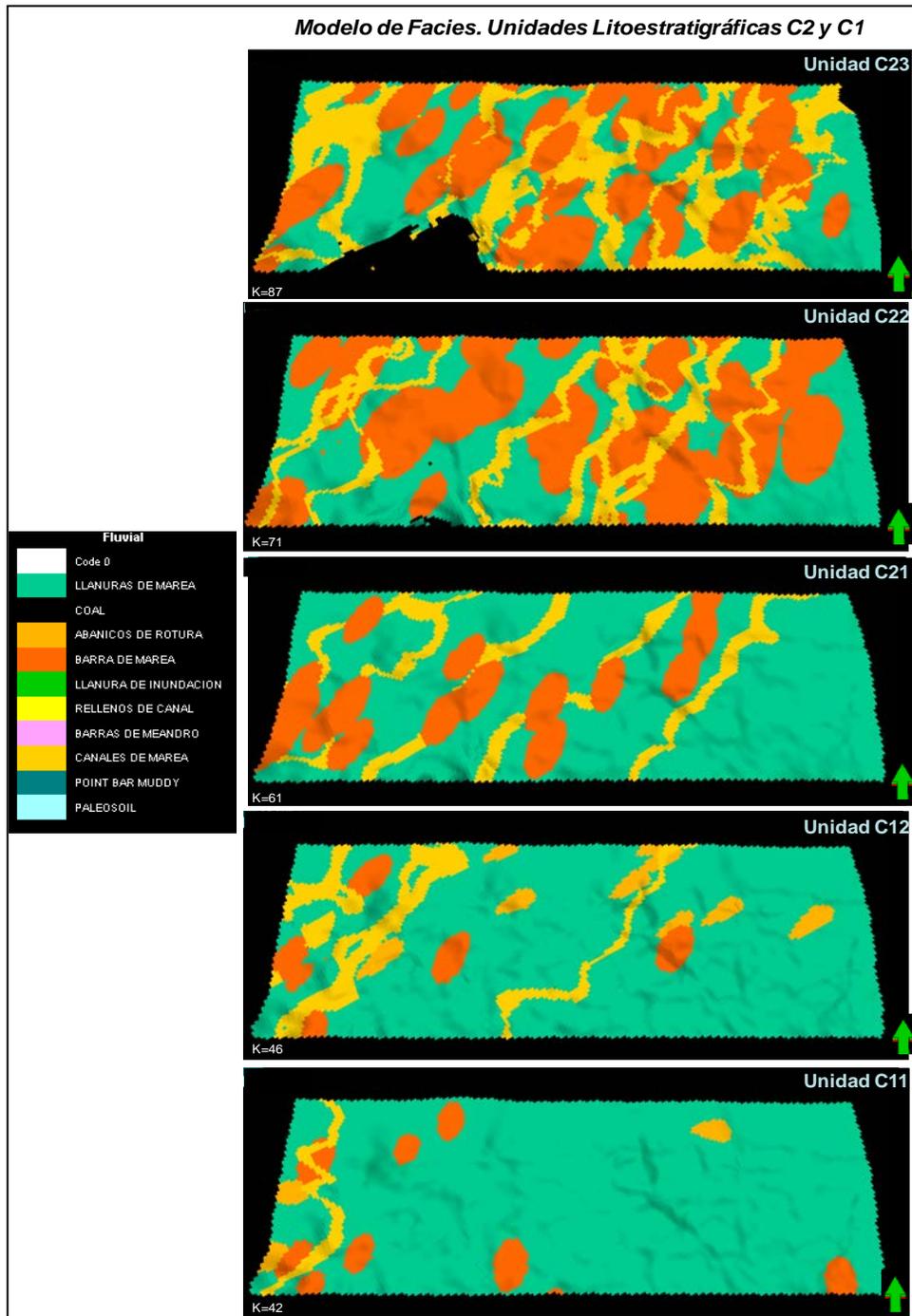


Figura 64.- Visualización del modelo de facies tridimensional en las unidades C23, C22, C21, C12 y C11.

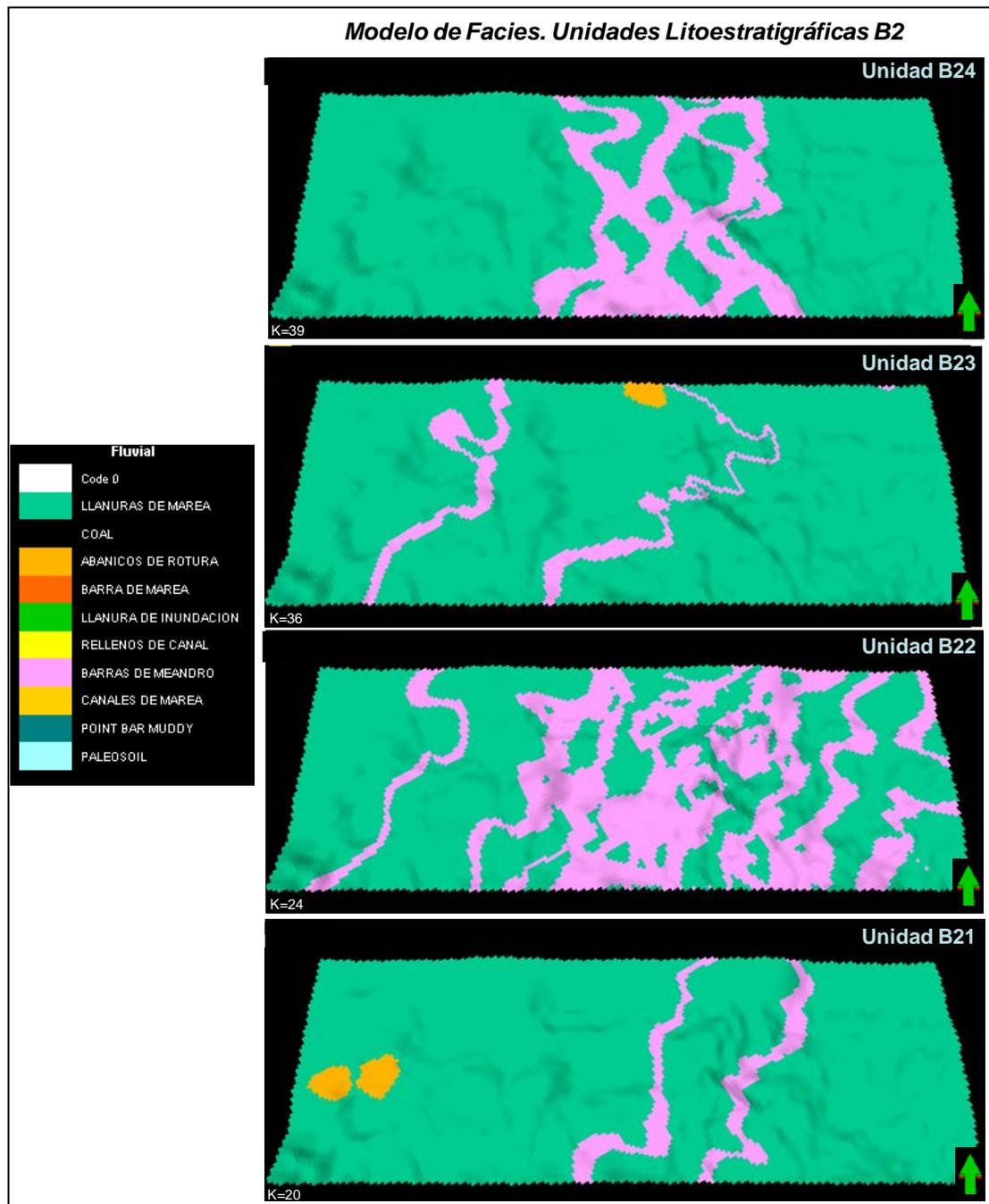


Figura 65.- Visualización del modelo de facies tridimensional en las unidades B24, B23, B22 y B21.

5.2 CONCLUSIONES

En función de la metodología empleada en este trabajo, en donde se realizó un modelado geoestadístico de las unidades litoestratigráficas del Mioceno inferior de la Formación Oficina en el Área Sur de Petrocedeño, integrando datos de pozo y estudios previos, se concluye:

1. Los yacimientos pertenecientes a la Formación Oficina de edad Mioceno representan sedimentos siliciclásticos, de acuerdo a la interpretación de los núcleos se puede ser dividida en dos sistemas depositacionales dentro de una secuencia globalmente transgresiva. Hacia la base una secuencia de depósitos con dominio fluvial cambiando a depósitos transicionales marino marginal.
2. Se creó un modelo sedimentológico tridimensional a través de la integración de toda la información disponible para crear un modelo estático permitiendo una mejor visión de la arquitectura de las arenas prospectivas y logrando contabilizar las reservas de petróleo disponible.
3. Las interpretaciones de la sísmica y las correlaciones de pozos en el Área Sur y parte del área principal de Petrocedeño indican la presencia de un paleoalto hacia el suroeste del área sur que condicionó el desarrollo de los depósitos de la sección fluvial, unidades litoestratigráficas D1, D2, D3, E1 y E2F.
4. La influencia del alto estructural de Hato Viejo se observa en el adelgazamiento que sufren las unidades litoestratigráficas de la sección fluvial D1, D2, D3, E1 y E2FF, hacia el sector noreste de la zona de estudio.

5. Las interpretaciones de registros eléctricos, correlaciones de pozos y mapas de espesor de arena en el Área Sur muestran un buen desarrollo de arenas en las unidades litoestratigráficas B2, que corresponden con cinturones de canales meandriformes con orientación principal de N10 y espesores promedios 50 pies, concentrados en la porción central del Área Sur.
6. Las unidades litoestratigráficas de la sección fluvial D1, D2, D3 y E1 muestran cinturones de canales con espesores de arena promedio mayores a los 30 pies y orientaciones variables de N030 a N045 en promedio. Siendo las unidades D1, D3 y E1 las mas prospectivas en la sección fluvial.
7. Los espesores de las unidades litoestratigráficas de la sección fluvial son menores en el Área Sur comparadas con los observados en el Área Principal de Petrocedeño el cual poseen espesores promedios de 45 pies, mientras que los espesores del Área Sur son de 30 pies en promedio.
8. Las facies interpretadas en los pozos del Área Sur fueron canales entrelazados en la sección inferior (D2, D3, E1, E2F), Barras de meandros (A, B y D1) y canales de marea, barras de marea (C1 y C2), así como también fueron interpretado facies de abanico de roturas, carbones y algunas bandas de lutitas carbonáticas fueron reconocidas en las unidades litoestratigráficas B2 y C1 y C2.
9. A través de la interpretación de las facies y la estratigrafía en los pozos del área de estudio se reconocieron los dos ambientes depositacionales genéticamente distintos, de más antiguo a mas reciente consta de una llanura

aluvial correspondiente a las unidades litoestratigráficas D1, D2, D3, E1 y E2F y depósitos transgresivos marino marginal correspondiente a las unidades litoestratigráficas C2, C1, B2, B1 y A2.

10. Las facies con mejores calidades de arena registran resistividades mayores a los 80 Ohm/m, el cual se pueden observar principalmente en las facies de los canales entrelazados y meandriformes, de acuerdo a la data de núcleo se observo que las mejores calidades de las facies son las que se correlacionan con valores altos de permeabilidad, presentando muy buena impregnación de crudo.
11. Las propiedades petrofísicas de las facies reconocidas son muy variables. Los mejores reservorios lo representan los depósitos de barra o relleno de canales entrelazados con valores promedio de volumen de arcilla de 0.16, porosidades efectivas de 0.28 y saturaciones promedio menores a 0.30; mientras que los depósitos de barra de marea representan reservorios de baja calidad con valores promedio de volumen de arcilla de 0.28, porosidades efectiva de 0.26 y saturaciones de agua efectiva de hasta 0.60 y para los depósitos de abanico de rotura el volumen de arcilla es de 0.29, porosidades efectivas de 0.23 y saturación promedio de 0.65.
12. A través del modelo geoestadístico se genero el modelo 3D el cual represento características sedimentológicas bastante aceptables en el área de estudio para todas las unidades litoestratigráfica, a excepción de las unidades C2, el cual presento incertidumbres en cuanto a la geometría de los cuerpos de las arenas.
13. La simulación geoestadística de todas las unidades litoestratigráficas fueron condicionadas a los mapas de paleoambiente y mapas de arena generados para cada unidad.

14. Por lo tanto se concluye que a partir de los resultados obtenidos en el modelo tridimensional el cálculo de volúmenes de petróleo disponible en el Área Sur es de **0.3392 MMSTB**, siendo las unidades E1, D3, D1 y B22 mas importante en cuanto a mayor porcentaje de petróleo se refiere.

5.3 RECOMENDACIONES

1. Se recomienda perforar pozos estratigráficos que permita delinear las zonas con poca información disponible, con el propósito de mejorar el modelo y así poder ubicar mejor las plataformas productoras.
2. Comparar e incorporar la interpretación realizada en el presente estudio con modelos estratigráficos y sedimentológicos regionales existentes a fin de proveer un modelo crono-estratigráfico y sedimentológico integrado para la cuenca o para dominios estratigráficos similares.
3. Llevar a cabo estudios petrofísicos especiales basados en núcleos que permitan tener un modelo petrofísico más claro para ser utilizado en el modelado de propiedades petrofísicas y en los cálculos volumétricos de petróleo.

BIBLIOGRAFIA

- Allen, G., A, y Mercier, F., (1989). *Clastic Reservoir Sedimentology. A Practical Course on Log-based Sedimentological Análisis of Fluvial, Deltaic, and Coastal Clastic Reservoirs.* Total Exploration Laboratory.
- Ameneiro, R. (2008). Plan de delineación del Area Sur. REF: C-P-PET-NT-GL-017E. Informe Inédito de la Compañía PDVSA Petrocedeno S.A.
- Audemard, F., I., Baumann, P., y Latreille, M., (1985). Marco Geológico del Terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. VI Congreso Geológico Venezolano, p. 70-108.
- Bellorini, J., Casas, J., Gilly, P., Jannes, P., Matthews, P., Soubeyrand, D., y Ustáriz, J., (2003). Definition of a 3D Integrated Geological Model in a Complex and Extensive Heavy Oil Field, Oficina Formation, Faja del Orinoco, Venezuela. AAPG Annual Convention.
- Cattaneo, A., Steel, R. J., 2003, Transgressive deposits: a review of their variability. *Earth-Science Reviews* 62. P. 187-228.
- Calderón, E. (2002). Construcción de modelos geoestadísticos a escala centimétrica de facies heterolíticas, en las secciones informales C1 y C2 de la Formación Oficina, campo de San Diego, Zuata (Edo. Anzoátegui). Facultad de Geología, Universidad Central de Venezuela.

- Calvo, A. (2004). 3D Geological Model of Bare Field Reservoirs, Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela. AAPG International Conference Cancún, México, Octubre 24-27. CD-ROM.
- Casas, J. (2004). Sedimentological Model of the B1-B2 Reservoir Units, Oficina Formation in the Sincor Field (Early Miocene, Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela). Sincor Internal Report, Petroleum Department.
- Dalrymple, R. W., 1992, Tidal Depositational systems, in R.G. Walker and N. P James, eds., *Facies Models: response to sea level change*: Geological Association of Canada, p. 195-218.
- Dalrymple, R. W., B. A. Zaitlin, and R. Boyd, 1992, Estuarines facies models: conceptual basis and stratigraphic implications: *Journal of Sedimentary Petrology*, v. 62, p. 1130-1146.
- Dalrymple, R.W., Choi, K., 2007. Morphologic and facies trends through the fluvial-marine transition in tide dominated depositional systems: A schematic framework for environmental and sequence-stratigraphic interpretation. *Earth-Science Reviews* 81, p. 135-174.
- Delgado, Y. (2010). Generación de un modelo de facies empleando técnicas geoestadísticas de alto orden en un área de la Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo de Grado. Universidad Simón Bolívar.
- Erik P. Kvale and Allen W. Archer (2007) "Paleovalley fills: Trunk vs. tributary" *AAPG Bulletin*, V. 91, No. 6, P. 809–821.

- Falivene, O., Cabrera, L., Muñoz, P., Cazo, A., Fernández, O., y Sáez, A. (2007). Statistical grid-based facies reconstruction and modelling for sedimentary bodies. Alluvial-palustrine and turbiditic example Geological Acta. Vol.: 5 N° 3, 199-230.
- González De Juana, C., J. M. Iturralde y X. Picard. (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Tercera edición. Tomos I y II. Editorial Fonvives. Caracas, 1031 p.
- Higgs, R., 2002, Tide-dominated estuarine facies in the Hollin and Napo (“T” and “U”) formations (Cretaceous), Sacha field, Oriente Basin, Ecuador: discussion: AAPG Bulletin, v. 86, no. 2, p. 329-334.
- John S. Bridge y Robert S. Tye (2000) ”Interpreting The Dimensions Of Ancient Fluvial Channel Bars, Channels, And Channel Belts From Wireline-Logs And Cores” AAPG Bulletin, V. 84, No. 8, P. 1205–1228.
- Labourdette, R., Casas, J., Imbert, P., 2008. 3D Sedimentary Modelling of a Miocene Deltaic Reservoir Unit, Sincor Field, Venezuela: A New Approach. Journal of Petroleum Geology, Vol. 31 (2), pp 135-152.
- Levanti, A. (2009). Discriminación de facies sedimentarias utilizando Simulación Gaussiana Truncada. Tesis de Postgrado. Universidad Simon Bolivar.
- Léxico Estratigráfico de Venezuela (L.E.V. III 1997). Tercera edición. Ministerio de Energía y Minas – Boletín Geológico, 12: 1-828p.

- Longhitano, S. G., Mellere, D., Steel, R. J., Ainsworth, R. B., 2012, Tidal depositional systems in the rock record: A review and new insights. *Sedimentary Geology*, s.p.
- Mclroy, D., Flint, S., Howell, John, H., 1999. Applications of High-Resolution Sequence Stratigraphy to Reservoir Prediction and Flow Unit Definition in Aggradational Tidal Successions. GCSSEPM Foundation, v. 19, p. 121-132.
- Martin, Remy (2002). Venezuela SINCOR Structural Interpretation Reprocessed 3D Seismic. Sincor Internal Report, Petroleum Department.
- Martinius, A. W., Hegner, J., Kaas, I., Bejerano, C., Mathieu, X., y Mjos, R., (2012). Sedimentology and depositional model for the Early Miocene Oficina Formation in the Petrocedeño Field (Orinoco heavy-oil belt, Venezuela). *Marine and Petroleum Geology* 35. P. 354-380.
- Parnaud, F., Gou, Y., Pascual, J. C., Truskowski, I., Gallango, O., Passalacqua, H., y Roure, F. (1995). Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin, en: A. J. Tankard, R. Suarez, and H.J. Welsink, *Petroleum Basins of South America*. AAPG Memoir 62, p. 741-756.
- Patterson, J. M. y Wilson, J. G., 1953. Oil fields of Mercedes region, Venezuela, *Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull.*, 37(12): 2705-2733.
- Petrel (2008). Manual: Property Modeling Course. SCHLUMBERGER.
- Pourtoy, D., Dos Santos, F., Marfisi, N., Perdomo, M., y Bejarano, C., (2009). Modelo Sedimentológico de las Unidades C2 y C1, Actualización 2009. Informe Inédito de la Compañía PDVSA Petrocedeño S.A.

- Posamentier H. W. & Allen G. P. (2000) *Siliciclastic Sequence Stratigraphy- Concepts and Applications in SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology Series 7*, Society for Sedimentary Geology, 1741 E. 71. Street, Tulsa Oklahoma, 74136-5108, 204 p.
- PlinkBjorklund, P., 2005, Stacked fluvial and tide dominated estuarine deposits in high-frequency (fourth-order) sequences of the Eocene Central Basin, Spitsbergen. *Sedimentology*, 52, 391-428.
- Rojas, C. (2011). Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la zona C- Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia.
- Shanmugam, G., M. Poffenberger, 2002, Tide-dominated estuarine facies in the Hollin and Napo (“T” and “U”) formations (Cretaceous), Sacha field, Oriente Basin, Ecuador: Reply: *AAPG Bulletin*, v. 86, no. 2, p. 335-340.
- Suter, J., y Fielder, G (2003). Accommodation Control on the Sequence Stratigraphic Evolution of the Oficina Formation in the Zuata Area of the Faja Petrolífera del Orinoco, Eastern Venezuela Basin. *AAPG Annual Convention*.
- Van Wagoner J. C., Mitchum R. M., Campion K. M. and Rahmanian V. D. (1990), *Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores and Outcrops*, *AAPG Methods in Exploration* N°. 7, 53 p .
- Van Wagoner J. C., Mitchum R. M., Todd R. G., Widmier J. M., Thompson S., Sangre J. B., Bubb J. N. and Hatlelid W. G. (1977). *Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level*, in Payton Ch. (eds) *Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration*, *AAPG Memoir* 26, 49-212.

Velásquez, D. (2002). Estudio de facies de las unidades estratigráficas informales B-C-D-E en la Formación Oficina y su relación con los perfiles eléctricos de imagen, Campo Sincor, Zuata, Edo. Anzoátegui. Facultad de Geología, Universidad Central de Venezuela.

Walker, R. G., 1992. Facies, facies models and modern stratigraphic concepts. In Walker, R. G., James, N. P. (Eds.), Facies Models Response to Sea Level Change. Geological Association of Canada Publications, pp. 1-14.

Walker, R. G., "Deltas" Department of Geology, McMaster University Hamilton, Ontario L8S 4M1.

Páginas consultadas:

<http://blogpetrolero.blogspot.com/2009/06/cuenca-oriental-de-venezuela-parte-i.html>