



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**DESARROLLAR METODOLÓGICAMENTE UN MODELO ESTÁTICO
INTEGRADO UTILIZANDO DATA REAL DEL YACIMIENTO LAB-01
MEDIANTE EL USO DE LA HERRAMIENTA PETREL @2008 1.1.**

**REALIZADO POR:
MARIALIS DALUVI ROMERO CORREA**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al
Título de:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, JULIO DE 2013



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**DESARROLLAR METODOLÓGICAMENTE UN MODELO ESTÁTICO
INTEGRADO UTILIZANDO DATA REAL DEL YACIMIENTO LAB-01
MEDIANTE EL USO DE LA HERRAMIENTA PETREL @2008 1.1.**

**REALIZADO POR:
MARIALIS DALUVI ROMERO CORREA
C.I.: 19.662.387**

REVISADO POR:


MSc. ISAAC CONTRERAS
Asesor Académico

MATURÍN, JULIO DE 2013



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**DESARROLLAR METODOLÓGICAMENTE UN MODELO ESTÁTICO
INTEGRADO UTILIZANDO DATA REAL DEL YACIMIENTO LAB-01
MEDIANTE EL USO DE LA HERRAMIENTA PETREL @2008 1.1.**

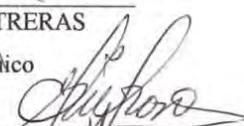
REALIZADO POR:
MARIALIS DALUVI ROMERO CORREA

APROBADO POR:


MSC. ISAAC CONTRERAS
Asesor Académico


MSC. FABIOLA MOTTOLA

Jurado Principal


ING. MARTHA ESPINOZA

Jurado Principal

MATURÍN, JULIO DE 2013

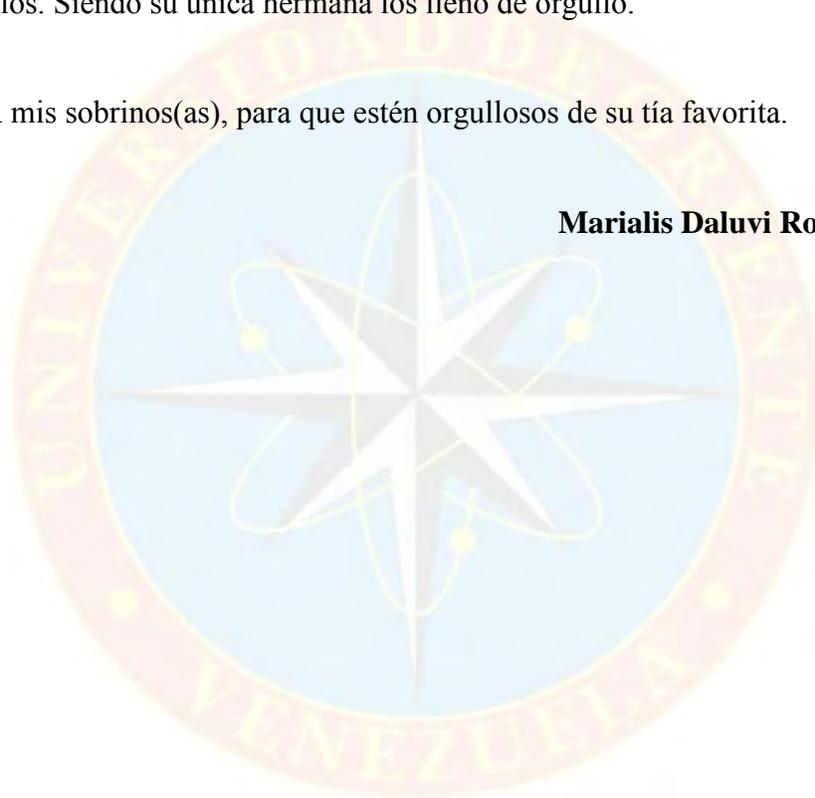
DEDICATORIAS

A mis padres María y Alí, por ser quienes me dieron todo para hacer posible esta gran meta, con ellos todo, sin ellos nada.

A mis hermanos Alixander y Jonathan, porque sé que este gran triunfo también es de ellos. Siendo su única hermana los lleno de orgullo.

A mis sobrinos(as), para que estén orgullosos de su tía favorita.

Marialis Daluvi Romero Correa.



AGRADECIMIENTOS

A mis padres María y Alí, todo lo logrado hasta hoy se los deberé siempre, mi crecimiento profesional es merito de ustedes quienes con su paciencia, tolerancia y amor lograron de mi la persona que soy hoy. Faltaran días de mi vida para agradecerles, pero sé que mis logros compensaran su dedicación a mí.

A mis hermanos Alixander y Jonathan, que también son mis amigos, hacen mi vida feliz y completa, esta dicha de ser la del medio entre dos hombres me ha hecho una mujer especial.

A mis amigas, pronto todas colegas quienes fueron conmigo de la mano en esta carrera, haciéndolo todo más fácil y divertido. Juntas celebramos y lloramos cada materia, cada semestre y cada año en lo que llamamos una travesía, ya lograda y superada.

Y agradezco a todas aquellas personas que en su momento fueron participe de esta gran parte de mi vida, quienes aportaron su granito de arena cuando lo necesite.

Marialis Daluvi Romero Correa.

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iii
DEDICATORIAS	iv
AGRADECIMIENTOS	v
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABLAS	x
RESUMEN	xi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	3
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES.....	6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	7
2.2.1 Geología estructural del campo.....	8
2.3 BASES TEÓRICAS.....	8
2.3.1 Modelo estático.....	8
2.3.2 Secciones geológicas.....	9
2.3.3 Modelo estructural.....	9
2.3.4 Modelo estratigráfico.....	10
2.3.5 Modelo sedimentológico.....	11
2.3.6 Mapas de subsuelo.....	11
2.3.7 Evaluación petrofísica.....	11
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	12
CAPÍTULO III	13
MARCO METODOLÓGICO	13
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	13
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	13
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	13
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	14
3.4.1 Verificación de la información disponible del yacimiento LAB-01.....	14
3.4.2 Establecer los pasos necesarios para diseñar los modelos estructural y estratigráfico para el yacimiento LAB-01 usando Petrel @2008 1.1.....	16

3.4.3 Determinar el Modelo Petrofísico del Yacimiento LAB-01.	21
3.4.4 Generación del modelo integrado mediante el software PETREL.....	30
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	32
3.6 RECURSOS	32
3.6.1 Recursos humanos	32
3.6.2 Recursos materiales y financieros	32
CAPITULO IV	33
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	33
4.1 VERIFICACIÓN LA INFORMACIÓN DISPONIBLE del yacimiento lab_o1.....	33
4.1.1 Revisión estructural	33
4.1.2 Revisión estratigráfica	34
4.2 ESTABLECER LOS PASOS NECESARIOS PARA DISEÑAR LOS MODELOS ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO PARA EL YACIMIENTO LAB-01 USANDO PETREL @2008 1.1.....	35
4.2.1 Modelo estructural.....	35
4.2.2 Modelo estratigráfico.....	46
4.3 DETERMINAR EL MODELO PETROFÍSICO DEL YACIMIENTO LAB- 01. 49	
4.4 GENERACIÓN DEL MODELO INTEGRADO MEDIANTE EL SOFTWARE PETREL.....	52
4.4.1 Modelo Estructural	52
4.4.2 Modelado de límites discordantes.	55
4.4.4 Modelado de Petrofacies	59
4.4.5 Modelado de Propiedades Petrofísicas.....	65
4.4.7 Cálculo del GCOES.....	71
CAPITULO V	76
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	76
5.1 CONCLUSIONES	76
5.2 RECOMENDACIONES	77
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	78
HOJA DE METADATOS	78

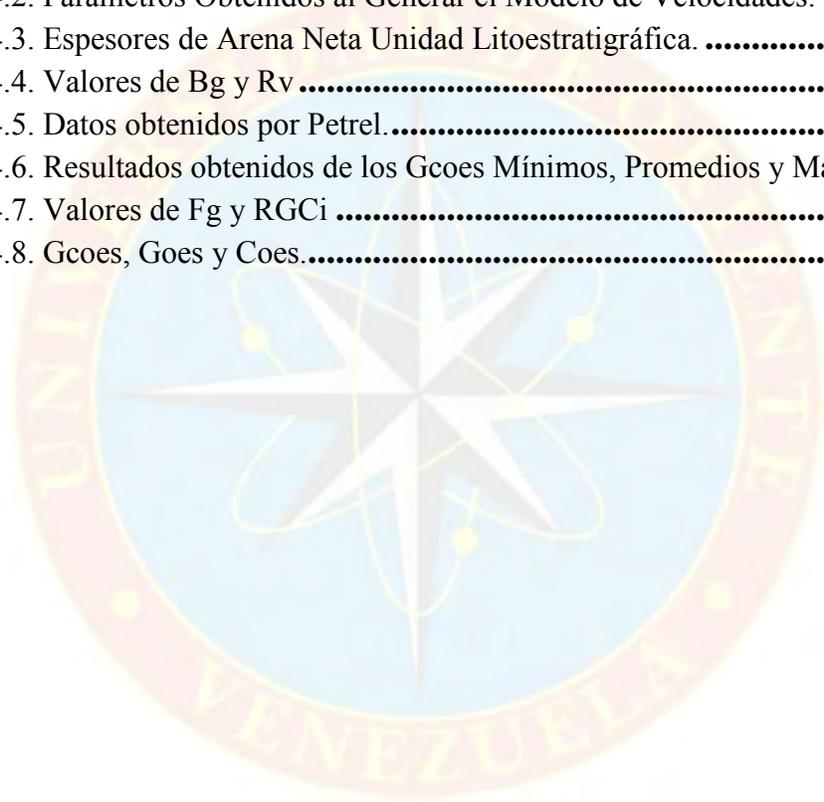
LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Columna Estratigráfica del LAB-01.....	8
Figura 4.1 Representación de la formación en una malla 3D discretizada del yacimiento LAB-01.	33
Figura 4.2. Área del Levantamiento Sísmico 3D, Yacimiento LAB-01.....	36
Figura 4.3. Mapa Base del yacimiento LAB-01.	37
Figura 4.4. Serie de Tiempo, Espectros de Amplitud, Fase de la Ondícula, Fase Cero y Polaridad Normal, extraída de la Sísmica en los pozos LAB-72 y LAB-73.....	38
Figura 4.5. Calibración Sísmica de los Pozos LAB-72 y LAB-73.	39
Figura 4.6. Curva Tiempo – Profundidad, Pozos LAB-72 y LAB-73.....	40
Figura 4.7. Sección Sísmica Compuesta In-Lines (en líneas) 421, 426 y 475.....	41
Figura 4.8. “Horizon Slice” de “Ant-tracking” a Nivel del Tope del Yacimiento LAB-01.	42
Figura 4.9. Horizonte del yacimiento LAB-01.	43
Figura 4.10. Mapa de Velocidad al Tope del yacimiento LAB-01.....	44
Figura 4.11. Mapa Estructural en Profundidad al Tope.....	45
Figura 4.12. Mapa De Espesor Unidad Litoestratigráfica.....	46
Figura 4.13. Mapa de espesor de Arena Total Unidad Litoestratigráfica.	47
Figura 4.14 Mapa de espesor de Arena Neta Unidad Litoestratigráfica.	49
Figura 4.15. Curva roja es la obtenida por el Método de Saturación por Simandoux Modificado Comparada con la curva azul en función de Sw J.....	50
Figura 4.16. El Método de Saturación por Simandoux Modificado, (curva roja), muestra un Menor valor de Sw, comparado con la Función de Sw J(curva azul).....	51
Figura 4.17. Extensión de los Flancos para Integrar el Acuífero a la Simulación.....	53
Figura 4.18. Parámetros Seleccionados para Elaborar la Malla.....	54
Figura 4.19. Superficies y Topes Utilizados para Elaborar el Modelo Estructural.....	55
Figura 4.20. Vista 3D de los Límites Discordantes.....	56
Figura 4.21. Vista 3D del Volumen Estructural Total, con CD- A al Tope de la Estructura.....	56
Figura 4.22. Vista 3D de la Base del Volumen Estructural.....	56
Figura 4.23. Variograma realizado en la dirección vertical, donde se observa el valor del “Vertical Range” obtenido (Cuadro Rojo).	57
Figura 4.24. Espesor vertical de las unidades litoestratigraficas.	58
Figura 4.25. Template Asignado al Registro Discreto de Petrofacies.....	60
Figura 4.26. Correspondencia entre el Modelo Litológico y las Petrofacies.....	61

Figura 4.27. Registro de Petrofacies y su Escalado. (B) Distribución Areal del Registro Escalado.	62
Figura 4.28. Distribución de la Data en la Curva de proporción Vertical.	63
Figura 4.29. Ventana del Modulo de “Facies Modeling”, donde se observan los Parámetros Utilizados por el Método “Sequential Indicator Simulation”.....	64
Figura 4.30. Modelado de Petrofacies Condicionado al Modelo Ambiental, con el Método “Sequential Indicator Simulation”.....	65
Figura 4.31. Ventana de la Aplicación “Scale Up Well Logs”.....	66
Figura 4.32. Registros de Propiedades Petrofísicas (Phi, K y Sw) vs. su Registro Escalado.	67
Figura 4.33. Ejemplo de un “Data Analysis” de la Porosidad Condicionada a la Petrofacies Mesoporosa, para la Unidad Litoestratigráfica LAB-11.	68
Figura 4.34. Ventana del Modulo de “Petrophysical Modeling”, donde se observan los Parám Utilizados por el Método “Sequential Gaussian Simulation”	69
Figura 4.34. Modelado de Propiedades Petrofísicas para la Unidad Litoestratigráfica LAB-Y3.....	70
Figura 4.35. Modelado de Propiedades Petrofísicas para la Unidad Litoestratigráfica LAB-Wm.....	70
Figura 4.37. Contactos de Fluidos Definidos en las Unidades Litoestratigráficas.	72
Figura 4.38. Vista en planta de los Reservorios LAB-Z1 y LAB-Y3.....	72
Figura 4.39. Vista en planta de los Reservorios LAB-Wm, LAB-Ws.....	73
Figura 4.40. Cálculos máximo, mínimo y promedios para las propiedades Petrofísicas.....	74

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Tabla Resumen de la Información Existente de Pozos con Núcleos.	22
Tabla 3.2 Valores de Corte de la formación y Tipo de Roca que se aplicarán al Modelo de Simulación.	23
Tabla 3.3 Valores utilizados para el Reservorio LAB-01.	29
Tabla 4.1. Coordenadas del Levantamiento Sísmico.	37
Tabla 4.2. Parámetros Obtenidos al Generar el Modelo de Velocidades.	44
Tabla 4.3. Espesores de Arena Neta Unidad Litoestratigráfica.	48
Tabla 4.4. Valores de Bg y Rv.	72
Tabla 4.5. Datos obtenidos por Petrel.	73
Tabla 4.6. Resultados obtenidos de los Gcoes Mínimos, Promedios y Máximos. ...	74
Tabla 4.7. Valores de Fg y RGCi.	75
Tabla 4.8. Gcoes, Goes y Coes.	75





UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**DESARROLLAR METODOLÓGICAMENTE UN MODELO ESTÁTICO
INTEGRADO UTILIZANDO DATA REAL DEL YACIMIENTO LAB-01
MEDIANTE EL USO DE LA HERRAMIENTA PETREL @2008 1.1.**

Autor:

MARIALIS DALUVI ROMERO CORREA

C.I.: 19.662.387

Julio 2013

Asesor:

MSC. ISAAC CONTRERAS

RESUMEN

El presente trabajo responde a la intención de desarrollar metodológicamente un modelo estático integrado utilizando data real del yacimiento LAB-01 mediante el uso de la herramienta Petrel @2008 1.1. Para ello fue necesario revisar y validar la información disponible del yacimiento LAB-01, con la finalidad de diseñar el modelo estático del mismo, estableciendo los pasos que permitió generar modelos estructural, estratigráfico y petrofísico. Para finalmente obtener un modelo integrado mediante el software PETREL. La metodología respondió a la investigación descriptiva con un diseño documental. Y se llegó a la siguiente conclusión: El modelo estático integrado permitió determinar las características del yacimiento LAB-01 y poder predecir su comportamiento mediante el software Petrel.

Descriptor: Simulador modelo estático, modelo estructural, modelo estratigráfico, modelo petrofísico

INTRODUCCIÓN

Para optimizar la producción de los yacimientos petrolíferos, es indispensable conocer el comportamiento de los mismos, lo que requiere un estudio detallado de las características y propiedades estáticas de los yacimientos. Las capacidades de la geología, todo perfectamente unificado con las herramientas de ingeniería geofísica y el yacimiento, permiten un estudio integrado, proporcionando una descripción precisa del modelo estático.

Para poder generar un modelo estático de un yacimiento es necesario contar con datos estructurales, estratigráficos, petrofísicos y sedimentológicos. La integración de todos ellos da como resultado un modelo estático detallado del Yacimiento de interés. Actualmente, estos datos pueden introducirse manualmente a un software que dará resultados acerca de la caracterización del yacimiento y simular su comportamiento futuro.

El software utilizado fue Petrel @2008 1.1., es una herramienta creada por la empresa SHLUMBERGER que permite la automatización del flujo de trabajo y la actualización de los modelos rápidos, reduciendo el tiempo del ciclo de proyectos y maximizar la eficiencia y proporciona una descripción estática del yacimiento precisa que evoluciona con el depósito.

Con este estudio se logró desarrollar una metodología para poder saber que datos se hacen necesarios para generar dicho modelo, principalmente los estructurales, estratigráficos y petrofísicos. Luego integrados en el software permitieron visualizar posibles estrategias de explotación y estimulación para el yacimiento.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La evaluación de los cuerpos de arena, que constituyen los yacimientos petrolíferos, ha determinado que sus diversas formas de deposición y el comportamiento de su producción y presión vienen dadas por la distribución heterogénea de las características geológicas y petrofísicas, debido a ello la producción de cada pozo en un yacimiento es diferente según la calidad de la zona en que este se localice y entre otras cosas.

La zona de los yacimientos, según sus áreas óptimas, posee relación directa con las características sedimentológicas y petrofísicas. La identificación de dichas características, su representación en modelos geológicos y mapas, la definición de las zonas óptimas en el área del yacimiento, la determinación de los límites y la cuantificación del volumen de hidrocarburos son los objetivos primarios del desarrollo de un modelo estático.

En vista de los avances tecnológicos que se han presentado en la industria del petróleo y en la búsqueda de un método que permita obtener datos geológicos y petrofísicos de los yacimientos para mejorar la evaluación de los proyectos petroleros y estudios de la rentabilidad, se usan software que se encargan, entre otras cosas, de representar la estructura geológica del yacimiento y permite al usuario interpretar datos sísmicos, construya los modelos del yacimiento, visualice los resultados de una posible estimulación y diseñe estrategias de explotación para maximizar la producción del yacimiento. Sin embargo, en realidad fue diseñado para ser más que un constructor de modelos geológicos, su verdadera intención es eliminar la

necesidad de utilizar muchas herramientas y ser un software que conduzca la información sísmica hasta los resultados de una simulación.

Para agilizar el trabajo del ingeniero de petróleo se desarrollaron pasos para determinar los datos necesarios que se requieren para elaborar modelos geológicos mediante información teórica. Para validar estos resultados será necesario el uso del laboratorio de Simulación de Yacimientos de la Universidad de Oriente.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar metodológicamente un modelo estático integrado utilizando data real del yacimiento LAB-01 mediante el uso de la herramienta Petrel @2008 1.1.

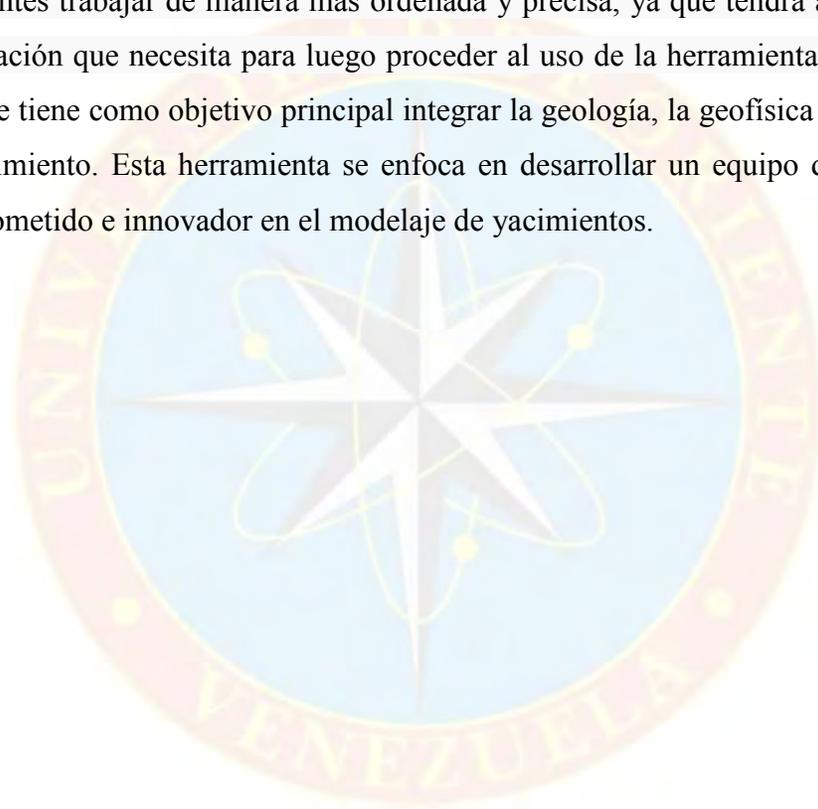
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Verificar la información disponible del yacimiento LAB-01.
- Establecer los pasos necesarios para diseñar los modelos estructural y estratigráfico para el yacimiento LAB-01 usando Petrel @2008 1.1.
- Determinar el modelo petrofísico del yacimiento LAB-01
- Generar el modelo integrado mediante el software Petrel @2008 1.1.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La caracterización estática de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en el cual son aplicados diversos conocimientos sobre ingeniería para así interpretar lógicamente todos los datos y características del yacimiento mediante herramientas y técnicas modernas, en otras palabras es el conjunto de productos

orientados a la definición y al estudio de las características geológicas y petrofísicas que controlan la capacidad de almacenamiento de los yacimientos petroleros, así como la cuantificación del volumen de hidrocarburos. Es por lo que en este trabajo se desarrollaron pasos que permitieron la obtención de datos necesarios, previos para generar modelos geológicos y poder introducirlos al software, que nos dará los resultados finales sobre dicha caracterización. Estos pasos le brindarán a los estudiantes trabajar de manera más ordenada y precisa, ya que tendrá a su alcance la información que necesita para luego proceder al uso de la herramienta Petrel @2008 1.1, que tiene como objetivo principal integrar la geología, la geofísica y la ingeniería de yacimiento. Esta herramienta se enfoca en desarrollar un equipo de trabajo más comprometido e innovador en el modelaje de yacimientos.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

- **Fernández, T.** (2006), determinaron el modelo estático de las arenas c, d, e, f y g del yacimiento morichal-01, campo jobo, asignada a PETROUDO, S.A, ya que esta área representaba mayor grado de certidumbre con relación a la distribución de las propiedades y heterogeneidades presentes en la zona. Se llevó a cabo a través de métodos de tratamiento de datos como las técnicas geoestadísticas, dando como resultado la obtención de un modelo representativo con propiedades básicas de la roca y adicionalmente logró cuantificar el volumen de reservas.
- **Viaje, V.** (2006), realizó la determinación del modelo estático de las arenas a y b del yacimiento jobo-01, del área jobo-02, asignada a PETROUDO. S. A., basándose en los análisis realizados al núcleo del pozo estratigráfico JOA-452, además de los análisis de mapas oficiales del campo e interpretación de los registros disponibles de los pozos, donde se obtuvo un modelo más representativo y confiable del yacimiento, también determinó el POES de cada una de las arenas.
- **Guerra, L.** (2007), realizó la evaluación de los modelos estático y dinámico del yacimiento B-1 SVS-73, flanco este, unidad de explotación LOGOMEDIO, perteneciente a PDVSA OCCIDENTE, a través del cual hizo la caracterización física y energética del mismo, así como también, la búsqueda de nuevas oportunidades de generación de potencial, recobro eficiente de reservas y el planteamiento de nuevas estrategias de explotación. Lo llevó a cabo mediante la revisión del modelo estático basados en el estudio realizado por las empresas

Weinman & Scotia y el modelo dinámico, donde evaluó el proyecto de inyección de agua existente en el yacimiento.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La secuencia estratigráfica de interés correspondiente al estudio, se ubica geológicamente en el período desde el Carbonífero Tardío- Cretácico Temprano, se encuentra conformada cronológicamente de lo más antiguo a lo más joven por: Formación AB , Formación BC y Formación CD. En la Figura 2.1 se muestra la Columna Estratigráfica estudiada en el área de este proyecto.

La Formación AB de edad Carbonífera limita discordantemente es su parte inferior con la Formación T y en su límite Superior concordante con la Formación BC. Litológicamente corresponde a una serie homogénea de niveles psamíticos con intercalaciones de niveles pelíticos. El ambiente que se le asigna es un paleoambiente de origen continental fluvial con régimen lacustre.

La Formación BC de edad Carbonífera limita en su parte inferior concordantemente con la Formación AB y en su límite Superior discordantemente con la Formación E. Litológicamente está constituido por una serie de diamictitas, arcillitas y areniscas que corresponde a facies psamíticas y pelíticas. El ambiente que se le asigna es un ambiente fluvial glacial.

La Formación CD de edad Cretácica limita en su parte inferior concordante con la Formación Y y su límite Superior discordante con la Formación P. Litológicamente existe el desarrollo de una serie interestratificada de arenisca calcáreas, calizas y arcillas. Es una secuencia homogénea conformada por el desarrollo de facies psamíticas y pelíticas de facies calcáreas: El ambiente que se le asigna es un paleoambiente de origen continental lagunar o marino somero.

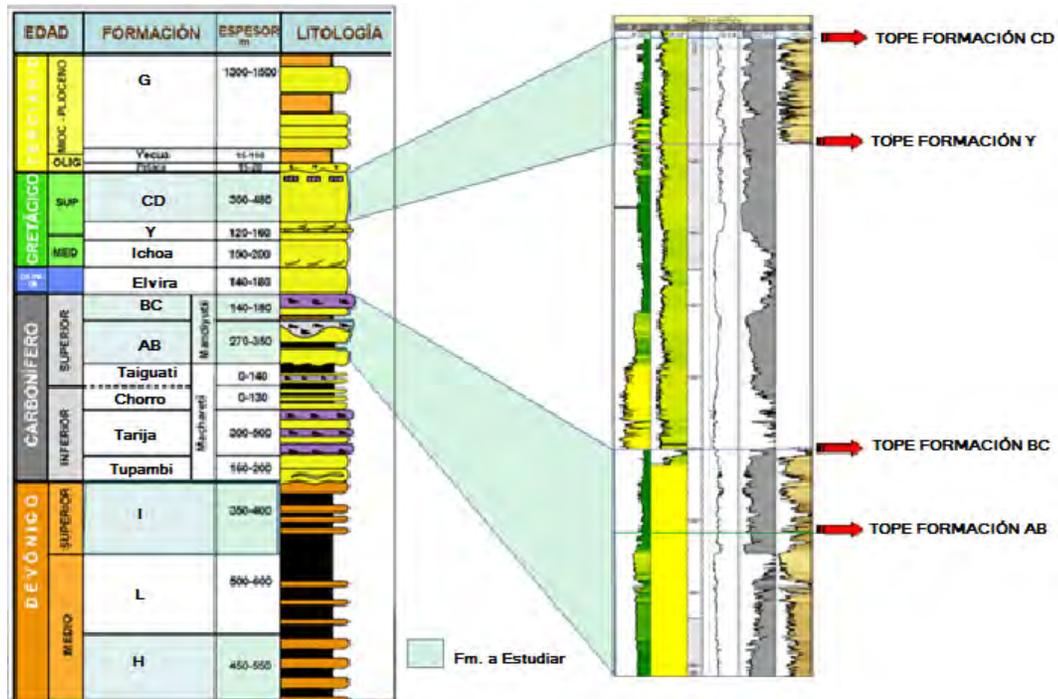


Figura 2.1. Columna Estratigráfica del LAB-01.

2.2.1 Geología estructural del campo

Estructuralmente, la sección del yacimiento es un anticlinal de rumbo general Noroeste - Sureste y buzamiento máximo estimado en 6 grados en los flancos. De acuerdo a la información que se dispone no se observa la presencia de fallas inversas y/o normales en el área de estudio, la distribución de los fluidos obedece a variación de densidades y cambios estratigráficos que actúen como barreras de permeabilidad.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Modelo estático

El modelo estático constituye una de las fases más importantes de un estudio integrado de yacimientos y representa una caracterización o análisis interpretativo y

multidisciplinario de un yacimiento, donde se integran aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos, de fluidos y geomecánicos. **(TECNOSINERGIA, 2001).**

2.3.2 Secciones geológicas

Las secciones geológicas se hacen con el objetivo de determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Son una forma de presentar información geológica útil, mediante el uso de secciones transversales, éstas pueden ser estratigráficas o estructurales de acuerdo al tipo de información que se requiera. **(CIED, 1997).**

2.3.3 Modelo estructural

La sísmica es la base para el modelo estructural, la cual es usada para:

- Proveer un marco estructural mediante identificación del reflector del tope del yacimiento, y de los lentes que lo conforman, donde la resolución de la sísmica lo permita.
- Definir orientación y geometría de los elementos estructurales.
- Delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación.

Abarca la revisión tanto del marco regional como del marco global, para determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales y mapas de compartimientos. Si se dispone de sísmica de mayor resolución (Hz) se podrían delimitar trampas estratigráficas más útiles: acuñaientos, capas delgadas, apilamiento de cuerpos. **(TECNOSINERGIA, 2001).**

2.3.3.1 Secciones estructurales

Las secciones estructurales se realizan con el objeto de establecer la estructura geológica, discordancias, cambios de buzamiento y la distribución de los fluidos dentro del marco estructural, para ello, las secciones realizadas deben ser perpendiculares a la estructura predominante. La elaboración de la sección se efectúa tomando como nivel de referencia una profundidad común para todos los registros de pozos. **(CIED, 1997).**

2.3.4 Modelo estratigráfico

Provee un marco estratigráfico mediante correlación de reflectores intrayacimiento de los lentes que los conforman, apoyándose en correlaciones litológicas pozo-pozo, análisis crono o bioestratigráfico y análisis de estratigrafía secuencial. Permite identificar límites de secuencia y superficies de máxima inundación, secuencias y para-secuencias. **(TECNOSINERGIA, 2001).**

2.3.4.1 Secciones estratigráficas

Las secciones estratigráficas se elaboran con el fin de observar el sistema de sedimentación, la continuidad lateral y vertical de los estratos, discordancias, barrera de permeabilidad y cambios de facies. Para realizar una sección, se traza una línea con respecto a la dirección preferencial de sedimentación y se cuelgan todos los registros de pozos a un mismo marcador, el cual ha sido identificado previamente. **(CIED, 1997).**

2.3.5 Modelo sedimentológico

El análisis de las facies permite definir ambientes e identificar unidades sedimentarias, además de la geometría de los cuerpos y la calidad de los depósitos facilita la caracterización de unidades de flujo y delimita intervalos de producción. Los análisis de núcleos proveen información clave para la caracterización de Yacimientos. El modelo sedimentológico complementa y calibra los modelos estratigráficos y estructural, además de la propiedades de la roca para la caracterización petrofísica final. **(TECNOSINERGÍA, 2001).**

2.3.6 Mapas de subsuelo

Es el mapa estructural-isópaco o de características petrofísicas de algún horizonte de referencia cierta profundidad y cuya profundidad se puede obtener a partir de registros de pozos, levantamientos sísmicos o interpolación y la información de presión, temperatura y de la historia de producción de los yacimientos. El propósito de la elaboración de los mapas del subsuelo es la Geología del Petróleo es el hallazgo de trampas que contengan yacimientos comerciales de hidrocarburos, una vez descubierto el yacimiento y perforados los pozos adicionales, realizar la mejor interpolación que conduzca a desarrollar con más eficiencia ese yacimiento. **(CIED, 1997).**

2.3.7 Evaluación petrofísica

La evaluación petrofísica determina las propiedades físicas del yacimiento como lo son la porosidad, permeabilidad y saturación de agua las cuales son inferidas a partir de mediciones de registros de pozos y análisis de núcleo, constituye un aporte a la definición clara de la litología y de los parámetros de corte del yacimiento. **(TECNOSINERGIA, 2001)**

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Anticlinal: es una deformación en pliegue formado en rocas dispuestas en estratos que resulta de esfuerzos tectónicos de tipo diverso. (**Ávila, 2012, P.1**)

Malla: representación gráfica de los procesos referentes a la simulación de procesos en yacimientos de hidrocarburos. (**Contreras, 2012, P.1**)

Porosidad: es la fracción del volumen total de la roca no ocupada o libre de material. (**Mannucci, 1998, P.2 -1**)

Permeabilidad: es la medida de la facilidad con que una roca permite que los fluidos se muevan dentro del volumen poroso interconectado. (**Mannucci, 1998, P.2 -12**)

Saturación: es la fracción del volumen poroso del yacimiento ocupado por determinado fluido. (**Mannucci, 1998, P.2 -53**)

Simulación: es el desarrollo de un modelo lógico-matemático de un sistema, de tal forma que se obtiene una imitación de la operación de un proceso de la vida real o de un sistema a través del tiempo. (**Contreras, 2012, P.1**)

Software: Se conoce como software al equipamiento lógico o soporte lógico de un sistema informático, comprende el conjunto de los componentes lógicos necesarios que hacen posible la realización de tareas específicas. (**Wikipedia, 2013, P.1**)

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El estudio se enmarcó dentro de la modalidad de investigación con carácter Descriptiva, ya que se desarrollo una metodología para generar un modelo estático utilizando la herramienta Petrel, que nos permitirá mayor flujo de trabajo llevando a cabo cada uno de los objetivos descritos anteriormente. Según Arias Fideas, G. (2006) “La Investigación Descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o supo con establecer su estructura o comportamiento”.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Según las estrategias planteadas para responder a las principales interrogantes que fundamentan el estudio de investigación y alcanzar los objetivos propuestos, se formulo un diseño de investigación Documental porque se utilizará información ya establecida y esta misma se interpretará y analizará para lograr la investigación.

Según Arias Fideas, G. (2006) “La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: *impresas, audiovisuales o electrónicas*”.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias Fideas, G. (2006) “la población o universo se refiere al conjunto para el cual serán validas las conclusiones que se obtengan: a los elementos o unidades y la muestra es un subconjunto representativo de esta población”.

En esta investigación la metodología a desarrollar se puede aplicar en cualquier tipo de yacimiento, incluyendo sus pozos, pero para su validación fue necesario utilizar datos reales del yacimiento LAB-01. Por esto se concluyo que la población seria igual a la muestra, ya que se aplica a todo el yacimiento.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

El estudio se basó principalmente en la determinación de un modelo estático de yacimiento, el cual se realizó a través de la aplicación de la herramienta computacional del programa PETREL (software libre).

Debido a la aplicación de nuevas técnicas de interpretación, cuantificación y medición, se hace necesario asegurar un correcto orden del método a seguir, por lo tanto, trabajar de manera sistemática y en orden permite obtener los resultados más consistentes y representativos del yacimiento.

3.4.1 Verificación de la información disponible del yacimiento LAB-01

Para cumplir con esta etapa se realizó la revisión o verificación de la información disponible con el fin de obtener el comportamiento geológico del yacimiento LAB-01, limitado a los datos estructurales y estratigráficos. Una vez agrupada toda la data se interpretó la información del área de interés. Esta etapa estuvo estructurada de la siguiente manera:

- **Recopilación de información.**

El desarrollo del proyecto de investigación se inició con la recopilación de los datos del yacimiento en estudio, la cual se realizó mediante la búsqueda de trabajos

realizados en el área, documentos técnicos suministrados por la empresa AA y la empresa AB aportando datos petrofísicos obtenidos recientemente de un estudio previo, entre otros. La data fue limitada en tres partes: datos estructurales, datos estratigráficos y datos petrofísicos para poder así llevar a cabo la realización del proyecto.

- **Revisión estructural**

El área de estudio cuenta con la información de dos de Check Shots (comprobar disparos). En esta etapa se examinaron secciones sísmica 3D, registros radioactivos y secciones estructurales. Igualmente, se revisaron las trayectorias, profundidades finales y elevación de la mesa rotaria de los pozos cargados en el proyecto. Se efectuó además una revisión de los horizontes, superficies y fallas en tiempo doble de viaje, así como de las superficies de tiempo y profundidad de las formaciones de interés.

- **Revisión estratigráfica**

La metodología utilizada para la revisión, ajuste y validación de los topes formacionales y de sus respectivas unidades litoestratigráficas se realizó en dos fases: la primera en la cual se revisaron los topes formacionales y la segunda, en la cual se realizó la revisión de la correlación de los topes intraformacionales. Se contó con la información de registros de los 79 pozos, cuyas curvas fueron entregadas y cargadas en el proyecto Petrel @2008 1.1.

La revisión de la correlación se inicio a partir de los diez (10) pozos Tipos, utilizados en el estudio de visualización, los cuales se encuentran distribuidos estratégicamente en toda el área tanto en los flancos como en la cresta del anticlinal, adicionalmente la mayoría de estos pozos atravesaron las formaciones en estudio del

Carbonífero, la información obtenida se extrapola al resto de los setenta y un (71) pozos que abarcan el yacimiento LAB-01.

3.4.2 Establecer los pasos necesarios para diseñar los modelos estructural y estratigráfico para el yacimiento LAB-01 usando Petrel @2008 1.1.

En esta etapa se establecieron los pasos que se deben seguir para poder elaborar un Modelo estructural y un Modelo estratigráfico, en este caso para el yacimiento LAB-01. El cual se realizó mediante la revisión de bibliografía sobre la elaboración de un Modelo Estático para un yacimiento de hidrocarburos.

- **Modelo estructural**

Para obtener el modelo estructural, deben seguirse una serie de pasos:

1. Información geofísica

La actividad comprende la recopilación, carga y validación de la información geofísica existente, evaluando la necesidad de contar con información geofísica adicional, incluyendo aparte de la sísmica de reflexión (2D, 3D o 4D), sísmica de pozo (VSP), perfiles sísmicos en todo el pozo y cualquier otro método: gravimetría, magnetometría, magnetoteluria e imágenes de sensores remotos, etc.

2. Información geológica de subsuelo

La actividad comprende la recopilación, carga y validación de la información de geología de subsuelo existente. La calidad de los datos de pozo dependerá entre otras cosas de: condiciones de los pozos, tipos de perfiles realizados, calidad de los mismos, antigüedad tecnológica, y cantidad de registros. En caso de no resultar

satisfactoria, se puede solicitar su reprocesamiento o evaluar una nueva adquisición. Una información de subsuelo de baja calidad impacta directamente en la certidumbre del modelo. La información geológica de subsuelo comprende:

- Coordenadas del pozo (sistema geodésico referencial y datum).
- Elevación de pozo.
- Profundidad final.
- Desviación del pozo (desde boca de pozo).
- Perfiles a pozo abierto.
- Datos de Buzamiento: dipmeter y/o imágenes de pozo.
- Pases formacionales o niveles de correlación.

También puede utilizarse como información adicional:

- Perfiles a pozo entubado (en etapa de terminación del pozo y de producción del yacimiento).
- Pruebas a pozo abierto.
- Pruebas a pozo entubado.
- Reporte de la perforación y terminación.
- Informe final de Control Geológico.
- Informe geológico final del pozo.
- Informe petrofísico de laboratorio.

3. Información de geología de superficie

La actividad comprende la recopilación, carga y validación de la información geológica de superficie existente para tener un conocimiento general del estilo estructural y la cronoestratigrafía del área de estudio y áreas adyacentes. Se recopila la información del marco geológico regional, la cual comprende:

- Mapa geológico
- Informes y estudios geológicos de superficie
- Publicaciones referentes a la geología regional del área de estudio

4. Información de modelos estructurales análogos

Puede resultar útil basarse en estructuras análogas para la generación del Modelo Estructural. Para este fin se deberá buscar y seleccionar modelos estructurales que tengan características en común con el área en estudio, de la cual se asume que existe un conocimiento estructural previo, por tratarse de un área de desarrollo. La identificación de un modelo análogo involucra la comparación, entre otras cosas de:

- Ambientes tectónicos
- Estilo estructural
- Tipo y grado de deformación
- Reología implicada
- Dimensión de estructuras

5. Interpretar y generar el modelo estructural

La integración de la información geofísica y geológica (de subsuelo y de superficie) permite la interpretación del estilo de deformación, la geometría de las estructuras, etc. El producto final debe ser un modelo 3D que permita construir superficies y secciones estructurales, siguiendo diferentes metodologías en función de la complejidad y disponibilidad de información.

Es fundamental para la certidumbre del modelo que la información posea cobertura adecuada, en calidad, cantidad y coherencia. Se identifican con toda la

información disponible, los rasgos geológicos significativos, como ser estratos guía (markers), fallas, discordancias, contactos de fluidos, etc., y se determina su secuencia cronológica y la continuidad lateral y vertical de los mismos.

La interpretación estructural estándar de campos en desarrollo se realiza utilizando la información sísmica y la información de pozos.

- **Modelo estratigráfico**

Pasos para generar el modelo estratigráfico:

1. Información geofísica

La actividad comprende la misma recopilación mencionada en el Modelo Estructural.

2. Información geológica de subsuelo

La actividad comprende la misma recopilación mencionada en el Modelo Estructural. Adicional a ello:

- Modelos, mapas, columnas estratigráficas y secciones preexistentes del área en estudio.

3. Información de geología de superficie

La actividad comprende la recopilación, carga y validación de la misma información que se requiere para el Modelo Estructural.

4. Información de modelos estratigráficos análogos

Se asume que al utilizar un modelo análogo el mismo deberá tener características en común con el área en estudio. La identificación de un modelo análogo involucra la comparación, entre otras cosas de:

- Ambiente tectónico
- Tipo de cuenca
- Tipo de secuencia estratigráfica y modelo de facies (Propiedades Inherentes, Atributos)
- Complejidad estratigráfica
- Escala del modelo análogo (tamaño, espesores, etc.)
- Otros

5. Elaborar el modelo estratigráfico

A partir de la información disponible (perfiles, coronas, sísmica, estudios, otros) se procede a identificar unidades estratigráficas con el fin de determinar, acotar y correlacionar los intervalos de interés. En la medida de lo posible se debe corroborar las correlaciones realizadas con información estratigráfica complementaria (marcadores bioestratigráficos, palinológicos, mineralógicos, etc.) y con información sísmica. Graficar las correlaciones realizadas, en una escala adecuada al evento a visualizar, para mostrar su continuidad como mínimo en dos direcciones referenciales (longitudinal y transversal a la estructura). Las mismas deben estar referidas a un nivel guía o datum que represente la superficie de mayor continuidad areal, utilizando superficies de máxima inundación. El datum debe estar ubicado lo más próximo posible a la zona de interés ya sea por encima o debajo de la misma. Deben realizarse triangulaciones entre las secciones para validar la consistencia de la correlación. En caso de inconsistencias debe revisarse la correlación.

3.4.3 Determinar el Modelo Petrofísico del Yacimiento LAB-01

En esta etapa se tuvo como primer objetivo revisar o validar la información petrofísica de la formación, y como segundo objetivo uniformizar y unificar la evaluación petrofísica de los pozos perforados en toda el área para tener una sola base de datos.

Sin embargo, es importante aclarar que debido a la existencia de un estudio petrofísico generado muy recientemente por la empresa AB. y el cual está validado por el cliente AA, la actividad del Modelo Petrofísico que se ejecutó va a estar concentrada en la revisión de los archivos .LAS, parámetros petrofísicos, Resum y elaboración de mapas petrofísicos.

- **Revisión petrofísica**

Se revisaron los archivos entregados por la empresa AA, los cuales fueron desarrollados por la empresa consultora AB.

A continuación se hace una descripción detallada de la información disponible:

- Revisión de los Registros de pozos, los cuales incluyeron: GR, SP, Resistividad, Densidad, Neutrón, Sónicos, Factor Fotoeléctrico, entre otros. Se revisaron un total de 81 archivos .LAS y 81 archivos en formato .LIS.
- Reporte de laboratorios de análisis de agua: Se revisaron un total de 9 análisis de agua, los cuales corresponden a los pozos LAB-1, LAB-2, LAB-8, LAB-12, LAB-13, LAB-45, LAB-63, LAB-66 y LAB-67.

- Fotos de coronas: Se dispusieron de 4 pozos con fotos y están identificados como LAB-12, LAB-36, LAB-66 y LAB-67.
- Análisis convencionales de testigos: Se dispusieron de 2 pozos LAB-12 y LAB-63.

También se contó con la información generada a partir de 4 con núcleos pertenecientes a los pozos LAB-12St, LAB-63 y LAB-66) y LAB-67, en la Tabla 3.1, se observa el detalle de toda la información existente en estos pozos, la cual fue considerada como data efeciente para la generación del modelo, adicionalmente se contó con registros litológicos (Masterlog) en 27 pozos.

Tabla 3.1. Tabla Resumen de la Información Existente de Pozos con Núcleos.

POZO	CORRIDA	METROS TOMADOS	METROS RECUPERADOS	INTERVALO	FOTOGRAFIA	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	DRX	MEB	PETROGRAFIA
LAB-12St	1	13,4	13,4	(2651-2664,4)	X	X	X(10)	X(3)	X(6)
LAB-63	1	19,3	19,3	(2733,3-2752,6)	X	X	X(5)	X(5)	X(5)
	2	4,8	4,8	(2776,8-2781,6)	X	X	X(2)	X(2)	X(2)
LAB-66	1	6,2	6,2	(2711-2717,2)	X	X	X(4)	NA	X(7)
LAB-67	1	9,1	9,1	(1503,4-1512,5)	X	X	X(3)	X(1)	X(3)
	2	8,7	8,7	(1573,1-1581,8)	X	X	X(2)	NA	X(3)

Adicionalmente, se revisaron los capítulos del informe realizado por la empresa AB, donde se validaron los parámetros petrofísicos del exponente de saturación (m), exponente de tortuosidad (n) y exponente de saturación (a), así como, los R_w que fueron trabajados con 14 muestras de análisis de agua y por Picket Plot.

Con respecto a la porosidad, saturación de agua y permeabilidad, fueron revisadas y estas se encuentran debidamente calculadas. Estas fueron exportadas al proyecto Petrel 2008.1.2 para generar el Modelo Estático.

Con la caracterización del tipo de roca se definió que la formación tiene un R40. Es importante aclarar que todos fueron obtenidos a partir de la ecuación de Pittman.

Considerando lo anteriormente dicho se tiene que los tipos de roca son los que se muestran en la Tabla 3.2 y son los que van a ser los utilizados como premisa en el Modelo de Simulación del yacimiento LAB-01.

Tabla 3.2 Valores de Corte de la formación y Tipo de Roca que se aplicarán al Modelo de Simulación.

Petrofacies	Phie (%)	Perm (mD)	Swi (%)
Mega	–	–	–
Macro	16 – 26	15 – 150	10 – 25
Meso	9 – 24	2 – 20	22 – 45
Micro	6 – 23	0,1 – 2	40 – 60
Nano	–	–	–

- **Evaluación petrofísica**

La evaluación petrofísica de la formación, se generó debido a que cuando se procedió al cálculo volumétrico en el reservorio LAB-01, los resultados obtenidos fueron muy bajos, por lo que fue necesaria la revisión de los parámetros petrofísicos utilizados para el cálculo de la volumetría de dicho reservorio, determinándose que

los resultados de Sw obtenidos en el Modelo Petrofísico se encontraban en un rango muy alto y los valores de N/G muy bajos, por lo que, se decidió realizar una nueva interpretación y análisis petrofísico, el mismo fue hecho de manera cualitativa y cuantitativa con el Software Interactive Petrophysics (IPTM) de Senergy, mediante la utilización de todo el juego de registros de pozo, información litológica disponible, reportes y producción (Plataforma IP), para realizar nuevamente el cálculo volumétrico.

La metodología para realizarlo se basó en los siguientes aspectos:

- Se consideraron los resultados del análisis de los parámetros petrofísicos, así como los valores de Rw realizados previamente, ya que los mismos estaban validados por el cliente.
- Se tomaron en cuenta la Interpretación de las curvas litológicas, validación y determinación de litología por intervalo y pozo, del estudio previo realizado por empresa AB.
- Para la determinación de los Modelos de Porosidad, se procedió a validarlos con los datos de coronas y para el mismo no se observaron diferencias, por lo que se tomaron las curvas generadas en el estudio previo.
- En vista de que no existía cotejo entre los reportes de producción por pozo, con los resultados arrojados con la saturación de agua en Función J, se hizo necesario integrar la información generada por Ingeniería de Yacimientos.
- El Modelo de saturación de agua, se recalculó aplicando el Modelo de Simandoux Modificado, ya que el mismo fue cotejado con la data de producción inicial por pozo, el cual respetaba los datos de porcentaje de agua por pozo.

Parámetros utilizados para correr el Modelo de Saturación de Agua

En vista de que se hicieron revisiones de los diferentes parámetros utilizados y se crearon corridas de los Modelo de Volumen de Arcilla y Porosidad, los cuales se revisaron y los mismo no se observaron discrepancia, por lo tanto, se utilizaron las calculadas en el estudio realizado por la empresa AB, a continuación un breve detalle de cómo se obtuvieron dichos modelos para el yacimiento LAB-01.

Para la estimación de la Arcillosidad, se utilizó la información proveniente de los registros GR previamente normalizados, para lo cual, el volumen de arcilla fue determinado usando una correlación lineal a partir del Índice Gamma Ray (IGR)

$$IGR = \left(\frac{GR_{log} - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}} \right) \quad \text{(Ecuación 3.1)}$$

Donde:

GR_{log} = valor de rayos gamma leído en los perfiles en el área a evaluar.

GR_{clean} = valor de rayos gamma leído en la arena limpia dentro de la misma unidad geológica.

GR_{sh} = valor de rayos gamma en las zonas de arcilla.

Con respecto al Modelo de Porosidad las curvas que se utilizaron para su determinación se obtuvieron en líneas generales, de la correlación que se observó entre la porosidad de las coronas y la curva de densidad.

De igual forma, se calculó la porosidad con las diferentes curvas de los registros Densidad, Neutrón y Sónico tomadas en los pozos perforados en el campo, lo cual finalmente corroboró que la estimación de porosidad con la curva de Densidad era la

que mejor reproducía la porosidad medida en las coronas, sin descartar ninguna de las otras opciones que también presentaban correlaciones aceptables.

En función de lo anterior, se tiene que para el proyecto la porosidad se calculó con la curva de Densidad. Sin embargo, donde no se disponía de la curva de densidad, se utilizó el registro Sónico o Neutrón.

En los pozos donde se identificó mal calibre (huecos muy derrumbados) se utilizó la curva Sónico en lugar del Densidad, y finalmente, en los pozos donde no existía ninguna de los tres registros (Densidad, Neutrón o Sónico) se utilizó un método de distribución de porosidad en función del contenido de arcilla.

Los parámetros petrofísicos básicos que se utilizaron fueron los del estudio previo, ya que estos habían sido revisados, los mismos fueron tomados de los análisis con mediciones de propiedades eléctricas obtenidas en pruebas de laboratorio, en coronas de las formaciones del Carbonífero Superior, con las cuales se estimaron los siguientes parámetros petrofísicos: exponente de cementación “m”, factor de tortuosidad “a” y el exponente de saturación “n”; los dos primeros a partir del Factor de Formación (FF) y el último a partir del Índice de Resistividad (RI).

En las formaciones del Cretácico, al no poder contar con las propiedades eléctricas provenientes de los análisis de las coronas, se procedió a determinarlas mediante métodos indirectos como son los gráficos de Picket (piquete).

El valor del exponente de cementación “m” se estimó graficando el Factor de Formación “FF” vs. Porosidad. A partir de dichos gráficos, se determinó “m” como la pendiente de la recta que a partir del punto “1,1” define una tendencia que honra la mayoría de las muestras.

Tanto el caso de condiciones estándar como a condiciones de confinamiento, se obtuvieron valores entre 1.88 y 2.22 que con aceptable certidumbre colocan el valor más adecuado para el índice de cementación “m” en 2 para los de la formación.

De los gráficos FF vs Porosidad, se pudo estimar el valor de “a” como el valor del intercepto del eje Y (FF) para un valor de $\Phi=1$ (eje X). En este caso, el valor seleccionado fue “a”= 1.

En el caso del exponente de saturación “n” debido a que se estaba en presencia de bajos valores se relacionó con el índice de resistividad $IR = R_t/R_o$ (resistividad de la formación conteniendo hidrocarburos y agua de formación “ R_t ” y resistividad de la formación saturada 100% con agua “ R_o ”), esto debido al exceso de la conductividad asociada a la presencia de arcillas o minerales conductivos en el seno de la matriz de los reservorios. Por lo cual, el valor del exponente de saturación se ve afectado por esta particularidad y de alguna manera fue ajustado con los análisis de salinidad / resistividades de agua de formación, y los gráficos de Pickett Plot (pique parcela).

Para la resistividad del agua (R_w) se contó con los análisis físico-químicos de 14 muestras de agua de formación tomadas de los pozos perforados en el yacimiento LAB-01, de estas sólo 6 se consideraron como validas o representativas luego de analizar detalles como: punto de muestreo, tiempo entre muestreo, análisis de laboratorio, entre otras.

Si se considera que la mayoría de éstas muestras corresponden al Carbonífero Superior y unas pocas del Cretácico, se encontraron valores de salinidad obtenidas a través de las pruebas de laboratorio, donde las salinidades equivalentes de NaCl para el cretácico son más bajas, estimándose en el orden de los 5000 ppm, mientras que para el Carbonífero Superior, estas salinidades se encuentran por el orden de 15000 a

20000 ppm de NaCl equivalente. Estos valores se estiman estén más cónsonos con las salinidades manejadas para esta formación.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, y en base a la experiencia sobre el yacimiento LAB-01 que tiene el equipo AA., se concertó en descartar esas altas salinidades, ya que no eran representativas para el área y dichos valores deberían estar asociados a contaminación con ácidos en procesos de estimulación, entre otras cosas.

Por otra parte, en cuanto a las muy bajas salinidades, que no fueron consideradas para este estudio ni mostradas en este reporte, estas muestras pudieran estar asociadas a mezclas con aguas de condensación, actividades de terminación.

Es vista de la existencia de estos reportes se hizo necesario la aplicación de otro método para la estimación del R_w , como fue la aplicación de los gráficos de Pickett (Porosidad vs Resistividad).

Conociendo los parámetros “m”, y “a”, el exponente “m” representa la pendiente de la línea de tendencia entre la Porosidad - Resistividad; está pendiente para una $S_w = 100\%$, da el producto a $*R_w$ en la intersección con el valor de 100% de porosidad.

Siendo “a” igual a 1, entonces R_w puede ser calculado.

A continuación se muestra en la Tabla 3.3 detalles de los valores utilizados para el reservorio.

Tabla 3.3 Valores utilizados para el Reservorio LAB-01.

Reservorio	m	n	a	Rw @ Fm Temp (Ω-m)	NaCl Equivalente
LAB-01	2	2	1	0,15	12K - 20K ppm

Para el cálculo de la saturación de agua a partir de los perfiles se utilizó la ecuación de Simandoux modificado, la cual se adecua de manera muy aceptable a la naturaleza de las formaciones estudiadas, ya que reproduce el dato real de producción de agua inicial en el reservorio y además representa las zonas arcillosas involucradas en la Formación.

A continuación la ecuación utilizada:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m * S_w^n}{(a * R_w * (1 - V_{wcl}))} + \frac{V_{wcl} * S_w}{R_{cl}} \quad (\text{Ecuación 3.2})$$

Donde:

R_t : Resistividad de la formación (ohm-m).

R_w : Resistividad del agua de formación (ohm-m).

R_{sh} : Resistividad de la arcilla (ohm-m).

V_{wcl} : Volumen de arcilla (V/V).

S_w : Saturación de Agua (F/F).

ϕ : Porosidad (V/V).

A, m, n: Constante, exponente de cementación y exponente de saturación.

3.4.4 Generación del modelo integrado mediante el software PETREL

- **Generación de la malla discretizada del volumen 3D del área de interés**

Para la generación de la malla primero se debió definir el tamaño de la misma, por lo que, se tomaron en cuenta el espaciamiento de los pozos, las dimensiones de las facies ambientales a modelar y la capacidad de cómputo óptima para manejar el volumen de datos. Posterior a esto se incorporaron al sistema los parámetros sedimentológicos y petrofísicos del modelo.

- **Generación de las propiedades petrofísicas condicionadas a las petrofacies (tipo de roca) y a la información de pozos.**

Las propiedades petrofísicas utilizadas para realizar su distribución en el Modelo Integrado fue la verificada anteriormente, para cada una de las zonas, para el modelado de las mismas se utilizó el modulo “Petrophysical Modeling”, bajo el Método “Sequential Gaussian Simulation” de Petrel 2008®, versión 1.1.

- **Calculo del GCOES**

Para la determinación del GCOES en cada una de las celdas considerando la distribución de los datos realizada en el Modelo Integrado. Para cada celda generada, se determinó un valor de GCOES tomando en cuenta el valor de la porosidad (PHIE), saturación (SWJ) y Net to Gross (neto a bruto) (N/G), aplicando las siguientes ecuaciones:

$$V_{net} = BulkVolume \cdot \frac{Net}{Gross} \quad (\text{Ecuación 3.3})$$

$$V_{pore} = NetVolume * \phi \quad (\text{Ecuación 3.4})$$

$$HCPVo = V_{pore} * S_o \quad (\text{Ecuación 3.5})$$

$$HCPVg = V_{pore} * S_g \quad (\text{Ecuación 3.6})$$

$$STOIIP = \frac{HCPVo}{Bo} + \left(\frac{HCPVg}{Bg} \right) * R_v \quad (\text{Ecuación 3.7})$$

$$GIIP = \frac{HCPVg}{Bg} + \left(\frac{HCPVo}{Bo} \right) * R_s \quad (\text{Ecuación 3.8})$$

Donde:

Net Vol: Volumen neto, m³

V_{pore}: Volumen poroso, m³

BulkVolume: Volumen Bruto, m³

Net/Gross: Relación espesor útil entre espesor total

S_o: Saturación de petróleo, fracción

φ: Porosidad efectiva, fracción

S_g: Saturación de gas, fracción

B_o: Factor volumétrico del petróleo, m³ / m³

B_g: Factor volumétrico del gas, m³ / m³

R_v: Riqueza del gas, m³ / m³

R_s: Gas en solución, m³ / m³

Los resultados de Gcoes, Goes y Coes se realizó utilizando las siguientes ecuaciones:

$$GOES = F_g * GCOES \quad (\text{Ecuación 4.7})$$

COES =GOES/RGCI

(Ecuación 4.8)

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

La investigación se apoyó en primer lugar, en la recopilación de información proveniente trabajos previos, informes, post-mortem de los pozos evaluados, el software Petrel, conexiones a internet, entre otros. Una vez ordenada la información para el desarrollo de la investigación se utilizó como técnica complementaria el análisis e interpretación de la documentación referida.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos humanos

Para el desarrollo de esta investigación se contó, con el apoyo personal profesional del asesor académico especialista en materia de simulación numérica de yacimientos, así como también, asesores metodológicos y personal bibliotecario de la Universidad de Oriente.

3.6.2 Recursos materiales y financieros

Se necesitó recopilación de informes y documentos presentados sobre el Modelo Estático realizado a algunos yacimientos y manuales de conocimiento acerca de la herramienta a utilizar, también se utilizaron algunos documentos, libros de metodología de investigación, información por internet, entre otros. Por otro lado, para la realización satisfactoria de la investigación fue necesario el uso de computadoras, fotocopadoras, y otros materiales de oficina. Los recursos financieros fueron proporcionados por el investigador.

CAPITULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 VERIFICACIÓN LA INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL YACIMIENTO LAB_01

4.1.1 Revisión estructural

La revisión del marco estructural al yacimiento LAB-01 se observó que el área se encuentra conformada por un anticlinal no fallado de rumbo NO - SE, con buzamiento entre 6 a 8 grados en sus flancos. Existen varias superficies de erosión que afectan los límites y la extensión de los reservorios de interés. Ver figura 4.1.

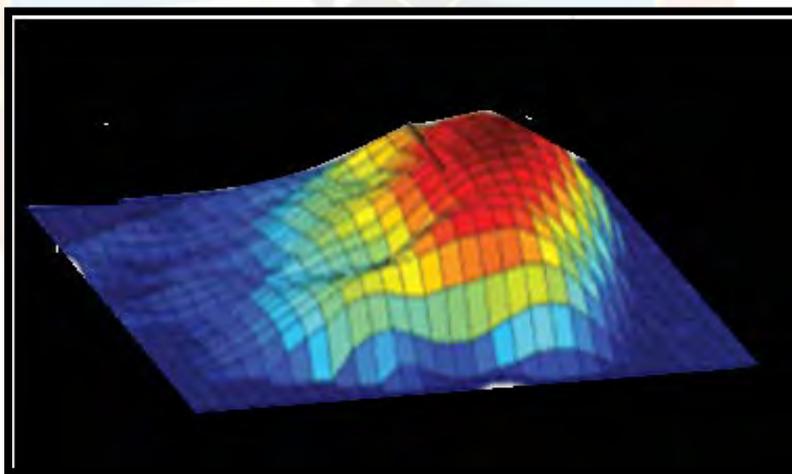


Figura 4.1 Representación de la formación en una malla 3D discretizada del yacimiento LAB-01.

Adicionalmente se observó que la polaridad de los reflectores sísmicos y la respuesta de los registros litológicos corresponden, en términos generales, a los contrastes litológicos esperados en los topes formacionales.

En la mayoría de los pozos cercanos al LAB-72 y LAB-73, el ajuste de los topes al reflector es aceptable. Sin embargo en los pozos que se ubican alejados de estos y hacia los flancos de la estructura la correspondencia tope-reflector no es del todo perfecta.

Los mapas estructurales de los topes formacionales y arenas modeladas revelan que la estructura tiene buenas condiciones para el entrapamiento del Hidrocarburo. El eje del anticlinal es la zona, donde existen las condiciones propicias para la presencia de gas.

En relación a los Atributos Sísmicos, están fuertemente controlados por la estructura, como lo evidencia el rumbo general NO - SE de las anomalías. Sin embargo, hacia los flancos del anticlinal se observan anomalías fuertes sin las que se tengan suficientes elementos para su definición.

Los Atributos de Amplitud, Frecuencia Instantánea e Impedancia Acústica revelan que el reservorio presenta buena continuidad y presenta valores de correlación del 0,52 entre el atributo de Impedancia Acústica y Arena Neta Gasífera y existe un buen ajuste de los horizontes en tiempo con los pozos LAB-72 y LAB-73.

4.1.2 Revisión estratigráfica

En la revisión del marco estratigráfico se observó la sección estratigráfica que abarca toda el área de estudio en sentido NO-SE elaborada con los pozos Tipos LAB-45, LAB-66, LAB-12ST, LAB-X1 y LAB-67 identificando los topes formacionales. Los topes de las formaciones y unidades intraformacionales correlacionadas en los pozos cotejaron muy bien con los reflectores interpretados en la sísmica.

Las correlaciones entre los atributos y las propiedades petrofísicas presentaron coeficientes de correlación bajos. Sin embargo, el análisis de inversión sísmica puede tener excelentes resultados para disminuir la incertidumbre en aquellas zonas donde las variaciones litológicas que están afectando las repuestas de la sísmica y de los perfiles de pozos.

La formación representada por las Unidades Litoestratigráficas presento un desarrollo masivo de areniscas, las cuales se encuentran desarrolladas en todos los pozos que se perforaron y presenta un espesor de arena total promedio de 40 mts.

Esta revisión de la información de los pozos tipos sirvió para elaborar un mallado de 22 Secciones Estratigráficas y Estructurales en sentido SO - NE y 22 Secciones Estratigráficas y Estructurales en sentido NO - SE, con la finalidad de extrapolar la información al resto de los pozos del área. Así se pudieron elaborar los mapas base e integrar el Modelo estratigráfico.

4.2 ESTABLECER LOS PASOS NECESARIOS PARA DISEÑAR LOS MODELOS ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO PARA EL YACIMIENTO LAB-01 USANDO PETREL @2008 1.1

4.2.1 Modelo estructural

En la Figura 4.1 se presenta el área de cobertura del volumen sísmico y en la zona central se resalta la zona de interés para el proyecto.

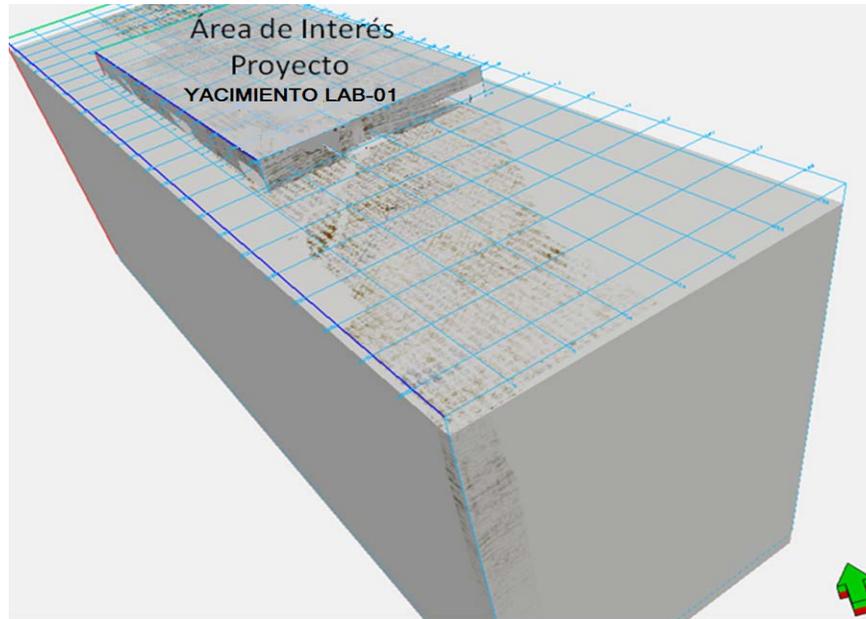


Figura 4.2. Área del Levantamiento Sísmico 3D, Yacimiento LAB-01.

✓ **Carga de la data sísmica 2D-3D**

Los siguientes datos fueron tomados como referencia para llevar a cabo la carga del volumen sísmico del área en Petrel® 2008.1.

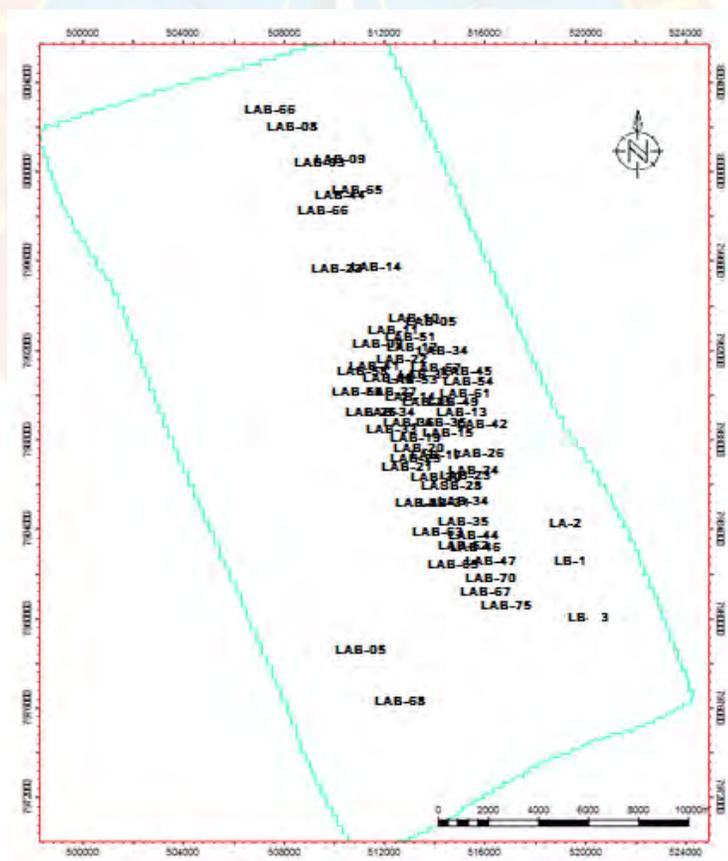
Datum sísmico: 200 mts sobre el nivel medio del mar. Escala de Amplitudes: Escalamiento a 8 bits. El rango de amplitudes varía entre -18756 y 18471, no se aplicó clipping.

Coordenadas del levantamiento sísmico: En la Tabla 4.1 se indican las coordenadas de los vértices del levantamiento sísmico y la ubicación de los puntos se puede observar en la Figura 4.2.

Tabla 4.1. Coordenadas del Levantamiento Sísmico.

Punto	X (mts)	Y (mts)
1	489264	8015466
2	506937	8022642
3	513445	7955913
4	531118	7963089

En la Figura 4.3 se presenta el mapa base utilizado durante el desarrollo del Modelo Estructural, generado por la información de los pozos perforados en el área y suministrada por la empresa AA.

**Figura 4.3. Mapa Base del yacimiento LAB-01.**

A partir del proyecto Petrel, se revisaron las secciones sísmicas del cubo 3D, y los archivos Seg-Y correspondientes. Se analizaron los parámetros utilizados en la carga del cubo y los datum sísmicos de referencia.

✓ Calibración Sísmica

En la Figura 4.4 se aprecia la serie de tiempo, espectro de amplitud y de fase de la Ondícula extraída y la ondícula Ricker de 22 Herz, utilizada para la elaboración del sismograma sintético. El espectro de amplitud revela que la frecuencia dominante de los datos es de aproximadamente 30 Herz. Sin embargo, el mejor ajuste se obtiene con la de 22 Herz, por lo que, la resolución sísmica vertical en el intervalo de interés es, según el criterio de Widess (1973), 40 mts aproximadamente (asumiendo una velocidad interválica promedio de 3500 m/s).

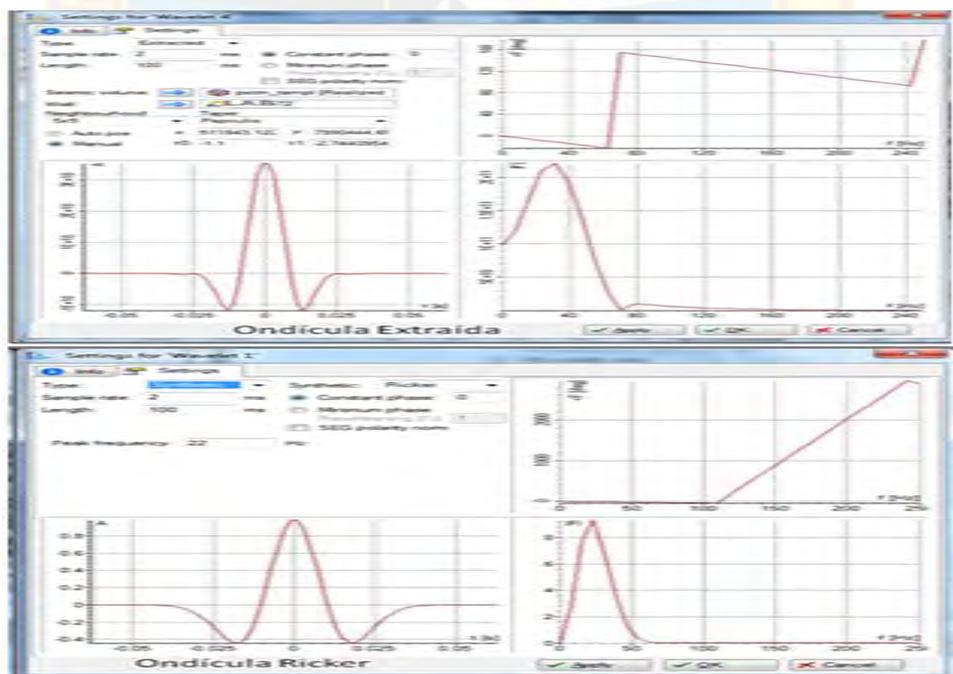


Figura 4.4. Serie de Tiempo, Espectros de Amplitud, Fase de la Ondícula, Fase Cero y Polaridad Normal, extraída de la Sísmica en los pozos LAB-72 y LAB-73.

En la Figura 4.5 se muestra una sección con los registros de los pozos LAB-72 y LAB-73. De izquierda a derecha: Gamma Ray en verde, Impedancia Acústica, Sónico, Velocidad corregida y Sónico corregido con Checkshot (rojo), Impedancia Acústica (Densidad editado por inverso del Sónico corregido), coeficientes de reflexión (todos de color negro), sismograma sintético y sísmica extraída en la vecindad del pozo (extracción orbital con radio de 50 mts en el rango de azimut de -180° a 180°).

Así mismo, se observa una correlación relativamente buena entre las reflexiones del sintético y las de la sísmica extraída en el intervalo entre los horizontes geológicos.

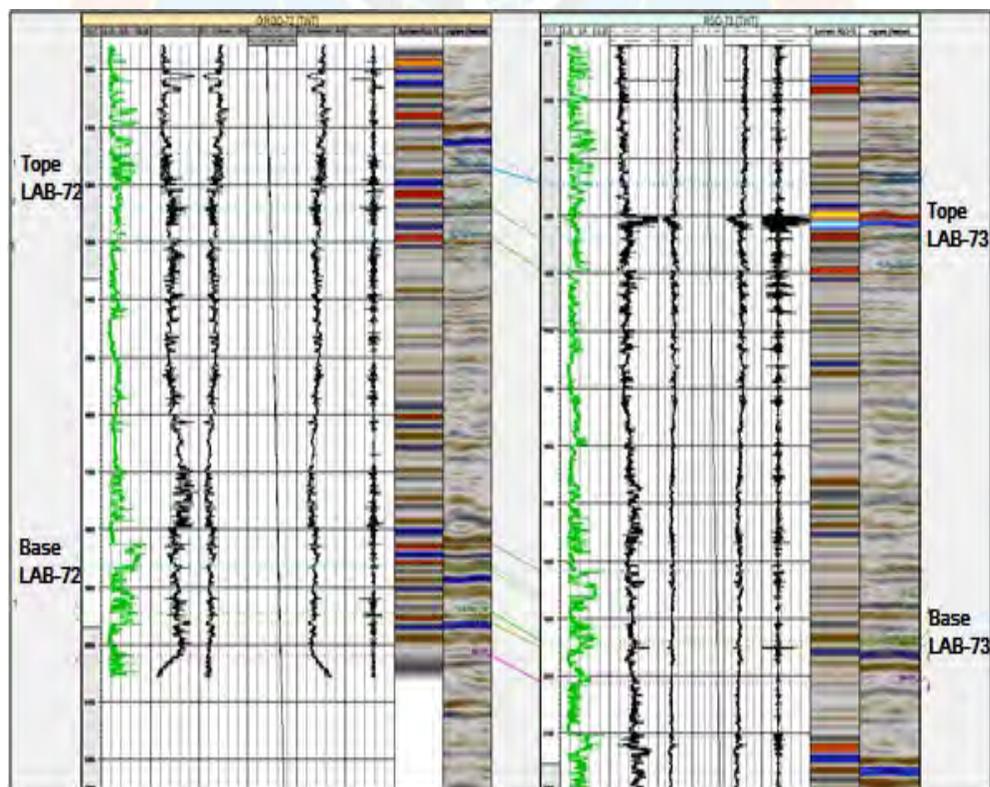


Figura 4.5. Calibración Sísmica de los Pozos LAB-72 y LAB-73.

La curva tiempo de profundidad para los pozos LAB-72 y LAB-73, la cual se presenta en la Figura 4.6, donde se observa que la mayor diferencia en tiempo doble de viaje con respecto a la curva original para una misma profundidad es de 5 a 7 mts aproximadamente, exceptuando los intervalos profundos del pozo LAB-73 donde la corrección alcanza los 20 a 25 mts; sin embargo está por debajo de la zona de interés comercial.

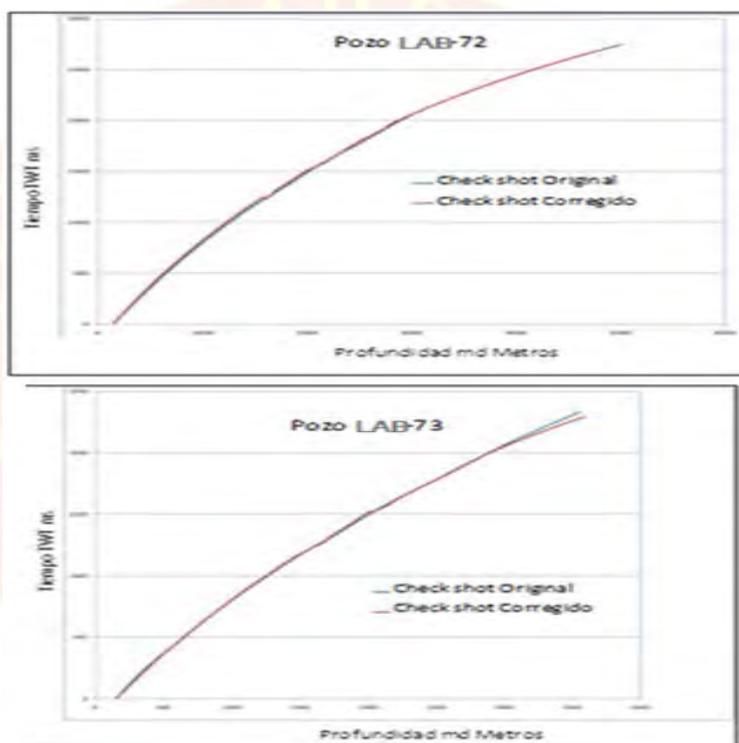


Figura 4.6. Curva Tiempo – Profundidad, Pozos LAB-72 y LAB-73.

En la Figura 4.6 anteriormente presentada, se muestra la curva Tiempo - Profundidad original (azul) y la ajustada (rojo), esto a partir de la correlación de los reflectores del sismograma sintético con los de la sísmica extraída en la ubicación del pozos LAB-72 y LAB-73 para una misma profundidad (MD); para las zonas productoras, la diferencia máxima en tiempos, dobles de viaje (TWT en ms) es de 5 a 7 mts aproximadamente.

Debido a la diferencia relativamente pequeña entre ambas curvas, se consideró preferible emplear la curva tiempo - profundidad original de los pozos LAB-72 y LAB-73, esto con la finalidad de evitar desviaciones artificiales de la ley de velocidad del pozo. A partir de la calibración sísmica-pozo obtenida con esta curva se inició la interpretación de los horizontes sísmicos correspondientes a las formaciones AB, BC y CD.

En la Figura 4.7 se presenta una sección sísmica en la In-Line compuesta 421, 426 y 475 sobre los Pozos LAB-24, LAB- 62, LAB- 49, LAB-32, LAB- 23 y LAB-06, donde se observa el buen ajuste con los horizontes correspondientes a las formaciones AB (en color violeta), BC (en amarillo), Y (en verde), CD-1 (Azul claro), CD-2 (Verde Oscuro) y CD-3 (Azul Oscuro) .

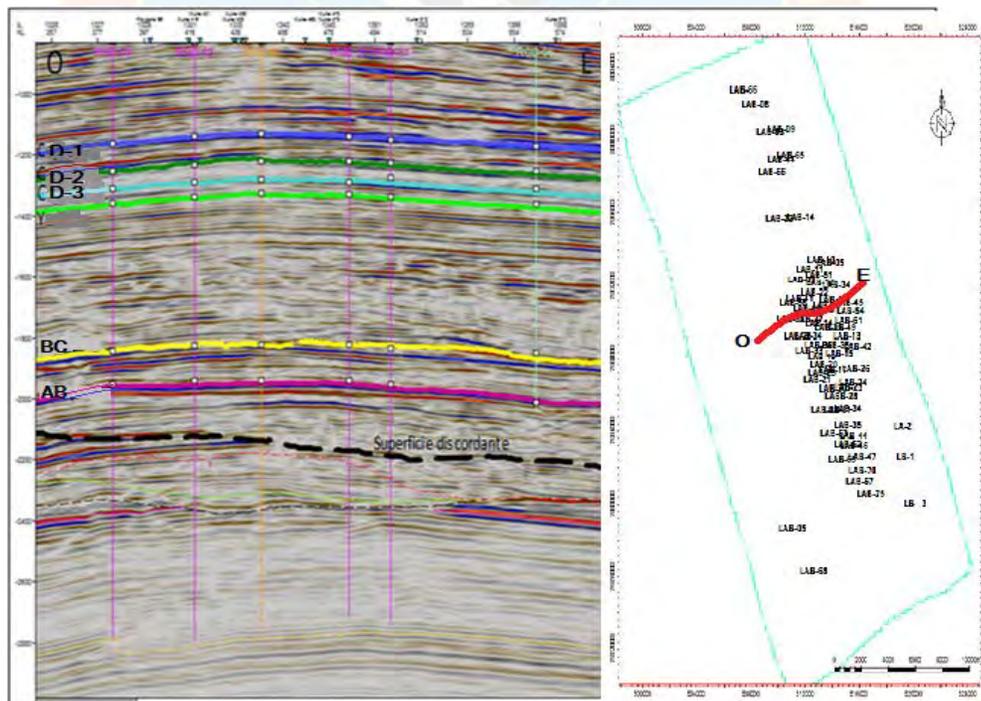


Figura 4.7. Sección Sísmica Compuesta In-Lines (en líneas) 421, 426 y 475.

✓ Fallas

En el caso del yacimiento LAB-01 los eventos observados tienen una distribución caótica sin alineaciones diferenciables a excepción de la zona Oeste del yacimiento, donde se observan alineaciones en el cubo del atributo, las cuales luego de realizada la extracción del atributo sobre las superficies se atenúan, por lo que, se concluye que se deben al efecto del aumento del buzamiento hacia los flancos de la estructura y no corresponden a un sistema de fallas.



Figura 4.8. “Horizon Slice” de “Ant-tracking” a Nivel del Tope del Yacimiento LAB-01.

El Horizon Slice (parte del horizonte) se realizó sobre el cubo de Ant Tracking (seguimiento hormiga) generado a partir de una corrida del atributo de Varianza con un rango de 1.5 In-Lines (en líneas) y 1.5 xlines y un suavizado vertical de 1.5 muestras, y fue extraída sobre el tope de los horizontes de interés. En la Figura 4.8 se observan algunas alineaciones asociadas a eventos estratigráficos.

La evidencia por la cual se concluye que el origen de las discontinuidades es de carácter estratigráfico es por la poca continuidad tanto lateral como vertical de las

alineaciones. Esto pudo determinarse por la extracción del atributo en las zonas Suprayacentes e Infrayacentes al tope de la formación. La evaluación realizada en los reservorios de la formación, demostró que no existe suficiente continuidad, tanto lateral como vertical de las alineaciones como para definir la presencia de fallas en el reservorio.

✓ Horizontes en tiempo

La interpretación en tiempo del horizonte, se puede apreciar en la Figura 4.9 y oscila entre - 2000 y - 2200 mts. En este mapa se pueden observar los límites erosivos que definen la extensión del reservorio.

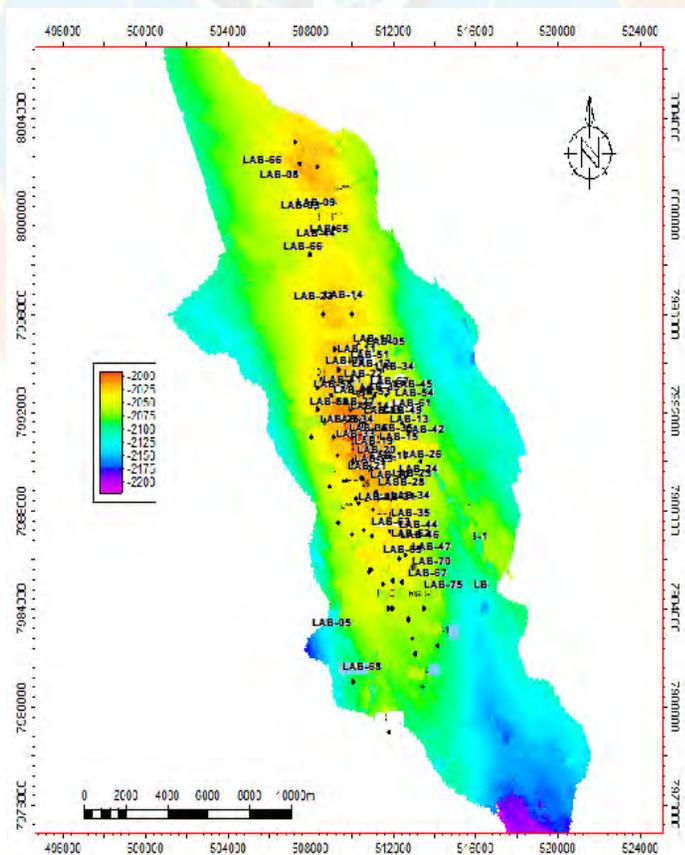


Figura 4.9. Horizonte del yacimiento LAB-01.

✓ Conversión a Profundidad

El datum de tiempo usado fue el SRD (Seismic Referente Datum), es decir, 200 mts sobre el nivel del mar. El modelo de velocidades fue del tipo $V= V_0 + k (Z-Z_0)$, donde V_0 y Z_0 son respectivamente: la velocidad y la profundidad en el tope de la zona (espesor entre dos horizontes geológicos consecutivos), y k , que es el gradiente de velocidad con la profundidad. En la Tabla 4.2 se muestran los parámetros obtenidos al ejecutar el algoritmo para generar el modelo de velocidad.

Tabla 4.2. Parámetros Obtenidos al Generar el Modelo de Velocidades.

Zona	Vo mínimo	Vo máximo	K
LAB-01	2500	5000	-14,06

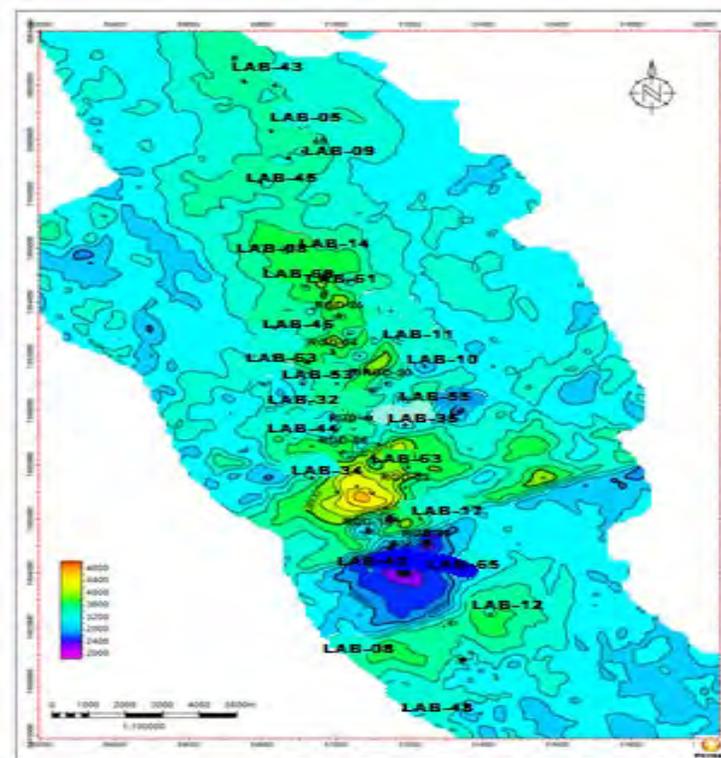


Figura 4.10. Mapa de Velocidad al Tope del yacimiento LAB-01

En la Figura 4.10 se puede observar que la velocidad en el tope del Miembro Lower Petaca oscila entre 3540 y 3964 m/s, aproximadamente. Las velocidades más elevadas se encuentran en el eje del anticlinal.

✓ Mapas Estructurales

En la figura 4.11 se muestra el mapa estructural resultante del modelo de velocidades, calibrados posteriormente con los topos observados en los pozos.

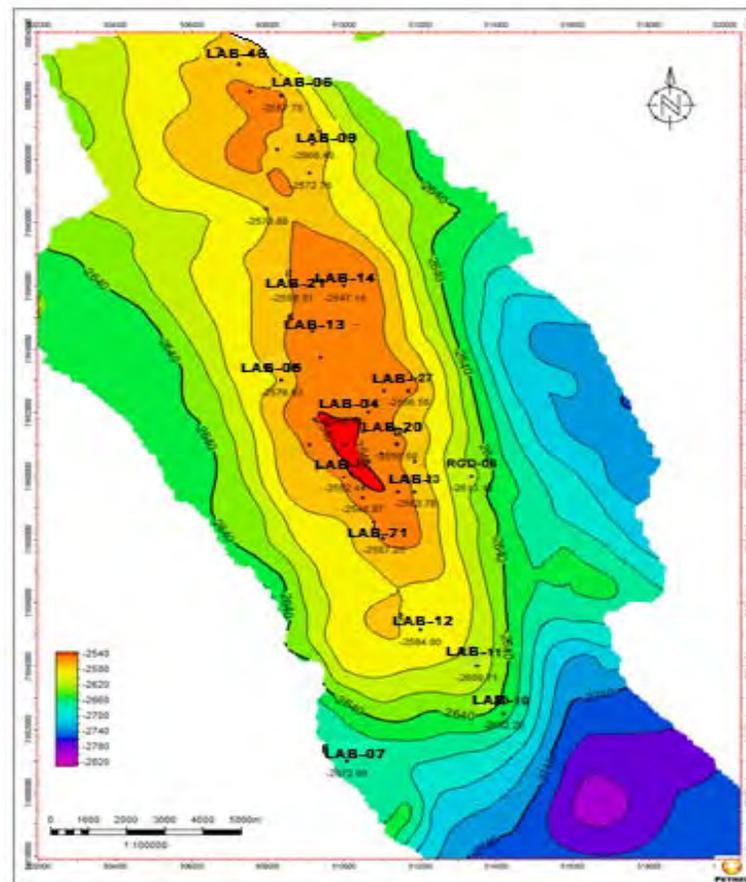


Figura 4.11. Mapa Estructural en Profundidad al Tope.

4.2.2 Modelo estratigráfico

✓ Mapa de espesor total

De los 81 pozos presentes en el área de estudio fue penetrada sólo por 43 pozos, de estos 19 pozos fueron penetrados parcialmente, razón principal de las variaciones de espesor observadas en la Figura 4.12. Estos espesores varían entre 20 y 162 mts.

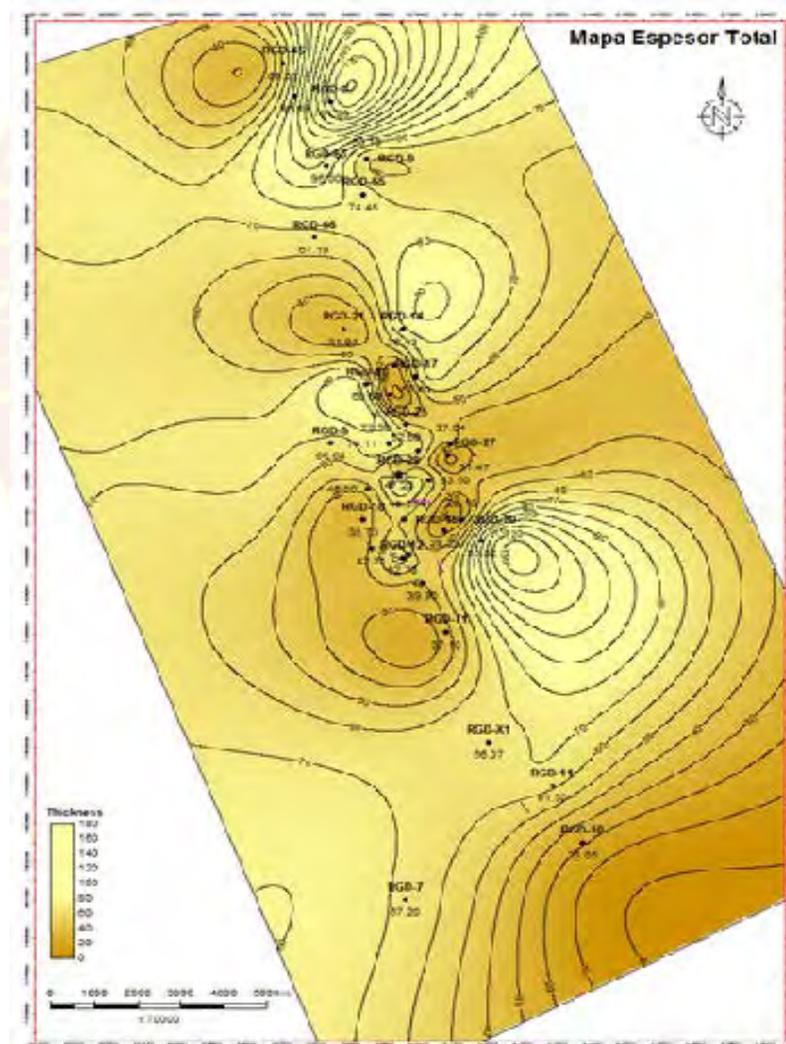


Figura 4.12. Mapa De Espesor Unidad Litoestratigráfica.

✓ Mapas De Espesor Arena Total

Esta arena se caracteriza por ser un cuerpo arenoso que se desarrolla en dirección Sureste - Noroeste, el mismo fue identificado en todos los pozos perforados a estas profundidades en el área, presentando sus mejores espesores de arena hacia la zona Norte en los pozos LAB-8, LAB-63 y LAB-64 con espesores de 117 mts, 82 mts y 70 mts. Así como, en el eje del anticlinal, tal es el caso del pozo LAB-72 con un espesor de 67 m. Ver Figura 4.13.

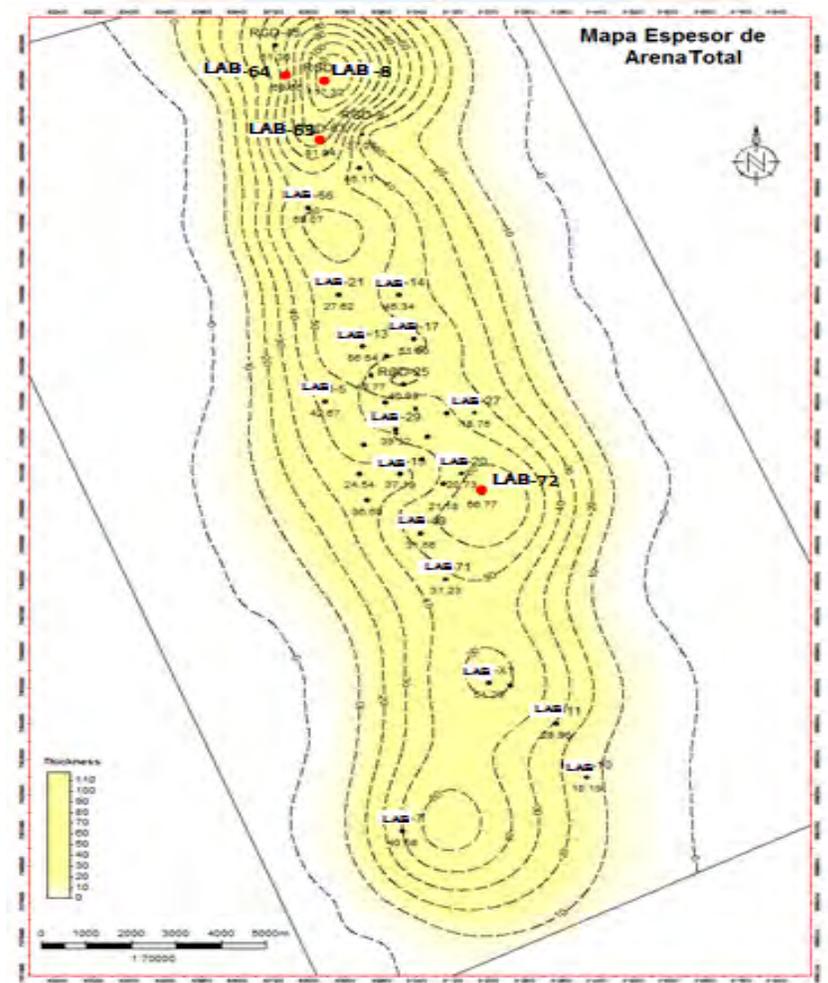


Figura 4.13. Mapa de espesor de Arena Total Unidad Litoestratigráfica.

✓ **Mapas De Espesor de Arena Neta**

Los pozos con mayores espesores se encuentran en la tabla resaltados con color rojo así como en cada uno de los mapas.

Tabla 4.3. Espesores de Arena Neta Unidad Litoestratigráfica.

POZOS	ARENA NETA (m)	POZOS	ARENA NETA (m)
LAB-10	6,61	LAB-49P	22,71
LAB-11	9,6	LAB-5	22,25
LAB-12	31,81	LAB-57P	10,21
LAB-12ST	9,6	LAB-58	12,15
LAB-13	26,67	LAB-6	0
LAB-14	24,09	LAB-61	8,53
LAB-15	17,37	LAB-63	64,47
LAB-17	37,95	LAB-64	31,55
LAB-18	14,63	LAB-65	25,91
LAB-20	14,94	LAB-66	29,41
LAB-21	18,4	LAB-7	27,13
LAB-23	1,3	LAB-71	20,73
LAB-25	22,25	LAB-72	43,08
LAB-27	4,11	LAB-73	18,9
LAB-29	14,33	LAB-74	25,61
LAB-31	4,88	LAB-75	27,89
LAB-32	0	LAB-79	32,7
LAB-34	16,42	LAB-8	128,32
LAB-4	29,87	LAB-80	23,01
LAB-41	14,17	LAB-9	16,15
LAB-45	46,28	LABX-1	29,8
LAB-48	11,89		

con la producción que ha tenido el pozo, no reproduce los valores obtenidos con Sw J, por lo que se hizo necesario un nuevo Modelo para del Yacimiento LAB-01. En la Figura 4.15 se puede observar como ejemplo el pozo LAB-5, donde la curva roja que es la que se obtiene por el Método de Saturación por Simandoux Modificado, mientras que la curva azul es la que se consigue con la función de Sw J.

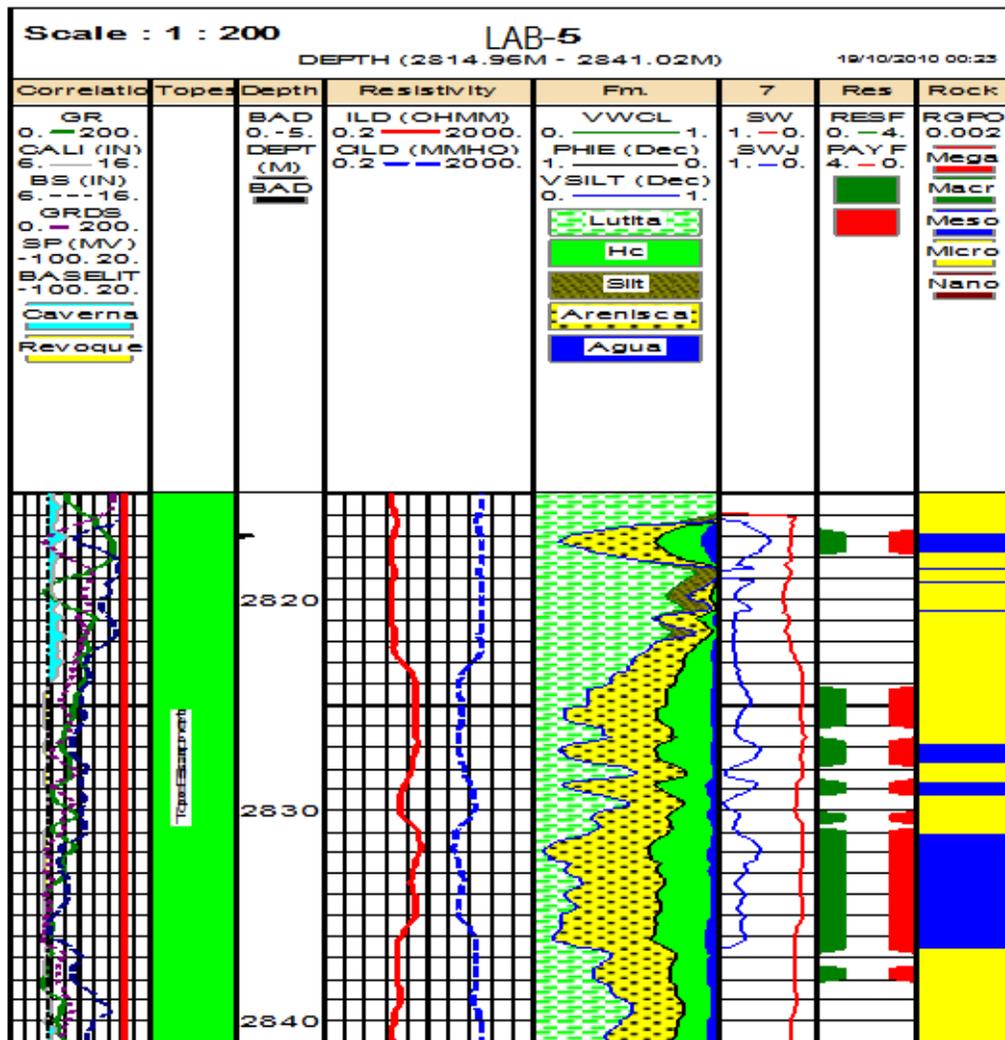


Figura 4.15. Curva roja es la obtenida por el Método de Saturación por Simandoux Modificado Comparada con la curva azul en función de Sw J.

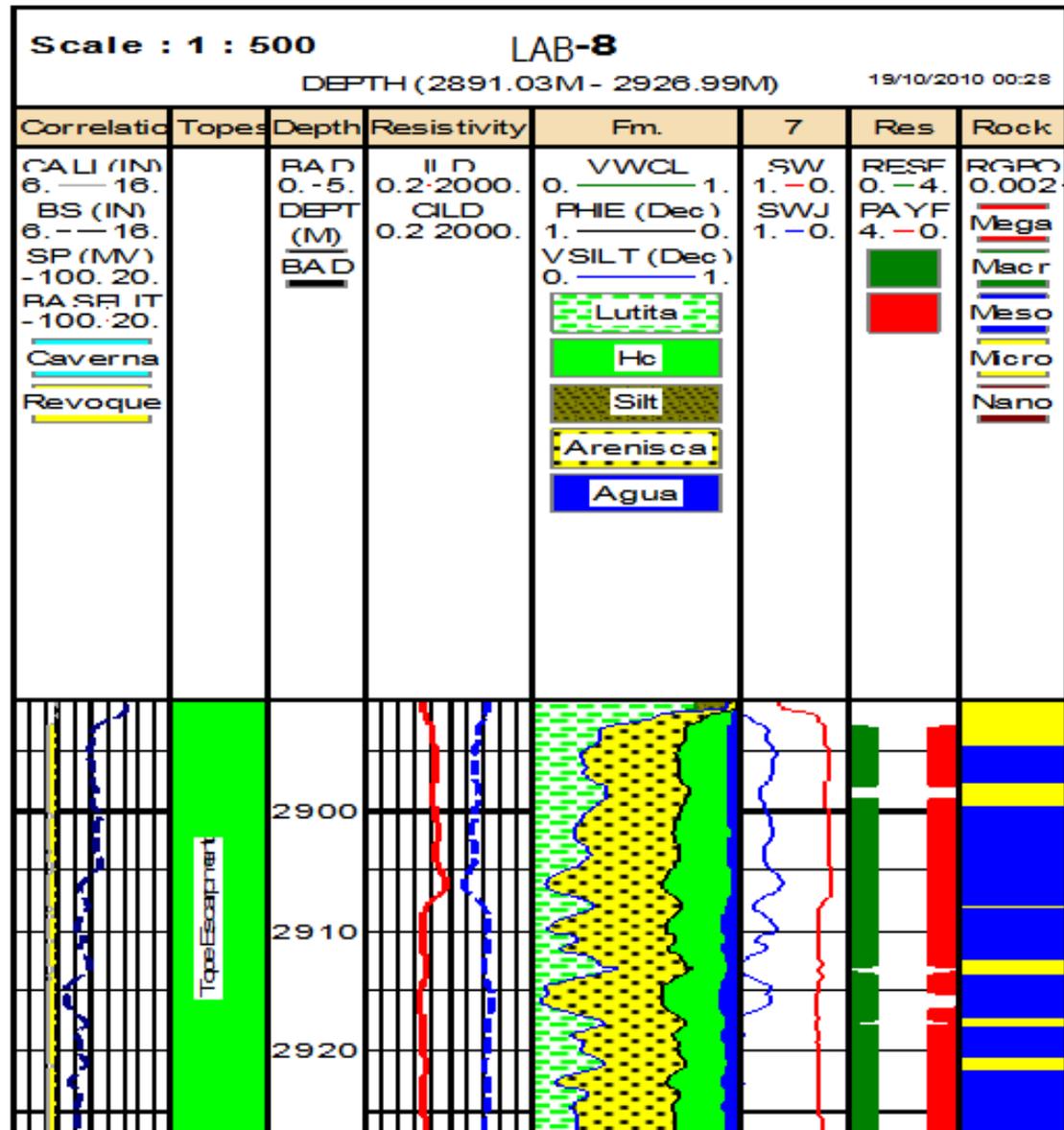


Figura 4.16. El Método de Saturación por Simandoux Modificado, (curva roja), muestra un Menor valor de Sw, comparado con la Función de Sw J(curva azul).

En la Figura 4.16 se aprecia claramente que haciendo uso del Método de Saturación por Simandoux Modificado, (representada por la curva roja), muestra un menor valor de saturación de agua, con un promedio de $Sw = 34,8\%$ y comparando

con la curva azul en función de Sw J, para este pozo se tiene que el promedio es 71%, el cual no va en línea con la producción del mismo.

La diferencias entre la saturación de agua en Función de J mostró que en todos los pozos las saturaciones de agua están por encima del 60%, lo cual no reproducía los valores de GCOES ni GOES en el yacimiento, y esta fueron las razones principales por la que se decidió realizar este nuevo análisis el cual reprodujo los valores iniciales de saturación de agua, el cual se encuentran en el orden del 45%.

4.4 GENERACIÓN DEL MODELO INTEGRADO MEDIANTE EL SOFTWARE PETREL

4.4.1 Modelo Estructural

En el caso del Proyecto Yacimiento LAB-01, con un área de estudio muy extensa, de aproximadamente 1780 km² de cobertura sísmica, resulta necesario reducirla a una zona de interés determinada por los límites de los pozos ubicados en los flancos del anticlinal de aproximadamente 504 km².

Uno de los alcances del estudio es el de evaluar el escenario de coproducción, para este fin se requiere incorporar en el modelo la zona acuífera con suficiente extensión lateral, por esta razón, se extiende la zona de interés mucho más allá de los pozos ubicados en los flancos. En la Figura 4.17 se puede observar la extensión hacia los flancos que se deja en el modelo.

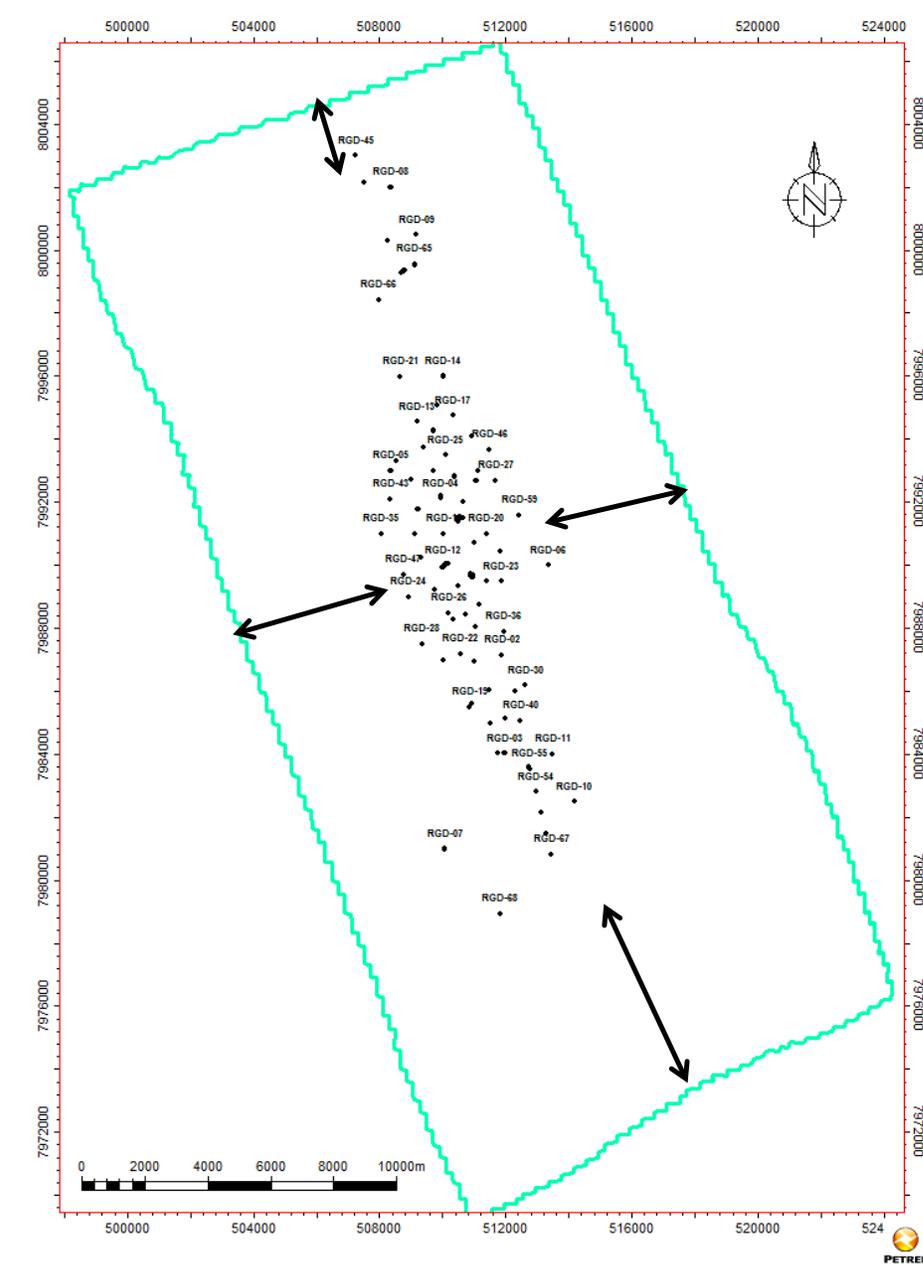


Figura 4.17. Extensión de los Flancos para Integrar el Acuífero a la Simulación.

Para definir el tamaño de la malla de simulación (i, j) se consideraron los siguientes aspectos: el espaciamiento de los pozos, las dimensiones de las facies ambientales a modelar y la capacidad de cómputo óptima para manejar el volumen de

datos, esto se realizó en conjunto con el cliente y se estableció una malla de 200 x 200 mts.

La Figura 4.18 muestra los parámetros seleccionados para elaborar la malla del modelo estructural, donde se integran posteriormente los parámetros sedimentológicos y petrofísicos del modelo. Se puede observar el tamaño 200 x 200 mts seleccionado para dimensionar las celdas y la orientación asignada a estas de N 15°O correspondiente a la dirección del eje del Anticlinal.

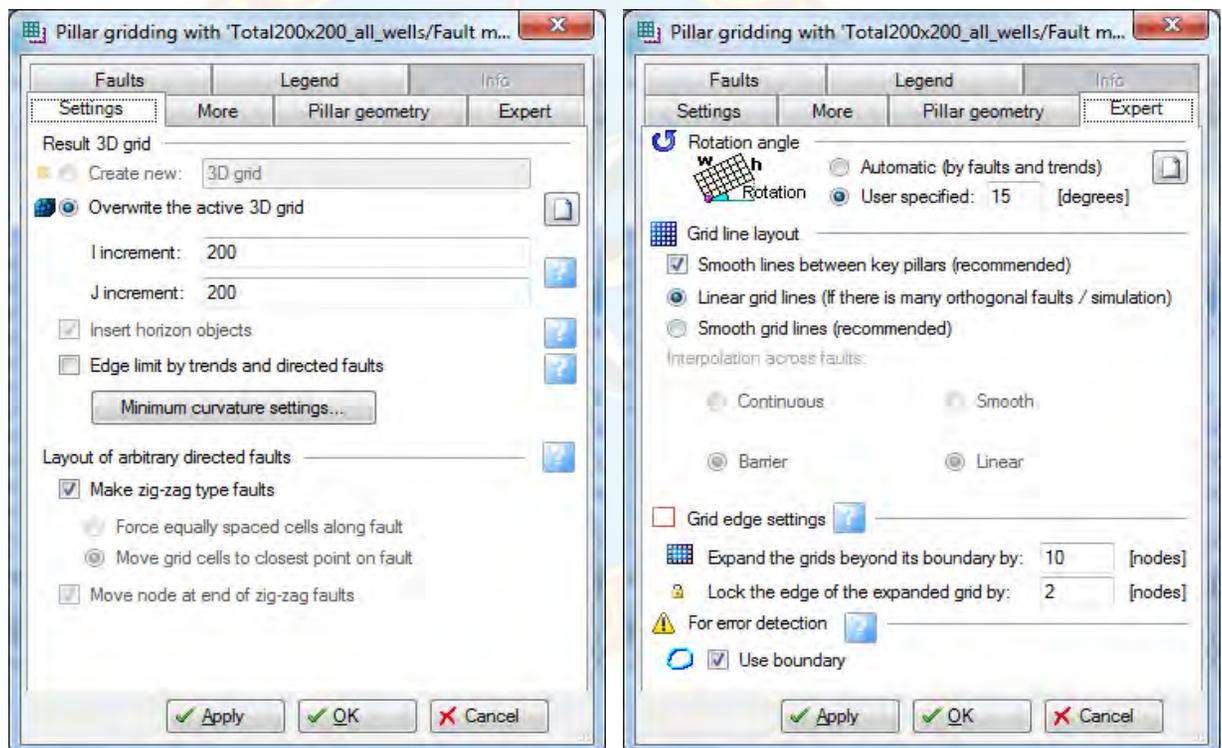


Figura 4.18. Parámetros Seleccionados para Elaborar la Malla.

Los volúmenes estructurales están definidos por los horizontes que están en el modelo, para el caso del estudio se utilizan las superficies estructurales al tope de los reservorios de interés. En la Figura 4.19 se observan las superficies y topes seleccionados para la elaboración de las diferentes zonas.

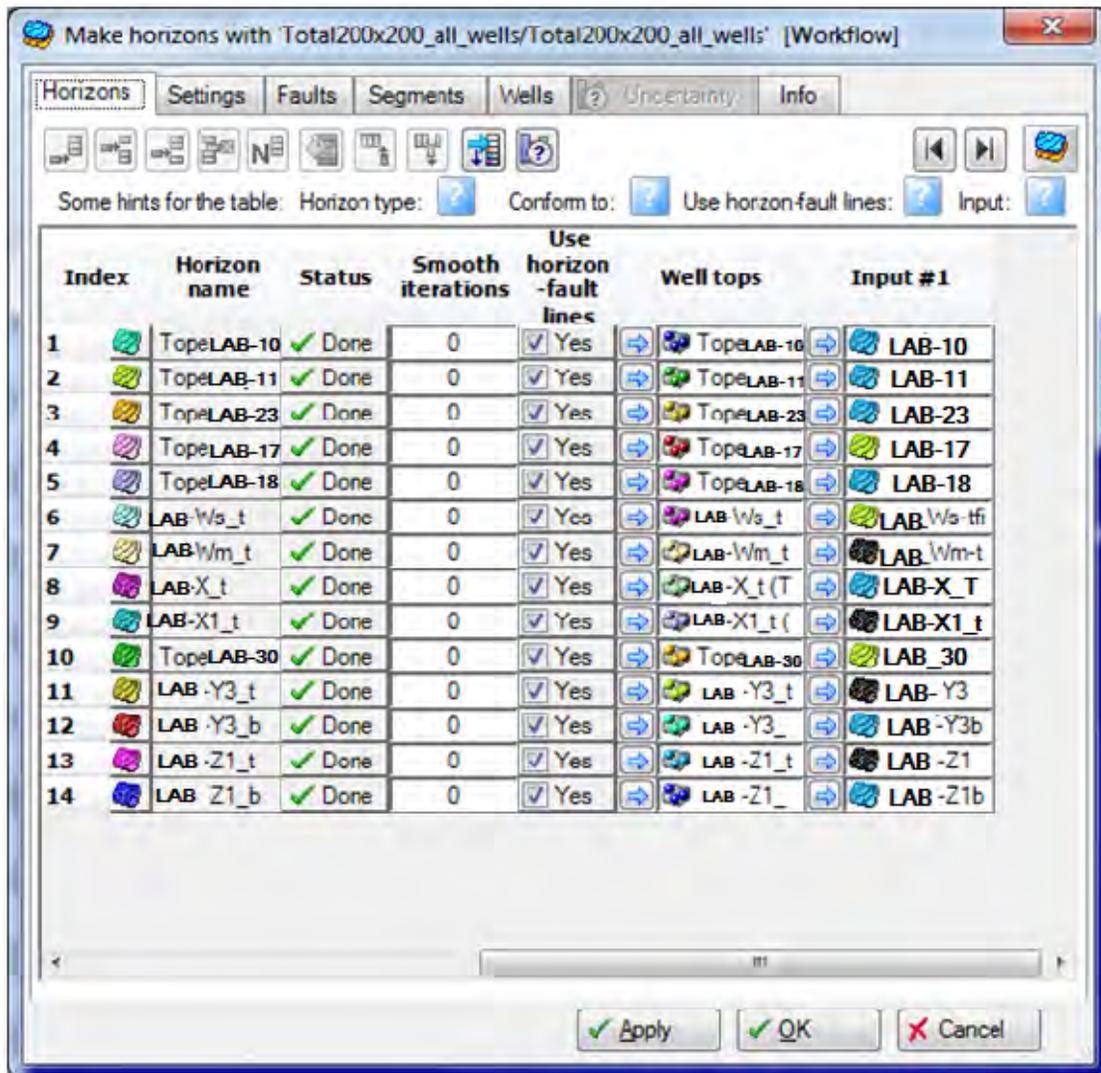


Figura 4.19. Superficies y Topes Utilizados para Elaborar el Modelo Estructural.

4.4.2 Modelado de límites discordantes

Los pozos de interés en la zona tienen extensiones laterales diferentes, debido a límites erosivos que rigen la morfología de las formaciones. Para poder representar

estos pozos en un modelo integrado con otros de mayor extensión fue necesario crear superficies a los extremos para restringir la extensión de los otros.

En las Figuras 4.20 a 4.22 se observan los límites creados y la reducción de espesor y obtenida a partir de este método. Adicionalmente, se agregó una división entre la Zona Sur y la Norte del reservorio con el objeto de subdividir el área.

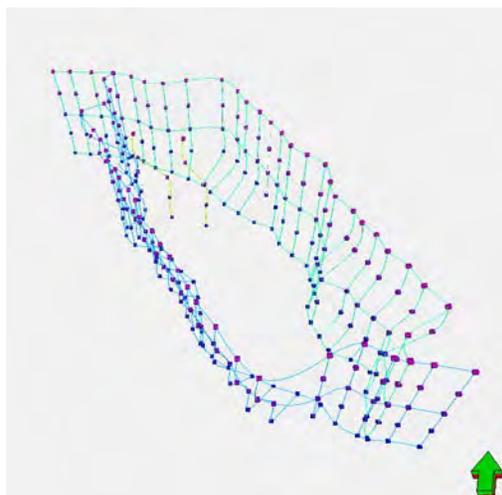


Figura 4.20. Vista 3D de los Límites Discordantes.

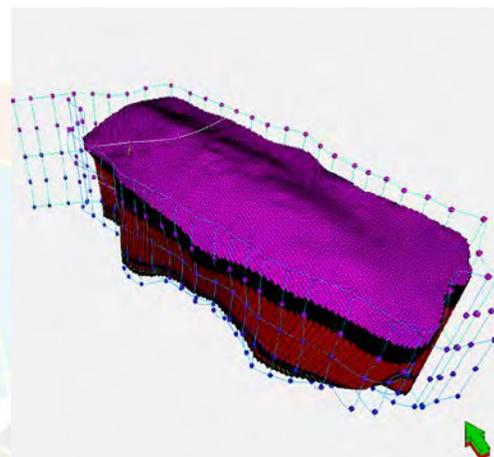


Figura 4.21. Vista 3D del Volumen Estructural Total, con CD- A al Tople de la Estructura.

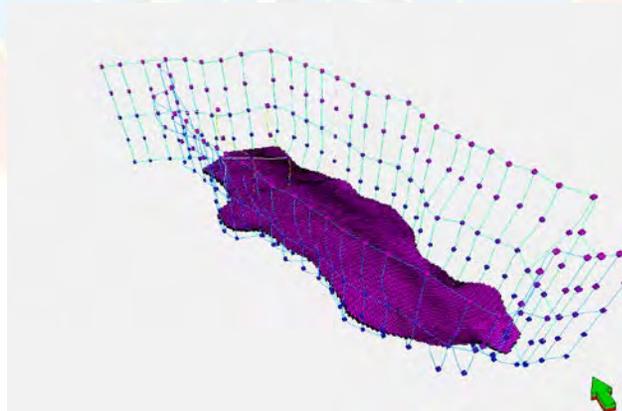


Figura 4.22. Vista 3D de la Base del Volumen Estructural

La definición de las celdas verticales se genera en la aplicación “Layering” (División Interna entre horizontes), del Modulo “Structural Modeling”, de la

plataforma Petrel 2008®, versión 1.1, para ello son necesarios los siguientes parámetros:

- Espesor (k): Se calcula tomando en cuenta el mínimo espesor que presente una capa arenosa y/o una capa de arcilla que pueda representar un sello. Para este modelo se asigno un espesor vertical de 1 en todas las Unidades Litoestratigráficas. Es importante resaltar que se realizó la validación de la resolución vertical del “Layering” utilizando los datos de porosidad en el “Vertical Directions” del variograma, ya que el tamaño vertical de celda a utilizar se sugiere sea la mitad del “Vertical Range”. El valor obtenido como se muestra en la Figura 4.23 es de 2, lo cual indica, que el valor de 1 asignado en “Layering” es aceptable para el modelad.

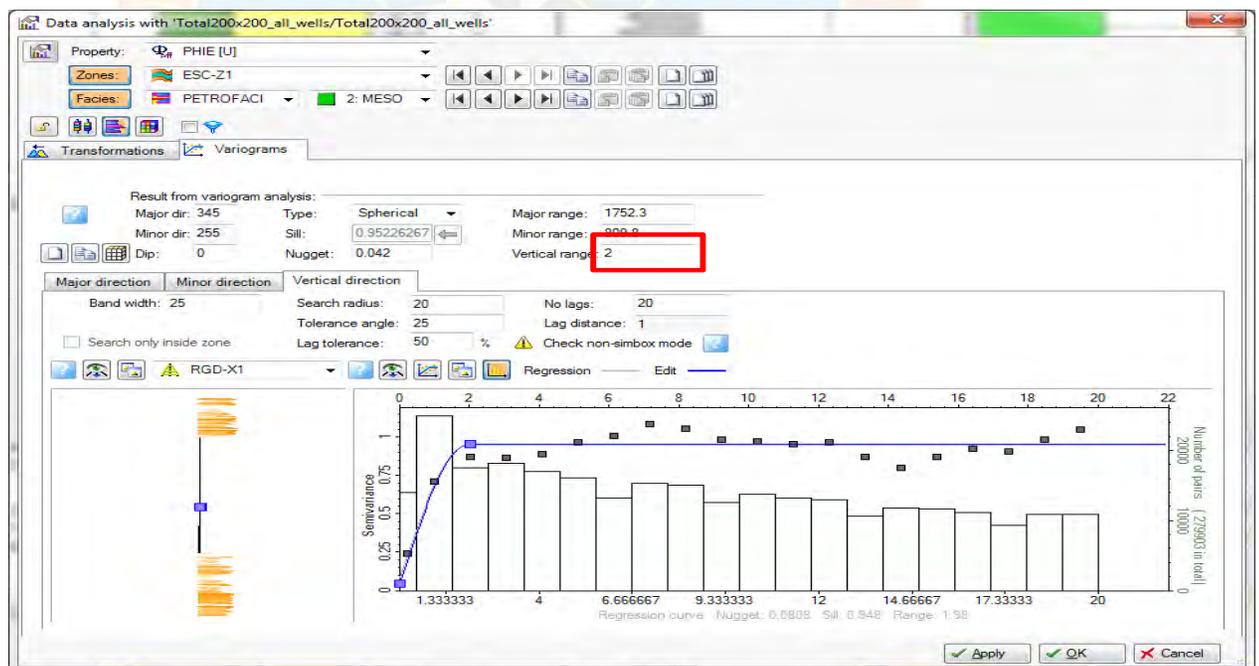


Figura 4.23. Variograma realizado en la dirección vertical, donde se observa el valor del “Vertical Range” obtenido (Cuadro Rojo).

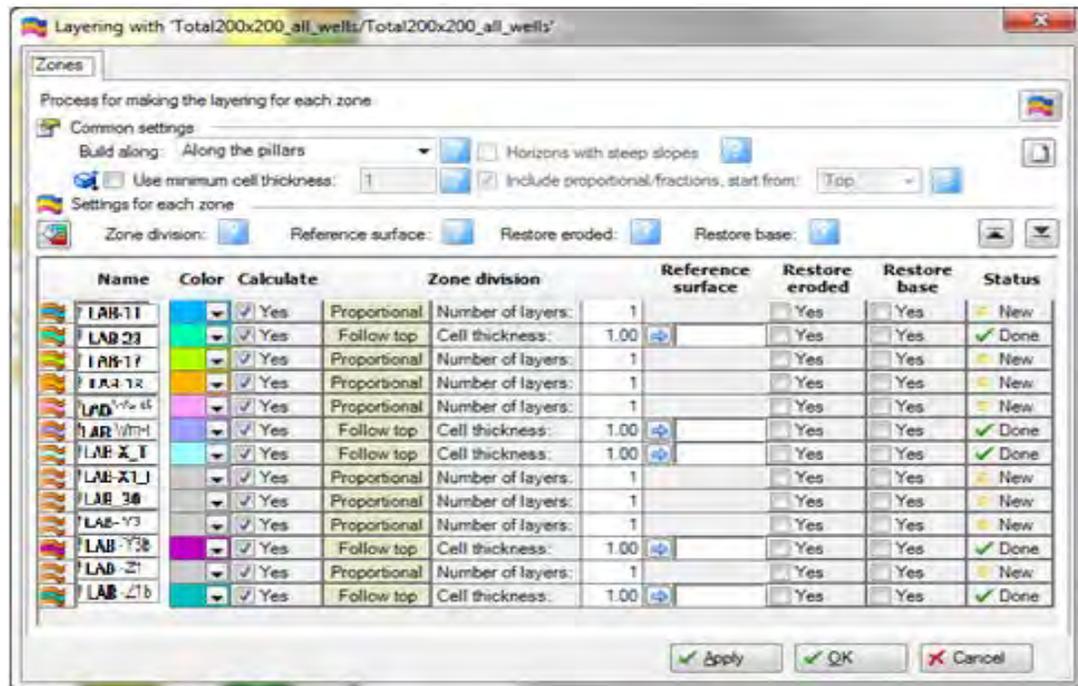


Figura 4.24. Espesor vertical de las unidades litoestratigráficas.

- Tendencia y/o sentido del Layering (arenas): Inicialmente la tendencia en las capas internas de las Unidades Litoestratigráficas (LAB-11, LAB- Ws, LAB-Wm y LAB- Y3), se realizó paralelas a la base (“Follow Base”), respetando el marco ambiental interpretado, de carácter fluvial, el cual se caracteriza por ser erosivo al momento de su depositación inicial, y los sedimentos posteriores se depositan paralelos al primer evento, que se deposito previamente sobre la base de la secuencia. Es importante resaltar que aunque el criterio utilizado para la tendencia de las capas fue aprobado por el cliente, el mismo sugirió que para el Modelo de Simulación, sería más conveniente utilizar la tendencia de las capas paralelas al tope (“Follow Top”), ya que este permitiría una mejor comunicación vertical a nivel de las celdas. La tendencia de la Unidad Litoestratigráfica LAB-Z1, se realizó paralelas al tope (“Follow Top”), por no

presentar dicha Unidad una base definida, ya que existen muchos pozos que no la penetraron completamente. Ver Figura 4.24.

4.4.4 Modelado de Petrofacies

Las petrofacies se cargaron en el proyecto Petrel, con el objeto de generar un registro discreto del mismo en cada uno de los pozos del área para luego ser escalado y distribuido en la malla del modelo 3D condicionado a las facies ambientales definidas y ya distribuidas.

A continuación se muestra la Ecuación cargada en la aplicación “Global Well Logs Calculator”, utilizada para la generación del registro de petrofacies:

PETROFACIES=If(PHIE<=0.06OrK=0OrAMBIENTE=0OrVWCL>=0.47,5,If(RGPORO>=10,0, If(RGPORO>=2,1 ,If(RGPORO>=0.5,2,If(RGPORO>=0.1,3,4))))))

Los valores en color rojo corresponden a los códigos introducidos en el template asignado a la petrofacies de la Figura 4.25.

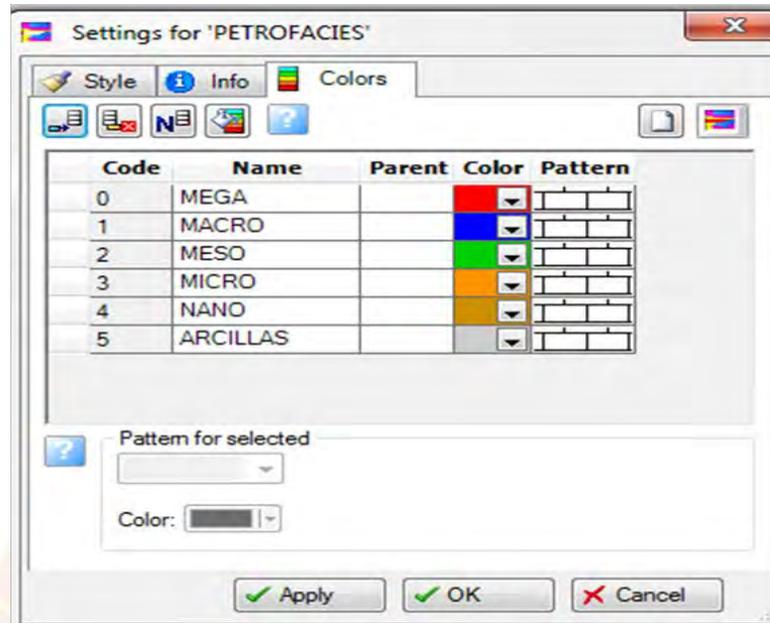


Figura 4.25. Template Asignado al Registro Discreto de Petrofacies.

En la Figura 4.26 se puede observar la correspondencia entre las litofacies generadas en el modelo litológico y las petrofacies.

En general el registro discreto de petrofacies se procedió al escalado del mismo, condicionándolo a las facies ambientales, en la Figura 4.27, se observa el registro de petrofacies versus su escalado y la en la (B) la distribución areal del mismo en una vista 3D.

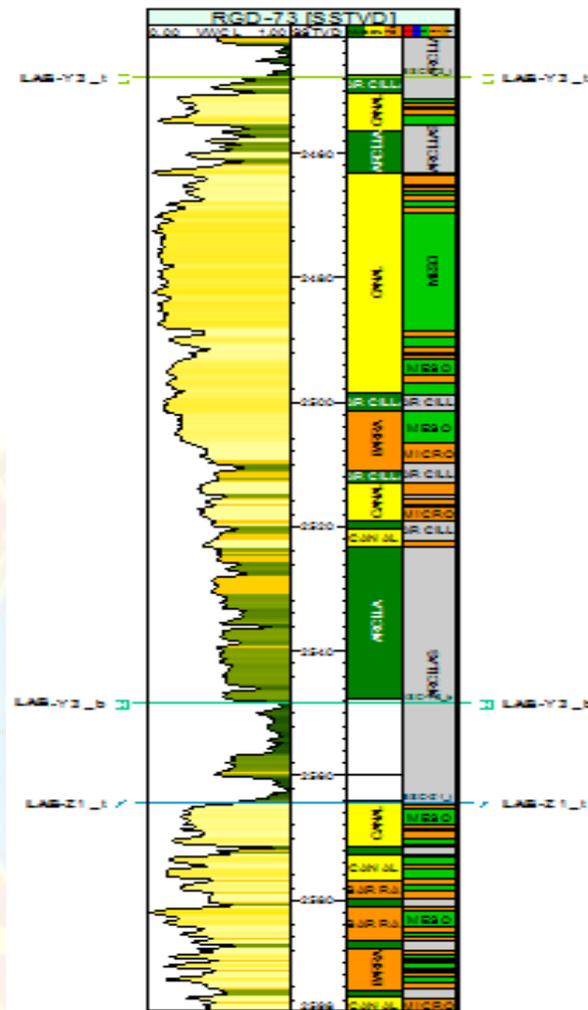


Figura 4.26. Correspondencia entre el Modelo Litológico y las Petrofacies.

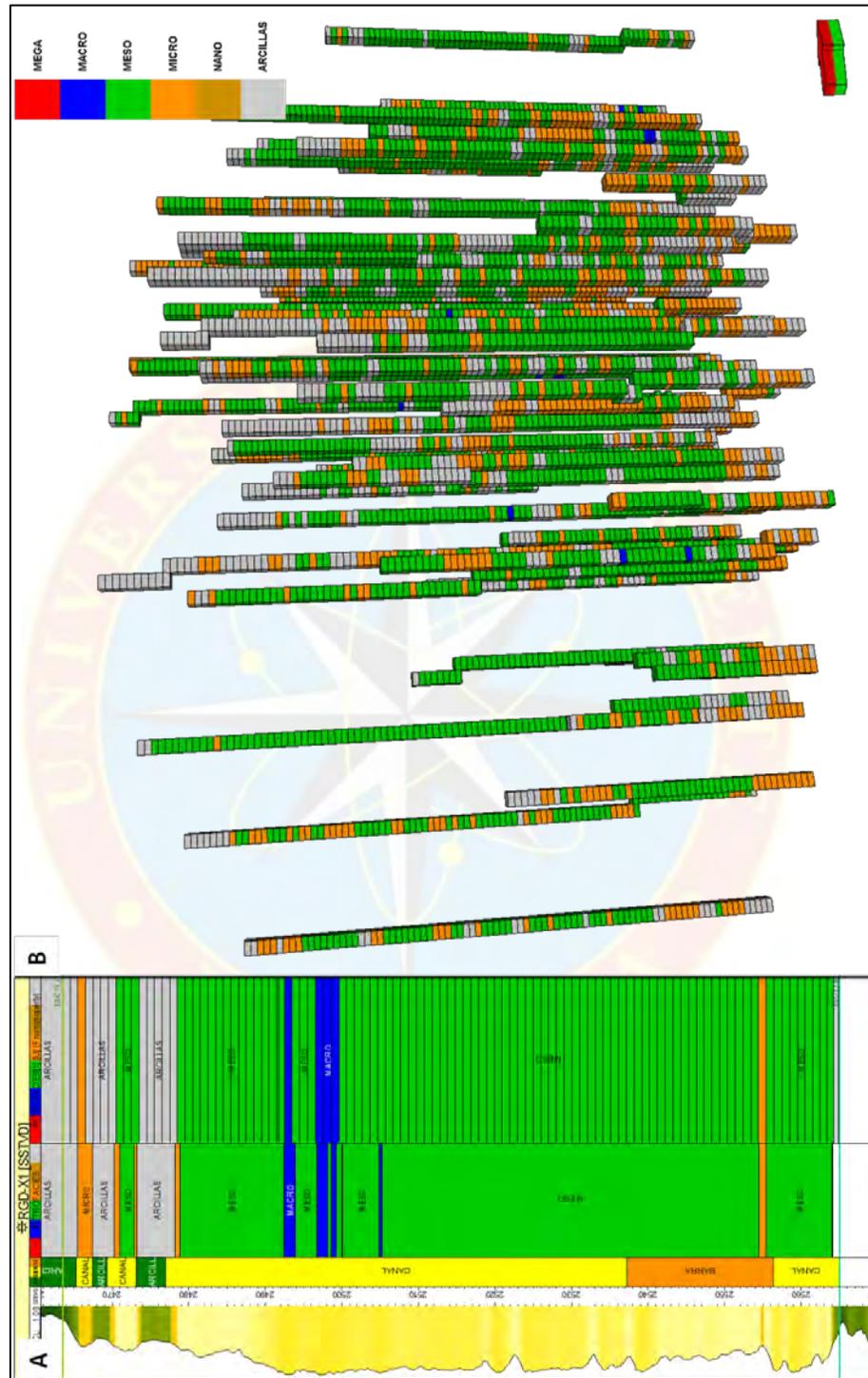


Figura 4.27. Registro de Petrofacies y su Escalado. (B) Distribución Areal del Registro Escalado.

Luego del escalado de registros se realizó un análisis geoestadístico de los datos “Data Analysis”, el cual es realizado para cada una de las petrofacies condicionadas a cada uno de los depósitos ambientales, es decir, la facies Mesoporosa tendrá un “Data Analysis” en la facies tipo Canal y uno en la facies tipo Barra. El análisis en el “Data Analysis” se realiza considerando dos premisas: la primera es el ajuste vertical de los datos de entrada a una curva de proporción vertical para cada una de las petrofacies, ver Figura 4.28; y la segunda es mediante la realización de los variogramas.

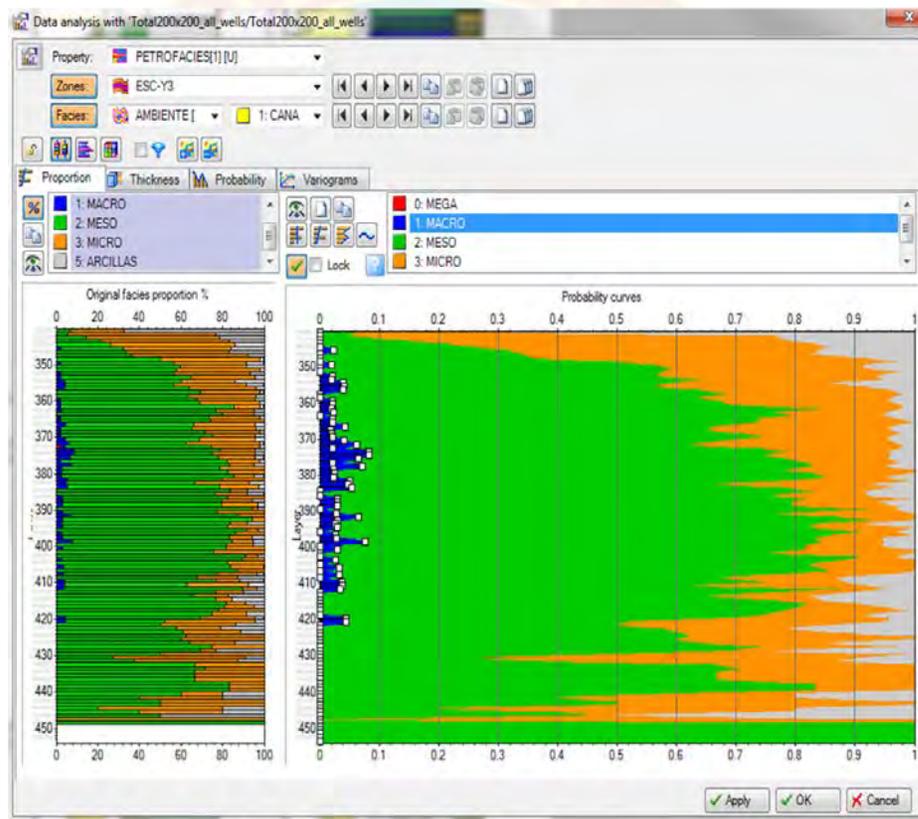


Figura 4.28. Distribución de la Data en la Curva de proporción Vertical.

La metodología utilizada en los variogramas es la siguiente: Primero se fija la dirección vertical, con el objetivo de definir el valor del nugget (mientras más cercano a cero se obtiene menor dispersión de datos), y el después de define la

dirección mayor, la cual está en función de la dirección principal de sedimentación y la dirección menor es en sentido contrario a la principal.

Después de fijar el dato de cada propiedad, tanto vertical como horizontal en cada pozo, esta se distribuye en el resto de las celdas y los diferentes Layering, lo que va a permitir ver el modelado de las propiedades en 3D, para esto se utilizó el Modulo “Facies Modeling” de Petrel 2008®, versión 1.1, donde se utilizó el método de “Sequential Indicator Simulation”. En la Figura 4.29 se presenta un ejemplo de la ventana con los parámetros necesarios para la realización del modelado, y en la Figura 4.30, se muestra el resultado del Modelado de la Petrofacies.

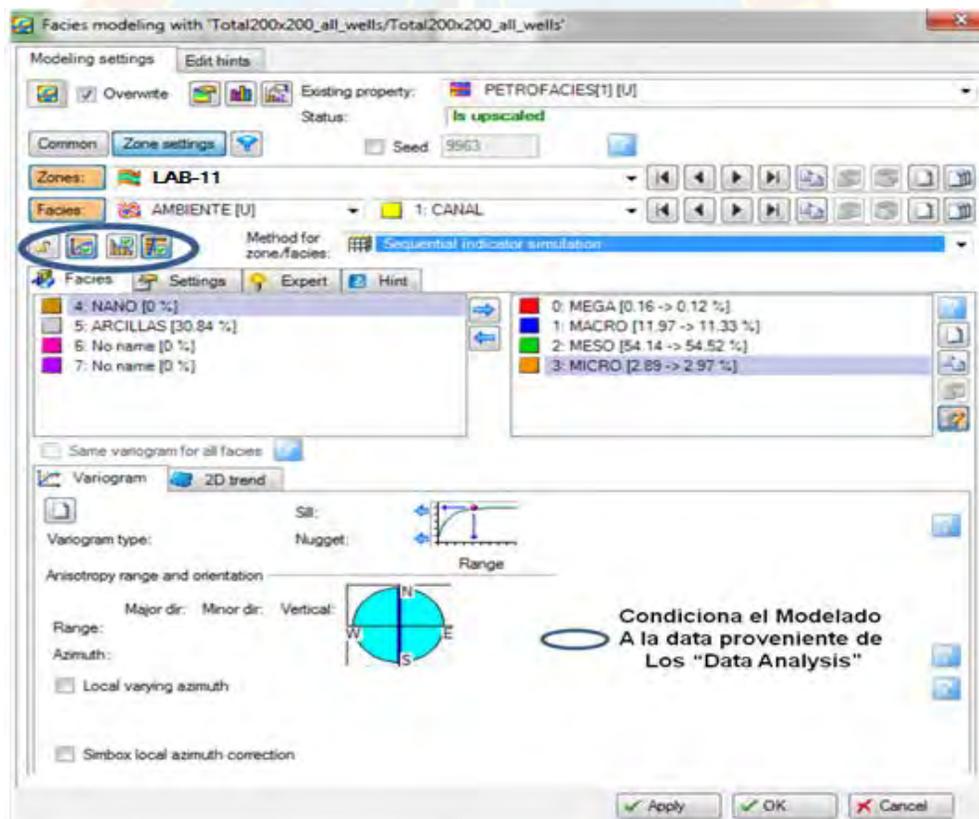


Figura 4.29. Ventana del Modulo de “Facies Modeling”, donde se observan los Parámetros Utilizados por el Método “Sequential Indicator Simulation”.

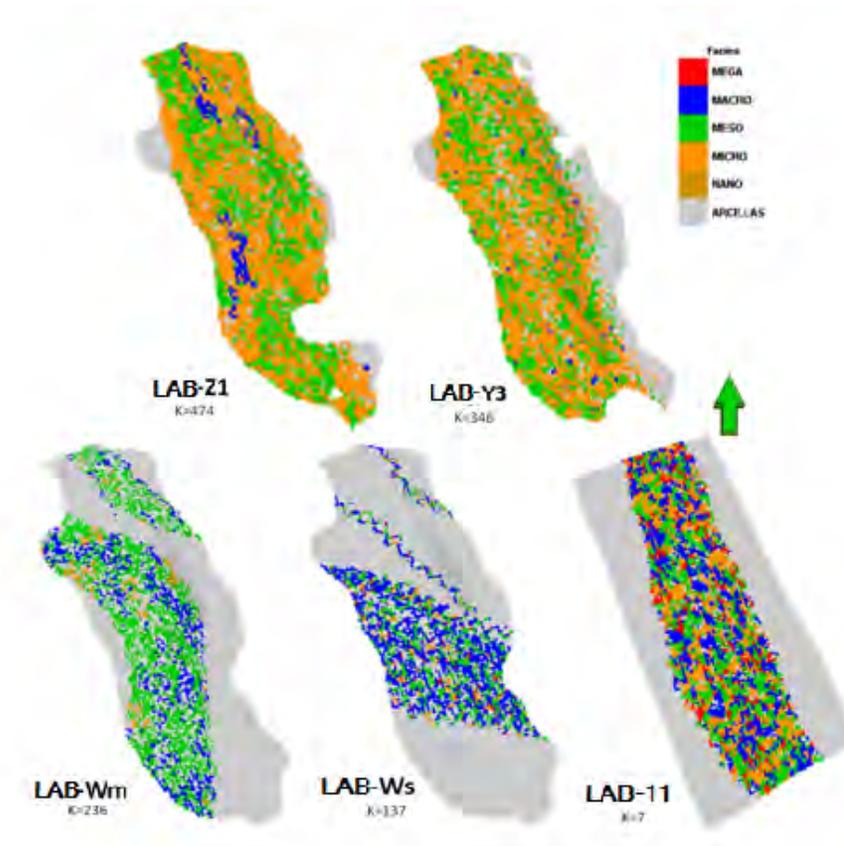


Figura 4.30. Modelado de Petrofacies Condicionado al Modelo Ambiental, con el Método “Sequential Indicator Simulation”.

4.4.5 Modelado de Propiedades Petrofísicas

Las propiedades petrofísicas utilizadas para realizar su distribución en el Modelo Geocelular fue la suministrada por el cliente, para cada una de las zonas excepto para el caso de LAB-Y3, la cual fue realizada por Secca Services Inc., para el modelado de las mismas se utilizó el modulo “Petrophysical Modeling”, bajo el Método “Sequential Gaussian Simulation” de Petrel 2008®, versión 1.1.

La metodología utilizada en el modelado es:

- El escalado de las propiedades petrofísicas tales como: porosidad (PHIE), saturación de agua (SWJ) y permeabilidad (K), se realizó condicionándolas a las petrofacies utilizando el método “Average Method” aritmético para la porosidad y la saturación de agua, mientras que el Armónico se utiliza para la permeabilidad (los promedios armónicos dan un mayor ajuste en flujos verticales), en la Figura 4.31 se muestra la ventana de la aplicación “Scale Up Well Logs”, donde se observa los parámetros utilizados, y en la Figura 4.32 se observa un pozo con los registros de las propiedades petrofísicas y su escalado.

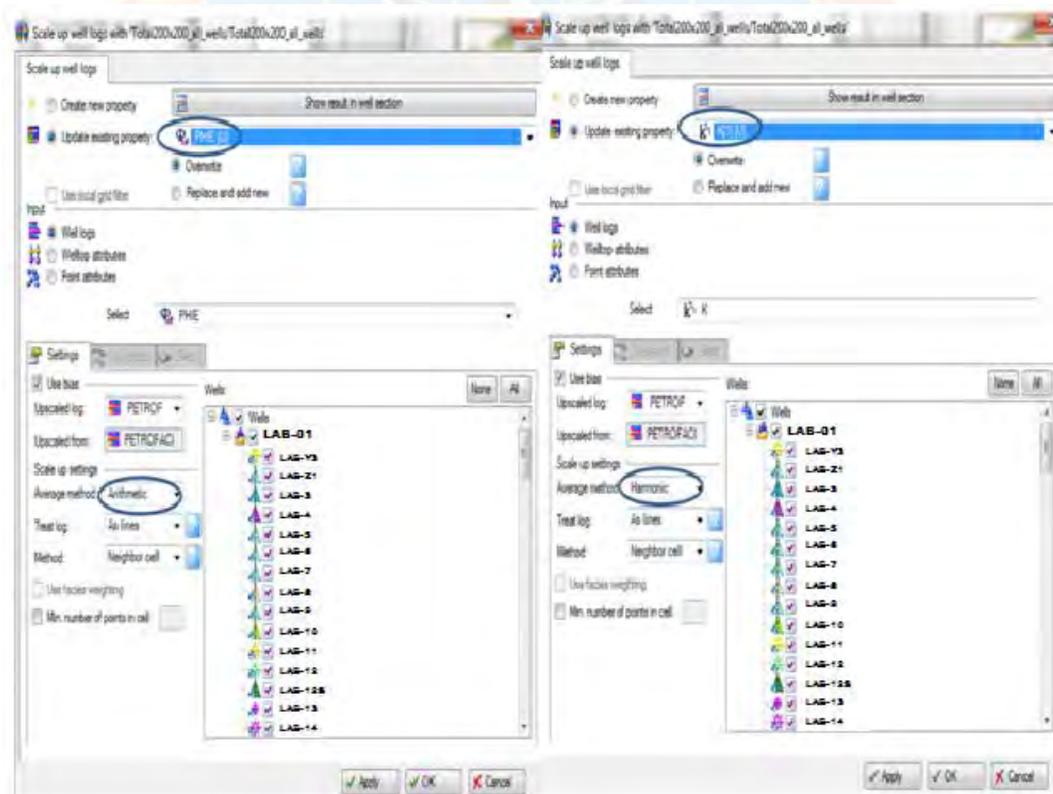


Figura 4.31. Ventana de la Aplicación “Scale Up Well Logs”

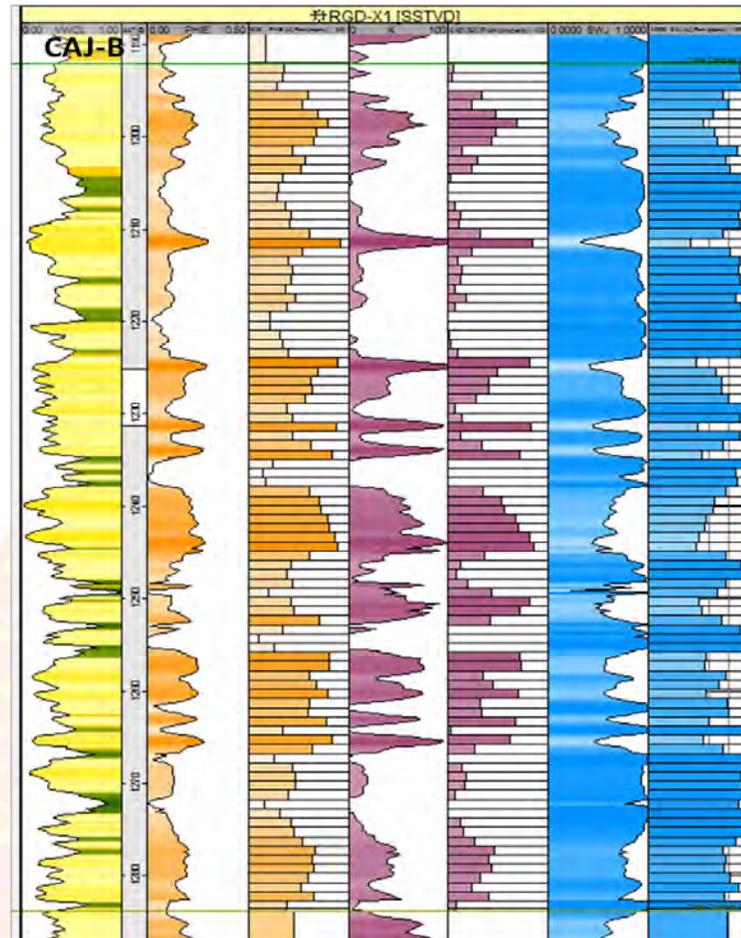


Figura 4.32. Registros de Propiedades Petrofísicas (Phi, K y Sw) vs. su Registro Escalado.

- Aplicación del “Data Analysis”, se realizaron transformaciones en las propiedades petrofísicas: porosidad, permeabilidad y saturación de agua condicionados a las petrofacies, ajustandolas a un “Normal Score” (Data normalizada), seguidamente se realizaron los variogramas, utilizando la misma metodología que en las petrofacies, exceptuando el del tipo de variograma, ya que el que se utilizó en las petrofacies fue de tipo esférico, y para las propiedades se utilizó el Gaussiano, porque este proporciona un mejor ajuste. En la Figura 4.33 se tiene un ejemplo de variogramas aplicados a la porosidad.

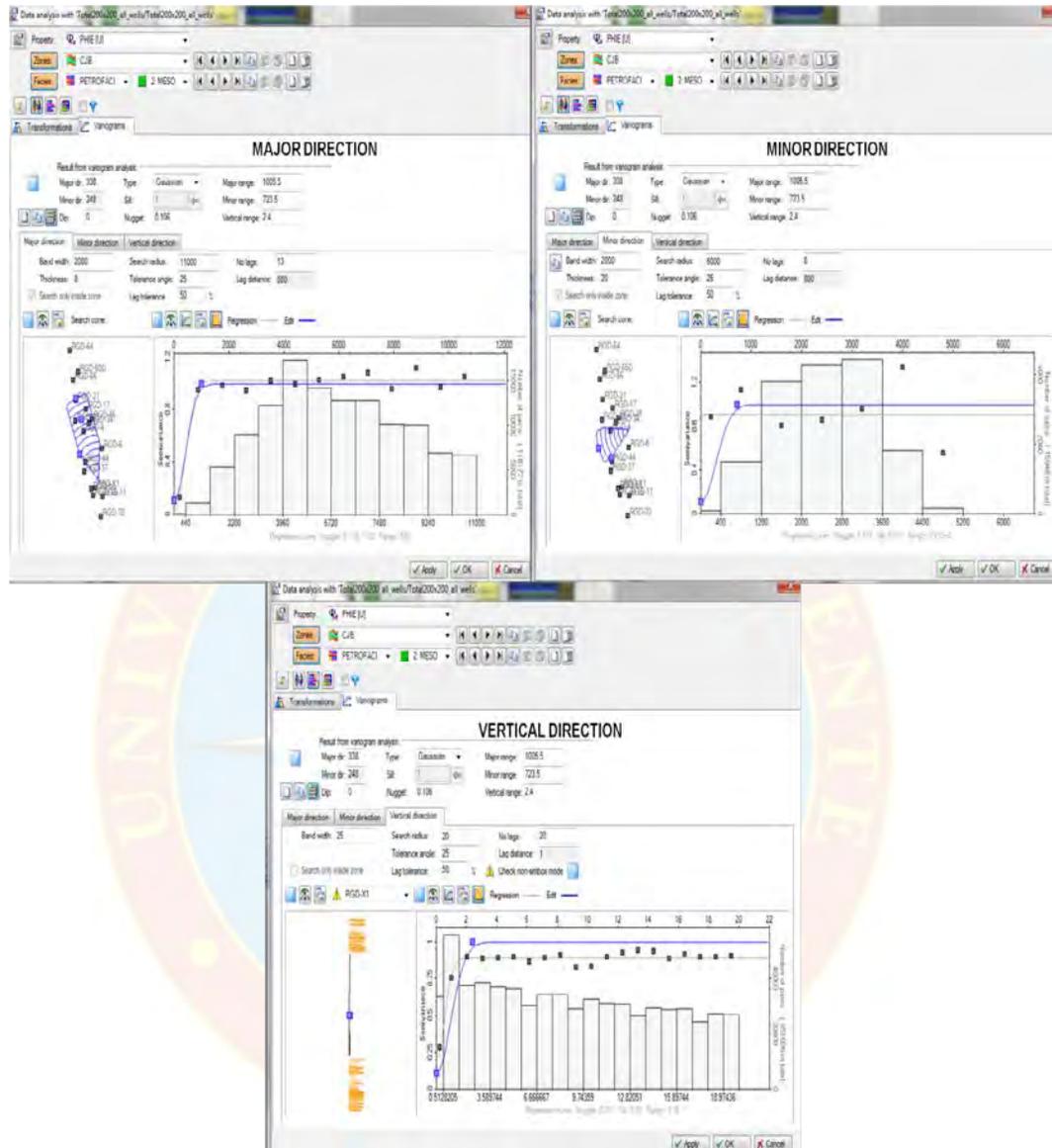


Figura 4.33. Ejemplo de un “Data Analysis” de la Porosidad Condicionada a la Petrofacies Mesoporosa, para la Unidad Litoestratigráfica LAB-11.

- Modelado de propiedades petrofísicas en el Modulo “Petrophysical Modeling”: Se realizó para la porosidad, saturación de agua y permeabilidad en cada una de las petrofacies. El método utilizado fue el “Sequential Gaussian Simulation” y se ajustó a los resultados obtenidos en los variogramas (Elipse Azul).

Adicionalmente, para la permeabilidad se aplicó un Co-kriging con la porosidad como segunda variable, ya que esto nos brinda una mejor correlación (Elipse Verde). En la Figura 4.34 se observa un ejemplo de las ventanas del “Petrophysical Modeling” realizado. En la Figura 4.35 y 4.36 se muestran el Modelado de las propiedades petrofísicas en las unidades litoestratigráficas.

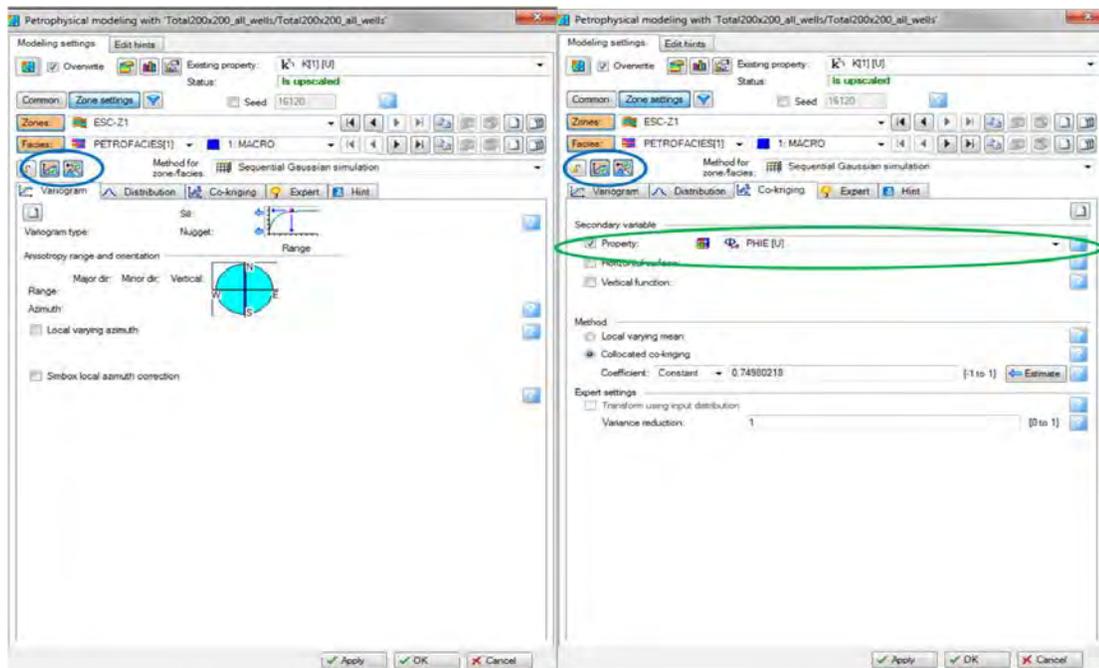


Figura 4.34. Ventana del Modulo de “Petrophysical Modeling”, donde se observan los Parám Utilizados por el Método “Sequential Gaussian Simulation”

Figura 4.34. Modelado de Propiedades Petrofísicas para la Unidad Litoestratigráfica LAB-Y3

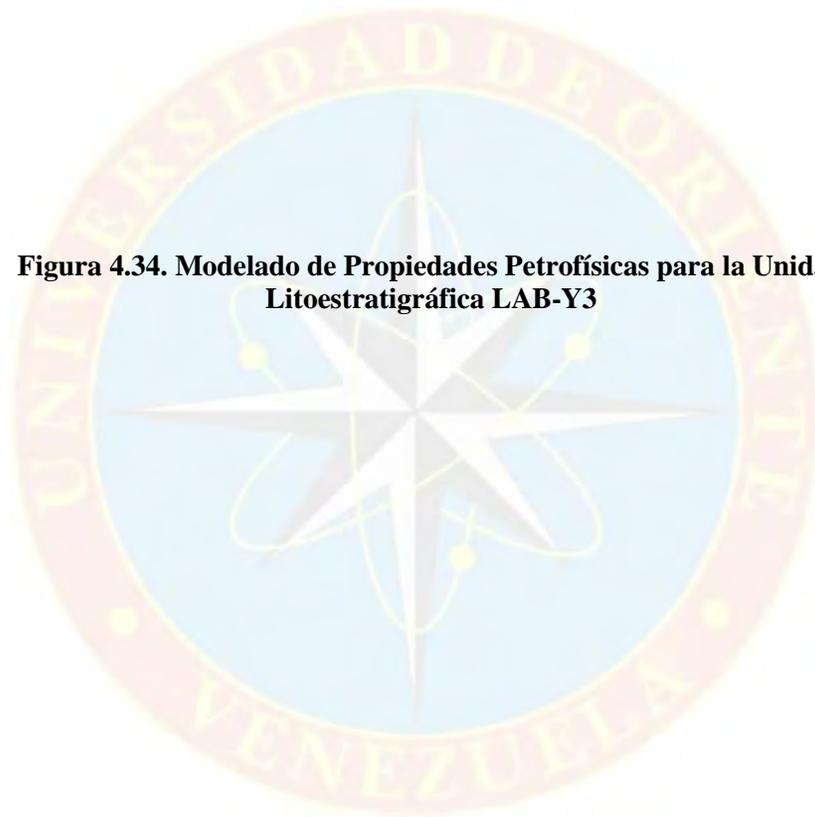


Figura 4.35. Modelado de Propiedades Petrofísicas para la Unidad Litoestratigráfica LAB-Wm.

- En el caso de la propiedad N/G se creó un registro de propiedades en el “Calculator” del Properties, condicionado a la Petrofacies, Megaporosa (0), Macroporosa (1) , Mesoporosa (2) y Microporosa(2), asumiendo que las

mismas son productoras, la formula utilizada fue: $NG = \text{If}(\text{PETROFACIES}=0 \text{ Or } \text{PETROFACIES}=1 \text{ Or } \text{PETROFACIES}=2 \text{ Or } \text{PETROFACIES}=3,1,0)$. Al estar condicionadas al modelado de petrofacies no fue necesario utilizar el “Petrophysical Modeling”.

4.4.7 Cálculo del GCOES

Es importante resaltar que en el yacimiento LAB-01 los valores referentes a S_o , B_o y $HCPV_o$, son nulos, ya que no existe producción de Hidrocarburos en estado líquido. Los contactos de fluidos suministrados para la realización de los cálculos volumétricos son los obtenidos en el Modelo de Fluidos, como se indica en la Figura 4.37. Los valores del Factor Volumétrico de Gas (B_g) y Relación Gas Petróleo inicial (R_v) utilizados son los obtenidos por la Ecuación de Estado suministrados por el equipo del Modelo Dinámico, tal como se indica en la Tabla 4.4.

The screenshot shows a software window titled "Make contacts with: Total200x200_all_wells/Total200x200_all_wells". The interface includes a "Contacts" tab and a "Hints" section. The "Define new contact set" field is set to "Contact set", and the "Overwrite existing" field is also set to "Contact set". The "Contact type" is "Gas water contact" and the "Contact name" is "Gas water contact". There are checkboxes for "Same for all zones" and "Same for all segments". Below this is a table with columns for segments: Segment NORTE, Segment SUR, Segment SUROESTE, Segment SURESTE, and Segment NORESTE. The table lists various well segments and their corresponding contact values.

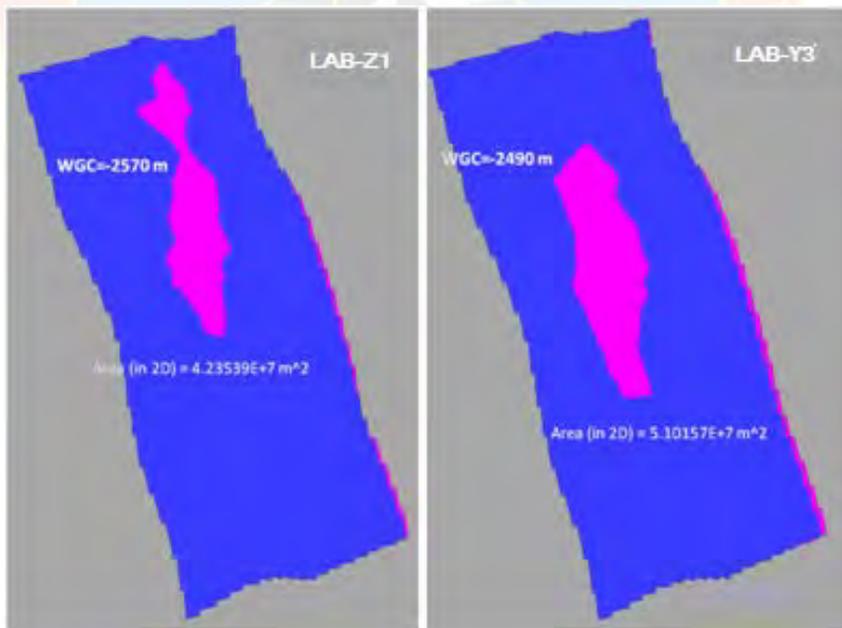
	Segment NORTE	Segment SUR	Segment SUROESTE	Segment SURESTE	Segment NORESTE
LAB-11					
LAB-12	-1248.00	-1248.00	-1248.00	-1248.00	-1248.00
LAB-13					
Zone 4					
LAB-Ws	-2384.00	-2335.00	-2335.00	-2335.00	-2335.00
LAB-Wm	-2385.00	-2355.00	-2355.00	-2355.00	-2355.00
LAB-X					
LAB-X1					
LAB-Y3	-2490.00	-2490.00	-2490.00	-2490.00	-2490.00
LAB-Y3B-Z1					
LAB-Z1	-2570.00	-2570.00	-2570.00	-2570.00	-2570.00

Buttons at the bottom: Apply, OK, Cancel.

Figura 4.37. Contactos de Fluidos Definidos en las Unidades Litoestratigráficas.**Tabla 4.4. Valores de Bg y Rv**

Pozos	Bg (formation vol. factor): [rm3/sm3]	Rv (vaporized oil/gas ratio): [sm3/sm3]
LAB-Z1	0,0041	0,00047
LAB-Y3	0,0042	0,00019
LAB-Wm Sur	0,0042	0,00029
LAB-Wm N	0,0045	0,00008
LAB-Ws	0,0043	0,00010

En las Figuras 4.38, 4.39, 4.40 se presenta una vista en planta de los pozos donde se realizó los cálculos volumétricos.

**Figura 4.38. Vista en planta de los Reservorios LAB-Z1 y LAB-Y3.**

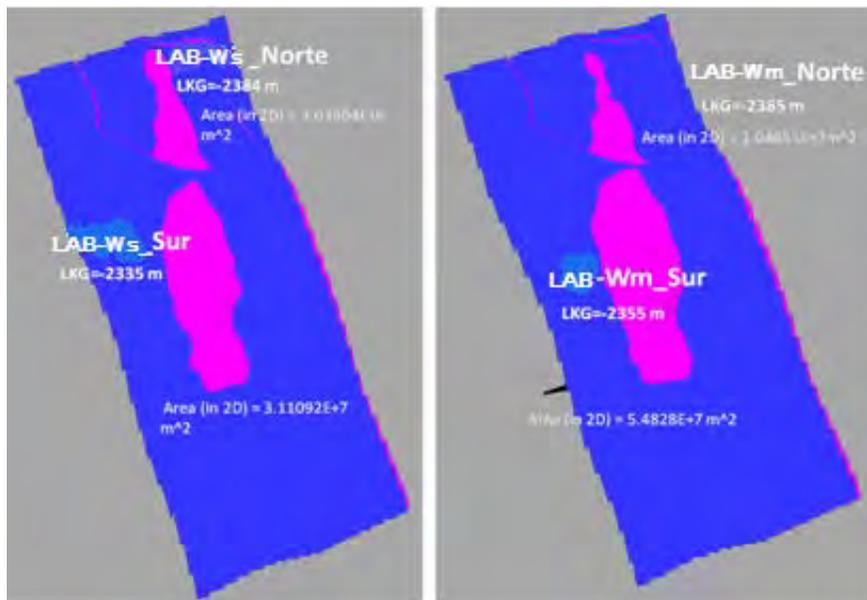


Figura 4.39. Vista en planta de los Reservorios LAB-Wm, LAB-Ws.

En la Tabla 4.5 se presentan el detalle de los resultados promedios obtenidos para cada uno de los reservorios, una vez realizado las diferentes realizaciones para las propiedades de porosidad (PHIE) y Saturación de Agua (SW), como se puede ver en la Figura 4.41.

Tabla 4.5. Datos obtenidos por Petrel.

Case	Bulk volume [*10 ⁶ m ³]	Net volume [*10 ⁶ m ³]	Pore volume [*10 ⁶ m ³]	HCPV gas [*10 ⁶ m ³]	STOIP (in gas) [*10 ⁶ m ³]	STOIP [*10 ⁶ m ³]	GIP (in gas) [*10 ⁶ m ³]	GIP [*10 ⁶ m ³]	GIP [*10 ⁹ scf]
LAB_Z1	576	533	86	20	2	2	4925	4925	173,92
LAB_Y3	1375	1210	223	128	6	6	30517	30517	1077,69
LAB_Wm_Sur	1925	1265	212	93	7	7	22102	22102	780,52
LAB_Wm_Norte	148	49	8	2	0	0	461	461	16,28
LAB_Ws_Norte	78,416	0,796	0,149	0,09	0,002	0,002	20,921	20,921	0,739
LAB_Ws_Sur	492	262	54	35	1	1	8202	8202	289,65

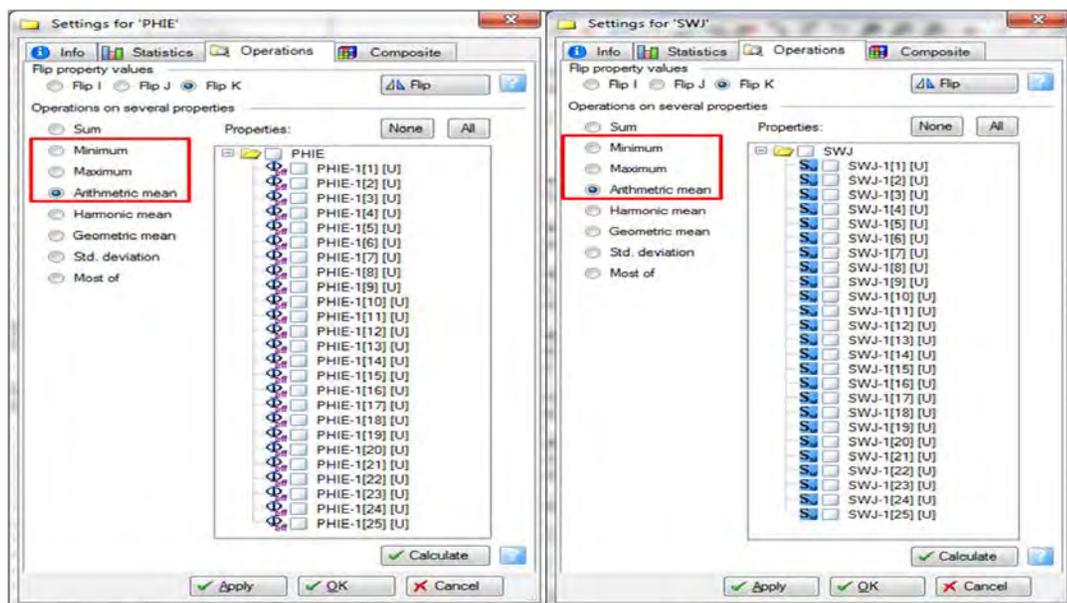


Figura 4.40. Cálculos máximo, mínimo y promedios para las propiedades Petrofísicas.

En la Tabla 4.6 se muestran los valores de Gcoes máximo, promedio y mínimo.

Tabla 4.6. Resultados obtenidos de los Gcoes Mínimos, Promedios y Máximos.

Case	Mínimo Bscf	Promedio Bscf	Máximo Bscf
LAB-Z1	59,68	173,92	350,64
LA-Y3	126,53	1077,70	1949,62
LAB-Wm_Sur	217,68	780,52	1305,87
LAB-Wm_Norte	0,92	16,28	41,18
LAB-Ws_Sur	167,14	289,65	409,05
LAB-Ws_Norte	0,35	0,74	1,09

Los valores de Fg y RGCi son suministrados por el equipo del Modelo Dinámico y se muestran en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7. Valores de Fg y RGCi

Pozos	Fg	RGCi
	adim	Scf/bbl
LAB-Z1	0,8570	5184,0
LAB-Y3	0,9100	9367,0
LAB-WmSur	0,8960	7931,0
LAB-WmNorte	0,9760	35016
LAB-Ws	0,9500	17410,0

Tabla 4.8. Gcoes, Goes y Coes.

Campo	Pozos	GCOES	GOES	COES
Yacimiento LAB-01	LAB-Z1	173,92	149,05	24,87
	LAB-Y3	1077,7	980,7	96,99
	LAB-Wm	16,28	15,87	0,39
	LAB- Wm	780,52	699,35	81,17
	LAB- Ws	289,65	275,17	14,48
	TOTAL	2338,07	2120,16	217,90

Estos resultados que se obtuvieron mediante el software Patrel fueron comparados con resultados obtenidos por la ecuación Balance de Materiales, dando datos similares, con márgenes de error menos de 1%. Por lo que se puede concluir que son datos óptimos y eficientes, que pueden ser utilizados para el Modelo Dinámico del yacimiento LAB-01.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Los pozos del Yacimiento LAB-01 de edad Terciaria correspondiente las Formaciones AB, BC y CD, responden a una estructura compresiva conformada por un anticlinal no fallado de rumbo NO - SE, con buzamiento entre 6 a 8 grados en sus flancos.
- Existen varias superficies de erosión que afectan los límites y la extensión de los reservorios de interés.
- En relación a los Atributos Sísmicos, están fuertemente controlados por la estructura, como lo evidencia el rumbo general NO - SE de las anomalías.
- Las Unidades Litoestratigráficas presentan un desarrollo masivo de areniscas, las cuales se encuentran desarrolladas en todos los pozos que la perforaron.
- Se definieron la presencia de cuellos o capas lutíticas que pueden proponerse como sellos estratigráficos en los topes y bases de las arenas.
- Los mapas de Espesor de Arena Total se elaboraron utilizando los registros del Volumen de arcilla (VCL), definiendo de esta forma sólo dos tipos de sedimentos litológicos: Areniscas $\leq 0,5$ de VCL y Lutitas $\geq 0,5$ de VCL.
- El cálculo obtenido por el método de Simondux modificado resulto ser más efectivo para el calculo de la Sw, ya que por Función SwJ los valores no iban línea con la producción de los pozos.
- El modelo estático integrado permitió determinar un total de 2707,46 Bscf de gas en las Formaciones prospectivas del Yacimiento LAB-01.

- Se logro agilizar el flujo de trabajo, obteniendo buenos resultados con el uso de la herramienta Petrel.
- Se generó un trabajo práctico y eficaz al tener conocimientos de los pasos a seguir para realizar un Modelo geológico de un yacimiento cualquiera.

5.2 RECOMENDACIONES

- En generar las correlaciones entre los atributos y las propiedades petrofísicas resultantes presentan coeficientes de correlación bajos, sin embargo análisis de inversión sísmica puede tener excelentes resultados para disminuir la incertidumbre en aquellas zonas, donde las variaciones litológicas están afectando las repuestas tanto de la sísmica como los perfiles de pozo.
- Se recomienda utilizar el cubo de Impedancia Acústica Relativa para obtener valores absolutos de impedancia mediante el uso de correlaciones con los registros de Densidad y Sónico, ya que este atributo presentó mejores ajuste con las propiedades petrofísicas.
- Se debe tener conocimientos teóricos sobre los pasos a seguir para elaborar modelos estructurales, estratigráficos y petrofísicos puesto que son necesarios para la generación de un Modelo Integrado de yacimientos.
- Para hacer un Modelo estático mediante el uso de la herramienta Petrel es necesario leer previamente el manual elaborado por la empresa Schlumberger para obtener el conocimiento y así introducir los datos correspondientes que den cuenta de un resultado óptimo..

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ARIAS, F. (2006). **“El Proyecto de Investigación. Introducción a la Metodología Científica”** (5^{ta} ed.) Editorial Epistame, Caracas, Venezuela
- CIED. (1997). **“Caracterización de Energética de los Yacimiento”**. Caracas.
- CONTRERAS, I. (2012). **“Modelo Integrado del Yacimiento LAB-01”**.
- CRAF, B. HAWKINS, M. (1970). **“Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos”**
Editorial TECNOS S.A., Madrid, España.
- MANNUCCI J. (1998). **“Caracterización de Física de Yacimientos”**. Ingenieros Consultores. Maracaibo, Edo. Zulia.
- RIVERA, J. (2007) **“Practica de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**
Universidad de oriente, Barcelona, Anzoategui.
- SCHLUMBERGER. (1972). **“Interpretación de Perfiles”**. Volumen 1 – Fundamentos;
Schlumberger Educational Services, Houston.
- SCHLUMBERGER (2008). **“Applied Well Correlation Course Schlumberger, Petrel 2008”**. Houston.
- TECNOSINERGIA. (2001). **“Estudio Integrado del campo Jobo”**.

HOJA DE METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Tr0922220209abajos de Ascenso - 1/6

Título	DESARROLLAR METODOLÓGICAMENTE UN MODELO ESTÁTICO INTEGRADO UTILIZANDO DATA REAL DEL YACIMIENTO LAB-01 MEDIANTE EL USO DE LA HERRAMIENTA PETREL @2008 1.1.
Subtítulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Marialis daluvi romero correa	CVLAC	C.I. 19.662.387
	e-mail	Mari_ale_romero@hotmail.com
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras Claves
Simulador Modelo Estático
Modelo Estructural
Modelo Estratigráfico
Modelo Petrofísico

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología Ciencias Aplicadas	Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo responde a la intención de desarrollar metodológicamente un modelo estático integrado utilizando data real del yacimiento LAB-01 mediante el uso de la herramienta Petrel @2008 1.1. Para ello fue necesario revisar y validar la información disponible del yacimiento LAB-01, con la finalidad de diseñar el modelo estático del mismo, estableciendo los pasos que permitió generar modelos estructural, estratigráfico y petrofísico. Para finalmente obtener un modelo integrado mediante el software PETREL. La metodología respondió a la investigación descriptiva con un diseño documental. Y se llegó a la siguiente conclusión: El modelo estático integrado permitió determinar las características del yacimiento LAB-01 y poder predecir su comportamiento mediante el software Petrel.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Isaac Contreras	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 11.344.724
	e-mail	isaacpavel@hotmail.com
	e-mail	
Fabiola Mottola	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 8290936
	e-mail	fmottola@udo.edu.ve
	e-mail	
Martha Espinoza	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 8369941
	e-mail	espinozamrel@hotmail.com
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2013	07	08

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa

Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
Marialis Romero

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo

Ingeniero de petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarum en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio

Tecnología Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU Nº 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC Nº 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago, a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CUNTELE
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 6/6

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (**Vigente a partir del II semestre del 2009 según comunicado CU 034-2009**).” Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario.



Marialis Dafúvi Romero Correa
AUTOR



MSc. Isaac Contreras
TUTOR