

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

IMPORTANCIA DE LA INFORMACIÓN EN LA POBLACIÓN DE PROPIEDADES DE UN MODELO GEOCELULAR, EN UN CAMPO AL ESTE DE LA CUENCA ORIENTE

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO GEÓLOGO

ZÚÑIGA ALBUJA MAYRA ALEJANDRA

maya_al91@hotmail.com

DIRECTORA: DRA. ISABEL CAROLINA BERNAL

isabel.bernal@epn.edu.ec

Quito, Agosto del 2015

DECLARACIÓN

Yo, Mayra Alejandra Zúñiga Albuja, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este tiempo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Mayra Alejandra Zúñiga Albuja

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Mayra Alejandra Zúñiga Albuja, bajo mi supervisión.

Dra. Bernal Isabel Carolina

DIRECTORA DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer especialmente a mis padres que siempre me inculcaron el valor de la perseverancia, gracias por permitirme soñar alto y haber escalado todo esto juntos, los amo mucho.

A mi madre Mayra Albuja, eres el perfecto ejemplo de pureza y respeto te amo mamita gracias por tu incondicional apoyo.

Gracias Papi, se que esto te enorgullece, para mi es suficiente razón de querer superarme.

A mis hermanos que con el solo hecho de existir mantienen en mí mis deseos de ser un buen ejemplo para ustedes, nada es fácil hermanos pero todo tiene su recompensa.

Gracias infinitas Mario, tu presencia en todo este periodo de la vida ha sido fundamental para mi éxito, haber compartido contigo esta epoca a sido lo mejor, gracias por tu apoyo e infinito amor; sabes todo lo que te debo.

Un especial agradecimiento a mi co- director Luis Meléndez, como le he dicho varias veces cayó del cielo en el momento adecuado, gracias Luis usted es responsable de esta culminación tan exitosa. Gracias por su amistad y por haber creído en mí.

A todo el equipo de la sala dos, cada uno ha sido un aporte en este grado Gaby, Temo, Sebastian, a todos los que de alguna forma me han sabido ayudar, a pesar de la distancia gracias Juanca y Santi T.

A todos mis profesores, que aunque no sabía a lo que me metía hicieron que ame y lleve con orgullo el nombre de la facultad.

A Dios que siempre me presento las oportunidades en el momento adecuado, todo fue en el tiempo perfecto.

A la empresa Schlumberger del Ecuador que me abrieron las puertas para cumplir mis sueños. Y a todos los de la empresa que me ayudaron y tuvieron muchísima paciencia en serio muchas gracias.

A mi directora Dra. Carolina gracias por su ayuda, y a todos los profesores que se dieron el tiempo de leer y corregirme la tesis, gracias por el tiempo.

A todos mis compañeros de la Facultad, de todos los semestres, hicieron que la estadía en la facultad fuera la mejor.

DEDICATORIA

Por ustedes papis y hermanos.

A mi hermano José crecer contigo fue la mejor experiencia de vida.

A ti mi amor no lo hubiera logrado sin tu apoyo.

INDICE GENERAL

INDICE GENERAL	I
INDICE DE FIGURAS	IV
INDICE DE TABLAS	VIII
INDICE DE ANEXOS	VIII
ABREVIATURAS Y SIGLAS UTILIZADAS	IX
RESUMEN	X
ABSTRACT	XII
CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1. ANTECEDENTES	1
1.2. OBJETIVOS.....	2
1.2.1. OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.3. CARACTERISTICAS GENERALES DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	2
1.3.1. UBICACIÓN	2
1.4. ALCANCE	4
1.5. TRABAJOS PREVIOS	4
1.5.1. GENERALIDADES	4
1.5.2. ANÁLISIS DE NÚCLEOS.....	5
1.6. INFORMACIÓN DEL PROYECTO.....	8
1.6.1. METODOLOGÍA.....	8
1.6.2. INFORMACIÓN DISPONIBLE	8
1.6.2.1. Sísmica 3D.....	8
1.6.2.2. Checkshot (Punto de tiro).....	12
CAPÍTULO 2	13
MARCO GEOLÓGICO	13

2.1. RESUMEN DE LA CUENCA.....	13
2.2. ESTRATIGRAFÍA DEL CRETÁCICO.....	17
2.2.1. FORMACION HOLLIN (Aptiano temprano- Albiano temprano).....	17
2.2.2. FORMACION NAPO (Albiano temprano- Campaniano medio)	19
2.2.3. FORMACION TENA (Maastrichtiano temprano- Paleoceno)	26
CAPÍTULO 3	27
MARCO TEÓRICO.....	27
3.1. FUNDAMENTO DE LA GEOFÍSICA	27
3.1.1. SISMOGRAMA SINTÉTICO.....	27
3.1.2. RESOLUCIÓN SÍSMICA VERTICAL	29
3.2. FUNDAMENTOS DE LA GEOESTADÍSTICA.....	30
3.3. MODELADO GEOLÓGICO.....	34
3.3.1. DEFINICIÓN DE PARASECUENCIAS PROGRADACIONALES	36
3.3.2. DESCRIPCIÓN DE INNER- SHELF DELTAS.....	40
3.4. FUNDAMENTOS DEL MODELADO DE YACIMIENTOS.....	42
3.5. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO	47
3.5.1. MODELADO GEOMÉTRICO Y ESTRUCTURAL.....	47
3.6. DEFINICIÓN DE LOS MÉTODOS.....	47
3.6.1. ALGORITMO PROBABILÍSTICO.....	49
3.6.2. ALGORITMO DETERMINÍSTICO	54
CAPÍTULO 4	55
METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	55
4.1. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	55
4.2. DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA Y MÉTODOS	56
4.3. EL MODELO	56
4.4. PROCEDIMIENTO	57
4.4.1. INTERPRETACION DE TOPES.....	57
4.4.2. SECCIONES ESTRATIGRAFICAS	58

4.4.3.	MODELO ESTRUCTURAL.....	60
4.4.4.	INTERPRETACIÓN DE LA FALLA.....	62
4.4.5.	DESARROLLO DEL SISMOGRAMA SINTÉTICO	62
4.4.5.1.	Filtrado de los Registros Sísmicos y de Densidad	62
4.4.5.2.	Extracción de la ondícula	64
4.4.5.3.	Desarrollo del Sismograma Sintético	65
4.4.5.4.	Desarrollo de la Resolución Vertical.....	70
4.5.	MAPAS	72
4.5.1.	MAPAS EN TIEMPO.....	72
4.5.2.	MAPAS DE VELOCIDAD	76
4.5.3.	MAPAS EN PROFUNDIDAD.....	79
4.5.4.	ATRIBUTOS SÍSMICOS (AS).....	81
4.6.	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO	85
4.6.1.	MODELADO DE FACIES.....	92
4.6.2.	MODELADO DE LA POROSIDAD	98
4.6.3.	MODELADO DE LA SATURACION DE AGUA (Sw).....	99
4.6.4.	MODELADO DEL CONTENIDO DE ARCILLA	100
4.6.5.	MODELADO DEL ESPESOR DE LAS ARENAS “NET TO GROSS”	101
4.6.6.	MODELO DE PERMEABILIDAD	102
4.6.7.	CONTACTO AGUA- PETRÓLEO	103
4.6.7.1.	Contacto Agua- Petróleo Pindoyacu.....	105
4.6.7.2.	Contacto Agua- Petróleo Pindoyacu Sur	106
4.6.8.	MODELADO DE OBJETOS	107
4.6.9.	ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVAS.....	108
CAPÍTULO 5		109
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS		109
5.1.	INTERPRETACIÓN SÍSMICA	109
5.1.1.	BASE DE LA ARENISCA M1	110
5.1.2.	TOPE DE LA ARENISCA M1	111
5.2.	ANÁLISIS DE LOS ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	111

5.2.1.	EVOLUCIÓN ESTRATIGRÁFICA RESUMIDA DE LA ARENA M1	112
5.2.2.	MODELO ANÁLOGO.....	113
5.3.	DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS DE SALIDA	114
5.3.1.	CASO DE ESTUDIO N°1.....	114
5.3.2.	CASO DE ESTUDIO N°2.....	116
5.3.3.	CASO DE ESTUDIO N°3.....	118
5.3.4.	CASO DE ESTUDIO N°3_2.....	120
5.3.5.	CASO DE ESTUDIO N°4.....	122
5.3.6.	CASO DE ESTUDIO N°5.....	124
5.3.7.	CASO DE ESTUDIO N°6.....	126
5.4.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS	128
5.4.1.	ALGORITMO: PROBABILÍSTICO.....	128
5.4.1.1.	Método: Simulación Secuencial Gaussiana y Simulación Secuencial Indicadora	128
5.4.1.2.	Método: Simulación Secuencial Gaussiana y Simulación Secuencial Indicadora + Modelado de objetos.....	133
5.4.2.	ALGORITMO: DETERMINÍSTICO.....	137
5.4.2.1.	Método: Kriging	137
5.4.2.2.	Aplicación del Método de Kriging + Modelado de Objetos (Atributo sísmico) 142	
5.5.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	146
CAPÍTULO 6.....		149
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		149
7.1.	CONCLUSIONES.....	149
7.2.	RECOMENDACIONES	151
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA		152

INDICE DE FIGURAS

Figura 1	Mapa de la Cuenca Oriente y ubicación aproximada del Campo Rumi – Pindoyacu. ...	3
Figura 2	Facies arenosa presentes en el núcleo del pozo PNDO-002.....	5

Figura 3 Facies arcillolítica presentes en el núcleo del PNDO-002	6
Figura 4 Facies Heterolítica presentes en el núcleo de PNDO-002	7
Figura 5 Cubo sísmico 3D, ubicación aproximada.	10
Figura 6 Volumen sísmico con ubicación de los pozos.	12
Figura 7 Mapa tectónico de la Cuenca Oriente (modificado de Rivadeneira & Baby. 1999).....	15
Figura 8 Cuadro estratigráfico representativo para la cuenca oriente ecuatoriana.....	16
Figura 9 Columna estratigráfica sintética del Paleógeno y neógeno de la Cuenca Oriente	16
Figura 10 Formaciones y miembros del Cretácico de la Cuenca Oriente.....	17
Figura 11 Descripción e interpretación de las zonas “A” y “M2” en Yuturi-1.....	23
Figura 12 Registro tipo, representativo de la secuencia M1, del campo Rumi- Pindoyacu	25
Figura 13 Generación de un sismograma sintético	28
Figura 14 Fenómeno de Entonación.....	29
Figura 15 Relaciones entre los métodos geoestadísticos, los datos de entrada y la realización.	33
Figura 16 Ilustración de Progradación (Modificado de Gaibor, 2014)	37
Figura 17 Parasecuencia y Progradación (Modificado de Caballero).....	37
Figura 18 Parasecuencia y Progradación, espacio de la Cuenca constante y tasa de aporte de sedimentos aumenta (Modificado de Caballero).....	38
Figura 19 Ilustración del caso cuando no existe incremento en el espacio de la Cuenca y la tasa de aporte de sedimentos aumenta (Modificado de Caballero).....	38
Figura 20 Ilustración cuando la tasa de aporte de sedimentos es constante y existe una disminución en el espacio de acomodación (Modificado de Caballero)	38
Figura 21 Ilustración del decremento del espacio de acomodación y la tasa de aporte de sedimentos aumenta (Modificado de Caballero).....	39
Figura 22 a) Deltas desarrollados en el interior de la plataforma; clasificación basada en función de las variaciones del nivel del mar relativo (Tomado de Arche, 2010) b) System Tracts (Modificado de Porębski y Steel, 2006).....	41
Figura 23 Tipos de modelos geométricos: a) A-dimensional, b) Linear unidimensional, c) Radial unidimensional, d) De Sección bidimensional, e) De Área bidimensional, f) Radial Bidimensional, g) Tridimensional (recuadro rojo).	43
Figura 24 Elementos geométricos de un modelo tridimensional cubico.	44
Figura 25 Esquema del proceso de modelado geométrico en el software PETREL®.	47
Figura 26 La interpretación de un geólogo de un set de datos de isópacos. En cada cuadro se interpretó siguiendo estructuras geológicas distintas. A) Canales Meandricos; b) Canales In-Fill; c) Paleovalles; d) Barra de Arena y Canal de desembocadura dominado por mareas.....	50
Figura 27 Modelo de litofacies generado usando métodos basados en objetos.	51
Figura 28 Modelado de Facies generado empleando algoritmos basados en pixeles. Específicamente SGS.	52
Figura 29 Pasos Simulación Gaussiana (SGS).	53
Figura 30 Ubicación de los pozos para la correlación estratigráfica.....	58
Figura 31 Correlaciones estratigráficas establecidas de los 14 pozos, amarrado al Tope Napo.	59

Figura 32 Mapa Base donde se aprecia la disposición de la falla principal del yacimiento (rojo).	60
Figura 33 Polígono demarcador del área de estudio (rosa) abarcando la totalidad del yacimiento.	61
Figura 34 Xline 407 con la interpretación de la falla (falla inversa), y ubicación en el campo de la línea.	62
Figura 35 Registro Sónico y Densidad, originales (color negro) y editados (color rojo).	63
Figura 36 Ondícula creada Ricker 35Hz.....	64
Figura 37 Sismograma sintético del pozo Pindoyacu- 1X	65
Figura 38 Sismograma sintético del pozo PNDS-001	66
Figura 39 Sismograma sintético del pozo RUMI-001	67
Figura 40 Sismograma sintético del pozo PNDO-002.....	68
Figura 41 Sismograma sintético del pozo PNDO-009.....	69
Figura 42 Sismograma sintético del pozo PNDO-006.....	70
Figura 43 Cálculo de Frecuencia Dominante.....	71
Figura 44 Mapa en tiempo Tope de la secuencia M1	73
Figura 45 Mapa en tiempo Base de la secuencia M1	74
Figura 46 Mapa en tiempo Pre- Cretácico	75
Figura 47 Mapa de velocidad Tope de la secuencia M1.....	77
Figura 48 Mapa de velocidad Base de la secuencia M1.....	78
Figura 49 Mapa de profundidad Tope de la secuencia M1	79
Figura 50 Mapa de profundidad Base de la secuencia M1	80
Figura 51 Listado de Volúmenes sísmicos.....	81
Figura 52 Volumen sísmico con atributo “Amplitude contrast” Z=-1320, equivalente en tiempo a la base de la secuencia M1.	82
Figura 53 Volumen sísmico con atributo “Varianza” Z= -1322, equivalente en tiempo a la base de la secuencia M1.	83
Figura 54 Volumen sísmico con atributo “Chaos” Z= -1324.....	84
Figura 55 “Define Model”	85
Figura 56 Límite del área de estudio (línea morada) y pozos.....	86
Figura 57 Pilares de la falla principal.	87
Figura 58 Tipos de Fallas Reconocidas por el Software PETREL®. En rojo se resalta el tipo de fallas usadas en esta investigación.....	87
Figura 59 Falla Pre-modelada.....	88
Figura 60 Esqueleto (Mallado) Superior- Medio- Inferior utilizado como marco para la realización del modelo general.	89
Figura 61 Horizontes del TM1S y BM1S en el espacio virtual.	90
Figura 62 Tabla de parámetros usada en la interpretación de registros y posteriormente en la simulación del modelo de facies.	92
Figura 63 Comparación entre el registro de facies y facies escalada	94
Figura 64 Propiedad de Facies escaladas.....	95
Figura 65 Histograma del registro de Facies escalado.	96

Figura 66 Sección estratigráfica mostrando el registro de facies original (izq.) vs el registro escalado (der.).....	97
Figura 67 Relación Porosidad- Permeabilidad obtenida del modelo con tres pozos, vemos la relación directa.	102
Figura 68 Pozo RUMI-001 con la ubicación del contacto Agua-Petróleo original mostrando el registro de resistividad en comparación con el obtenido por la evaluación petrofísica, OWC (Oil water contact).	104
Figura 69 Pozo PNDO-002 con la ubicación del contacto Agua- Petróleo Original mostrando el registro resistivo en comparación con el obtenido por la evaluación petrofísica.	105
Figura 70 Pozo PNDS-001 con la ubicación del contacto Agua- Petróleo Original mostrado por el registro resistivo en comparación con el obtenido por la evaluación petrofísica.	106
Figura 71 Población de facies con la presencia de los lóbulos, método probabilístico.	107
Figura 72 Correlación Sísmica- Pozo	110
Figura 73 Cuadro esquemático de la evolución sedimentológica de la secuencia M1. a) Secuencia Lutítica infrayacente a la secuencia M1. b) Depositación de la secuencia M1 por efecto de los lóbulos deltáicos. c) Depositación de la secuencia predominante lutítica “Tope de Napo” sobre la secuencia M1 d) Depositación de la secuencia Basal Tena.....	112
Figura 74 Modelo idealizado de depositación de la secuencia M1 en el campo Pindoyacu-Rumi	113
Figura 75 a) Posición de los 7 lóbulos del Mississipi b) Progradación y abadono de un lóbulo deltaico (Tomado de Hernandez, 2001)	113
Figura 76 Caso de estudio N°1: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad	115
Figura 77 Caso de estudio N°2: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad	117
Figura 78 Caso de estudio N°3: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad	119
Figura 79 Caso de estudio N°3_2: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad	121
Figura 80 Caso de estudio N°4: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad	123
Figura 81 Caso de estudio N°5: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad	125
Figura 82 Caso de estudio N°6: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad	127

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Datos geométricos del cubo sísmico 3D	11
Tabla 2 Comparación algoritmos, ventajas y desventajas.....	48
Tabla 3 Número total de celdas en la malla 3D.....	91
Tabla 4 Coeficiente de correlación para la Propiedad de Porosidad.....	99
Tabla 5 Coeficiente de correlación para la Propiedad de Saturación de agua.....	100
Tabla 6 Coeficiente de correlación para la Propiedad de contenido de arcilla.....	101
Tabla 7 Coeficiente de correlación para la Propiedad Net to Gross	102
Tabla 8 Coeficiente de correlación para la Propiedad de Permeabilidad.....	103
Tabla 9 Comparación de los cálculos de Volumen de los modelos Probabilísticos.....	132
Tabla 10 Comparación de los cálculos de Volumen de los modelos Probabilísticos con atributo sísmico.....	137
Tabla 11 Comparación de los cálculos de Volumen de los modelos Determinísticos.....	141
Tabla 12 Estimación de volumen total de petróleo en el reservorio para el caso del modelo determinístico con todos los pozos.....	145
Tabla 13 Comparación de Algoritmos y métodos.....	147
Tabla 14 Comparación de los modelos obtenidos con el algoritmo probabilístico.....	148
Tabla 15 Comparación de los modelos obtenidos con el algoritmo determinístico	148

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Tabla de información disponible.....	160
Anexo 2 Mapa en tiempo Tope Tena.....	161
Anexo 3 Mapa en tiempo Tope Orteguaza.....	162
Anexo 4 Mapa en tiempo Tope Tiyuyacu.....	163
Anexo 5 Volumen sísmico con atributo “GLCM V” $Z = -1336$, equivalente en tiempo a la base de la secuencia M1.....	164
Anexo 6 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 1, con 3 pozos.....	165
Anexo 7 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 2, con 9 pozos.....	166
Anexo 8 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 3, con 14 pozos, y atributos sísmicos	167
Anexo 9 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 3_2, con 14 pozos, atributos sísmicos y 20 corridas para el modelo	168
Anexo 10 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 4, con 3 pozos.....	169
Anexo 11 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 5, con 9 pozos.....	170
Anexo 12 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 6, con 14 pozos y atributos sísmicos	171
Anexo 13 Mapa de espesores para la secuencia M1.....	172

ABREVIATURAS Y SIGLAS UTILIZADAS

AS	Atributos Sísmicos
Bulk Volume	Volumen del yacimiento
CCDF	Curva de Frecuencia acumulada calculada.
CDF	Cumulative Distribution Function (Curva de Frecuencia Acumulada)
CE	Caso de Estudio
CR	Coefficiente de Reflexión
FA	Función Acumulada
FDP	Function Density Probability (Función de Probabilidad de Densidad)
HCPV oil	Volumen de Hidrocarburo poroso
Net Volume	Volumen Neto
Pore Volume	Volumen del Poro
Recoverable oil	Petróleo recuperable
SS	Sismograma Sintético
STOIIP	POES petróleo original en sitio

RESUMEN

El presente proyecto se basa en la generación de diferentes modelos geocelulares, a fin de representar las características geológicas del subsuelo. Los modelos fueron generados a partir de la existencia de tres, nueve y catorce pozos existentes en el mismo, aumentando la sísmica para el último caso. El proyecto está enfocado principalmente en la observación y análisis de las diferencias que se presentan entre modelos, después de variar la cantidad de información de entrada para la elaboración de los mismos. El objetivo principal del mismo, es probar diferentes algoritmos y métodos válidos, seleccionando finalmente los que mejor representen las características del campo.

Este proyecto está desarrollado para el campo Rumi- Pindoyacu, el cual es un nombre ficticio dado en este proyecto para un campo real debido a la política de confidencialidad de Schlumberger del Ecuador, la cual es la compañía que proveyó la información requerida para el desarrollo de este proyecto. Este campo está ubicado al este de la Cuenca Oriente ecuatoriana, el proyecto ha sido desarrollado específicamente en la secuencia M1, perteneciente a la Formación Napo.

Posterior a la compilación de la información, se procede al desarrollo del proyecto, cumpliendo con etapas fundamentales y sistemáticas para finalmente llegar a los modelos geocelulares. Los pasos dentro de la primera etapa a cumplirse son: la determinación y correlación de marcadores y facies, la elaboración de sismogramas sintéticos (calibración sísmica- pozo) e interpretación sísmica 3D de los horizontes correspondientes a los topes de la secuencia M1 (denominados TopeM1 y BaseM1 en este proyecto), para la generación de un modelo estructural 3D y mapeo de estas superficies. A continuación se aplican los atributos sísmicos en el volumen 3D de amplitudes, a fin de observar anomalías existentes, llegando así a la visualización de lóbulos deltaicos a lo largo del campo, para el cual se propone una evolución estratigráfica.

Una vez establecidos todos los factores previos a la construcción del modelo geocelular 3D, se procede al estudio de los algoritmos existentes: Probabilístico y Determinístico; así como de los métodos para cada algoritmo, aplicando finalmente, para el algoritmo probabilístico, los métodos de: SIS (Simulación Secuencial Indicadora), SGS (Simulación Secuencial Gaussiana) y Modelado de Objetos, y para el algoritmo determinístico, el método de kriging. Una vez establecidos los algoritmos y métodos correspondientes, se procede con la construcción de los modelos geocelulares.

Finalmente, a partir de cada modelo construido, se obtiene el cálculo de la estimación de reservas de cada uno, con el fin de realizar una comparación numérica entre ellos, que sirva para llegar a una conclusión clara, sobre la importancia de la cantidad de información necesaria que se requiere para obtener modelos que representen de una mejor forma la geología del campo, ya que de esto depende la viabilidad económica de los proyectos de exploración.

ABSTRACT

The present Project is based on the generation of different geocellular models, in order to represent the geological subsoil features. The models were generated from the existence of three, nine and fourteen existent wells in the field, adding seismic data for the last case. The project is mainly focused in the observation and analysis between the differences that are present in the models after varying the amount of data entered in the construction of all of them. The main goal is to test different algorithms and valid methods, picking finally the one that better represents the field.

This project is developed for the Rumi – Pindoyacu field, which is a fictitious name given in this project for a real field due to the confidentiality policy of Schlumberger del Ecuador, which is the company that provided all the information and data required for the development of this project. This field is located at the east of the Ecuadorian Oriente basin, this project was developed in M1 sequence, that belongs to the Napo formation.

After compiling the data, it follows the development of the project, fulfilling essential and systematic stages in order to finally obtain geocellular models. The steps to fulfill in the first stage are: the determination and correlation of markers and facies, the elaboration of the synthetic seismogram (well-seismic calibration) and 3D seismic interpretation of the corresponding horizons for the tops of M1 sequence (called TopoM1 and BaseM1 in this project). Then the seismic attributes are applied in the 3D amplitude volume, in order to observe existent anomalies, reaching this way the visualization of deltaic lobes throughout the field, for which a stratigraphic evolution is brought forward.

Once all the previous factors for 3D geocellular models construction are established, we proceed with the study of the existent algorithms: probabilistic and deterministic; as well

as the methods for each algorithm, applying finally, for the probabilistic algorithm, the following methods: SIS (Sequential Indicator Simulation), SGS (Sequential Gaussian Simulation) and Object Model, and the kriging method corresponding to the deterministic algorithm. Once all the algorithms and corresponding methods are established, we proceed with the development of the geocellular models.

Finally, from each developed model, the reserve estimate is computed and obtained, in order to make it feasible, a numerical comparison between them that serves to reach a clear conclusion about the value of amount of data required to build models that represent the best way the field geology; this depends on the economic viability of exploration projects.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

El proyecto surge como un requerimiento de la empresa Schlumberger para determinar el método más apropiado de población que se ajuste a las características geológicas del campo en el que se trabaja.

La gran demanda de combustibles fósiles ha generado cambios en la sociedad, implicando el desarrollo de nuevas tecnologías que potencien la productividad de los yacimientos y reducir así los riesgos en la etapa de exploración.

Actualmente uno de los métodos para realizar la caracterización de yacimientos es la construcción de modelos geológicos que permitan entender la distribución espacial y conectividad de los cuerpos prospectivos y de sus propiedades.

De esta manera, el presente proyecto se enfoca en la generación de los distintos modelos geocelulares, tomando en cuenta las propiedades de porosidad y facies, de tal forma que con la información disponible se haga una comparación de cuáles serían los resultados dependiendo de la calidad y cantidad de información.

El proyecto fue desarrollado con el apoyo tecnológico de Schlumberger S.A. a través del segmento Petrotechnical Services (**PTS**). Schlumberger S.A. es una compañía de servicios petroleros a nivel mundial, cuyo propósito es proveer tecnología, soluciones de información y gestión de proyectos integrados para optimizar el desempeño de los yacimientos de sus clientes. Por tal razón, este proyecto tiene por objeto aportar en investigación que mejore los métodos de modelado.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Comparar los resultados de los distintos métodos de población de propiedades en un modelo estático en función de la cantidad de información disponible.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

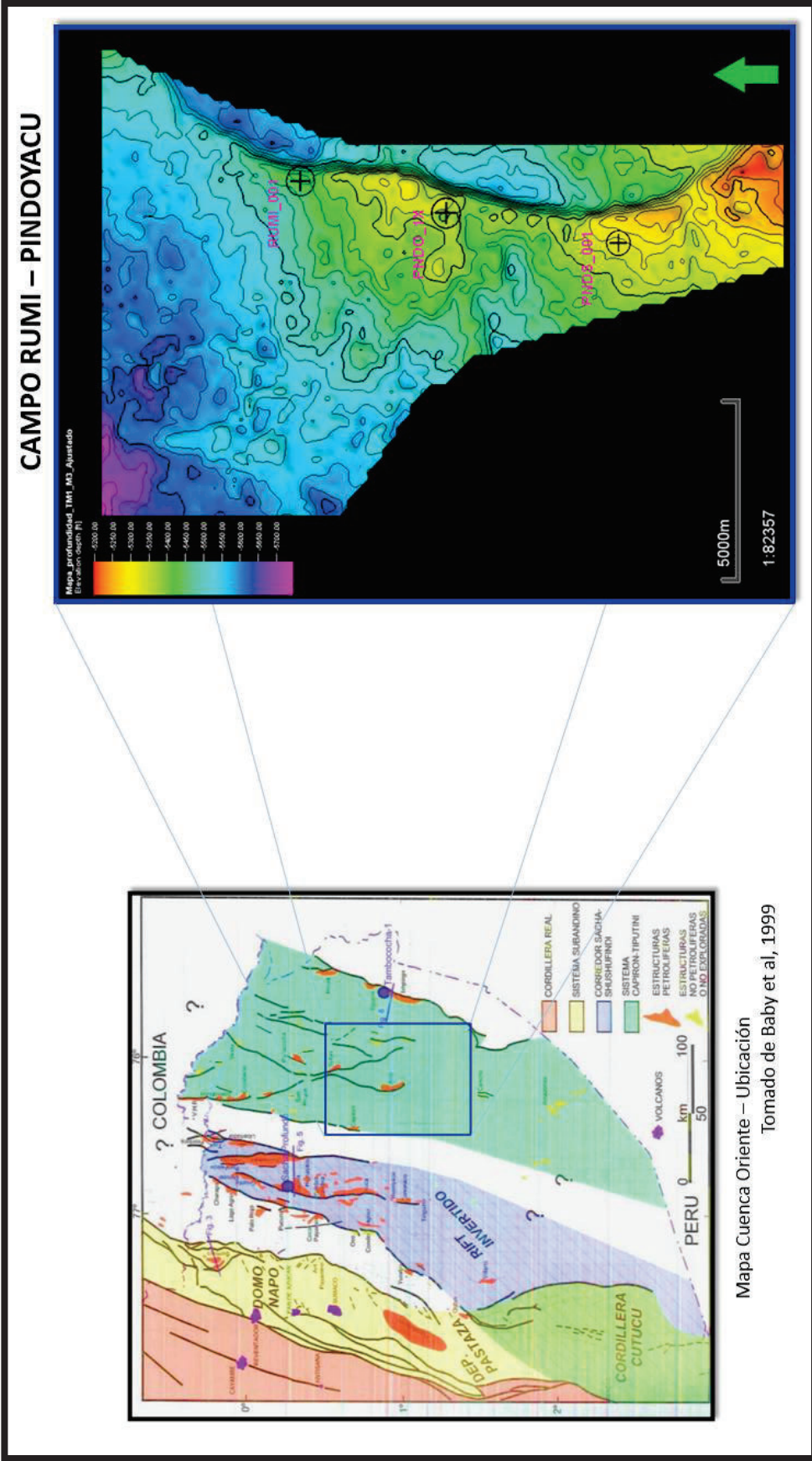
- Obtener atributos sísmicos (resolución sísmica de 50 pies) estructurales y de amplitud para el reservorio M1.
- Definir la distribución de facies y porosidad en el área de estudio, en base a las propiedades petrofísicas existentes y a los registros eléctricos.
- Aplicar diferentes flujos de trabajo relacionadas con la población de propiedades.
- Comparar los resultados obtenidos de la población de propiedades para el modelo geocelular, identificando los pros y contras de cada flujo de trabajo.
- Contribuir con recomendaciones teóricas para el diseño de modelos geocelulares en el área de estudio.

1.3. CARACTERISTICAS GENERALES DE LA ZONA DE ESTUDIO

1.3.1. UBICACIÓN

La Cuenca Oriente es una cuenca de antepais, entre los Andes Ecuatorianos y el escudo Guyanés, formando parte del conjunto de cuencas subandinas de tras arco, el mismo que se extiende desde Venezuela hasta Argentina (Urien & Zambrano, 1988; Dashwood & Abbotts, 1990).

El área de estudio está ubicada al este de la Cuenca Oriente (Fig. 1.).



Mapa Cuenca Oriente – Ubicación
Tomado de Baby et al, 1999

Figura 1 Mapa de la Cuenca Oriente y ubicación aproximada del Campo Rumi – Pindoyacu.

1.4. ALCANCE

En este Proyecto de titulación se busca comparar los resultados obtenidos a partir de la utilización de distintos métodos de población de propiedades (facies y porosidad) en un modelo estático, en función de la cantidad de información disponible y los métodos a utilizarse para realizar dicha población.

Identificar los pros y contras de cada resultado además del que mejor se ajuste a la información existente (marco estratigráfico, estructural, sísmico y evaluaciones petrofísicas). Principalmente se van a usar dos algoritmos: probabilístico y determinístico.

La comparación de los resultados permitirá evaluar como la cantidad y tipo de información disponible afecta los resultados en la población de propiedades y que modelo se ajusta o refleja mejor la geología en la población de propiedades del modelo Geocelular. Los resultados de la población permitirán determinar, dependiendo de la información disponible, el flujo de trabajo a utilizar en diferentes casos.

Dicho análisis será de gran utilidad a los geomodeladores en posteriores trabajos, dado que servirá de guía en cuanto al flujo de trabajo a utilizar en diversas condiciones.

1.5. TRABAJOS PREVIOS

1.5.1. GENERALIDADES

El Campo Pindoyacu- Rumi (por motivos de confidencialidad, el nombre del campo y de los pozos fueron cambiados) está ubicado al este de la Cuenca Oriente.

Dicho campo fue descubierto en el año 2000 como resultado de la perforación del pozo Pindoyacu 1X, documentando hidrocarburos en las areniscas “M1”, “M2” y “T” de la Formación Napo.

En el año 2003 se perforó el pozo Rumi-001 para comprobar la extensión hacia el norte de la acumulación del campo y la probable desvinculación con la estructura Pindoyacu. Teniendo en la actualidad un total de 14 pozos distribuidos en el campo.

1.5.2. ANÁLISIS DE NÚCLEOS

De acuerdo al análisis realizado del núcleo tomado en el pozo PNDO-002, ubicado en el centro del campo, se describieron 3 tipos de litologías principales dentro de la arena M1:

- 1- Facies arenosa
- 2- Facies Lutitas/ Lodolitas
- 3- Facies Heterolíticas

Según estudios realizados por Schlumberger en el año 2014, y modificados en este estudio se obtiene que:

Facies Arenosa: Se componen de areniscas masivas, sin materia orgánica, con un color grisáceo y castaño claro, de grano medio a grueso, bien seleccionadas, con granos redondeados a subredondeados, (Fig. 2).



Figura 2 Facies arenosa presentes en el núcleo del pozo PNDO-002

(Tomado de Schlumberger, 2014.)

Facies Lutitas/ Lodolitas: Lodolitas masivas ricas en materia orgánica, de color gris claro a castaño claro (Fig. 3).



Figura 3 Facies arcillolítica presentes en el núcleo del PNDO-002

(Tomado de Schlumberger, 2014.)

Facies Heterolíticas: Compuesta por interlaminaciones inclinadas de areniscas y lodolitas. Las areniscas son de color gris claro, sin materia orgánica, bien seleccionadas, con granos redondeados a subredondeados. Las lodolitas son de color gris oscuro, con abundante contenido de materia orgánica (Fig. 4).



Figura 4 Facies Heterolítica presentes en el núcleo de PND0-002

(Tomado de Schlumberger, 2014.)

1.6. INFORMACIÓN DEL PROYECTO

1.6.1. METODOLOGÍA

La metodología a usarse para cumplir con los objetivos propuestos en este proyecto es:

1. Recopilación y análisis de la información.
2. Determinación de los marcadores (topes y bases) de interés, así como de las facies, con el uso de registros eléctricos.
3. Preparación de los sismogramas sintéticos, de los pozos con la información necesaria, para la calibración sísmica- pozo.
4. Construcción de los diferentes mapas en tiempo, velocidad y profundidad.
5. Elaboración de secciones sísmicas y atributos estructurales que permitan visualizar y tener un total entendimiento de la estratigrafía y configuración geológica del campo.
6. Construcción de los modelos geocelulares, población de facies y porosidad asociada.

La Información que se utilizará para la realización de este proyecto es:

- Estudios previos.
- Recopilación Bibliográfica.
- Registros eléctricos de pozo.
- Cubo sísmico 3D, Pre-stack, con y sin, filtro y ganancia.
- Vertical Seismic Profile (VSP) de los pozos Pindoyacu-1X y Pinduyacu Sur 001.

1.6.2. INFORMACIÓN DISPONIBLE

1.6.2.1. Sísmica 3D

El dato sísmico consiste en un volumen sísmico de amplitudes (Fig. 5.) (PSTM: migración en tiempo antes de apilar, Prestack) adquirido en el año 2001, de 160 km² (Tabla 1). Procesado nuevamente en el año 2003 con plano de referencia a 150m (494ft).

Dicho plano de referencia en el presente proyecto no se usará, ya que se tuvo problemas al momento de calibrar la sísmica con los pozos, y se decidió utilizar un plano de referencia de 0m.

Tabla 1 Datos geométricos del cubo sísmico 3D

Descripción	Valor mínimo	Valor máximo
X	388387.75	401938.25
Y	9894216.5	9914216.5
Tiempo	-3499.00	1.00
Trazas	-3498.00	0.00
Amplitud (data)	-10671.82	10578.21
Descripción	Valor	
Origen X:	388394.00	
Origen Y:	9894229.00	
Primer inline X:	388394.00	
Primer inline Y:	9914204.00	
Ultimo crossline X:	401932.00	
Ultimo crossline Y:	9894229.00	
Numero de inlines:	1084	
Numero de crosslines:	800	
Longitud inlines:	19975.00	
Intervalo de Inline:	12.50	
Longitud Crossline:	13538.00	
Intervalo de Crossline:	25.00	
Numero de muestras por traza:	1750	
Numero de celdas totales:	1517600000	
Intervalo Inline:	12.500462	
Intervalo Crossline:	25	
Formato	Floating point 32 bit	

1.6.2.2. Checkshot (Punto de tiro)

Se adquirieron dos Checkshot: pertenecientes a los pozos Pindoyacu- 1X y Pindoyacu Sur-001 (Fig. 6).

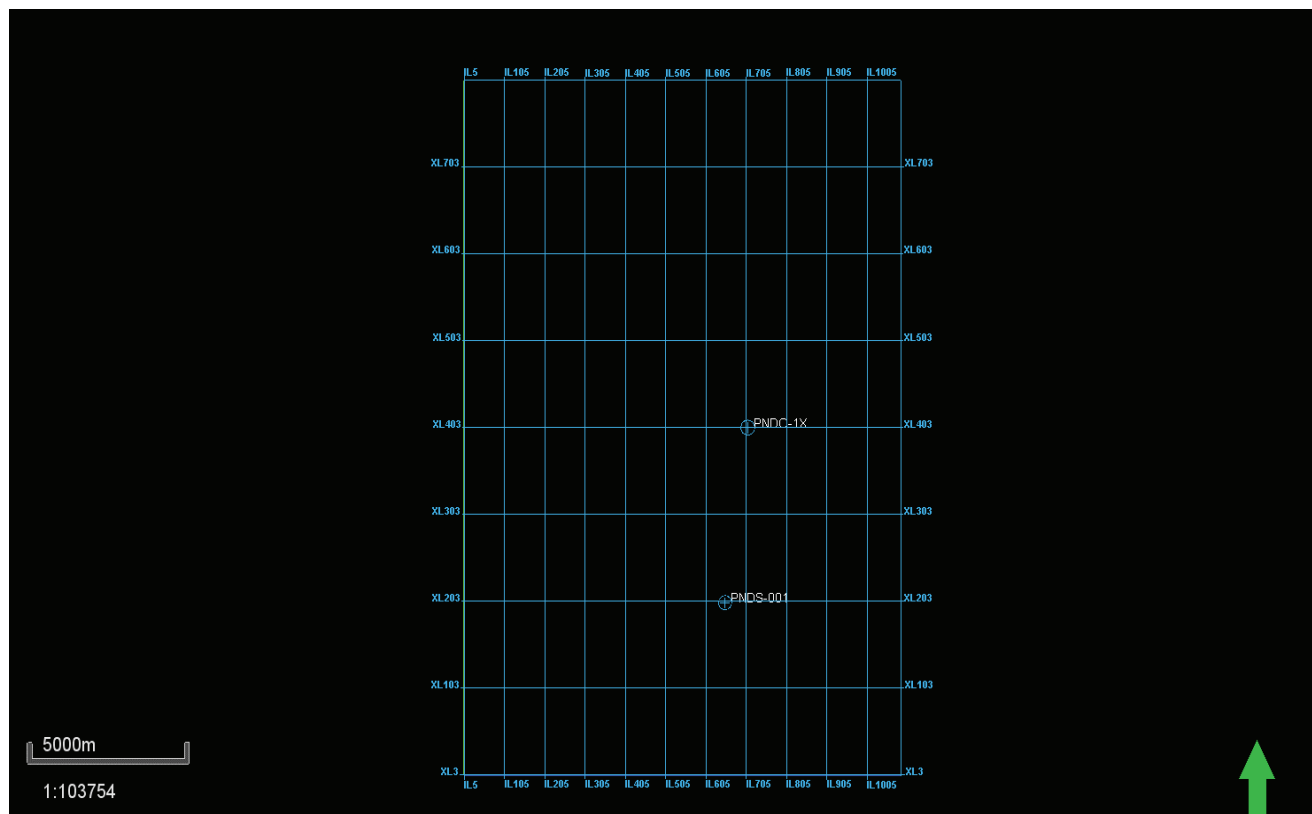


Figura 6 Volumen sísmico con ubicación de los pozos.

CAPÍTULO 2

MARCO GEOLÓGICO

2.1. RESUMEN DE LA CUENCA

La *Cuenca Oriente* desarrollada al este del frente andino, al norte en Colombia, recibe el nombre de *Putumayo*, al sur en Perú, se la conoce con el nombre de *Marañón* y *Ucayali* (Fig. 7), (Fig. 8).

El límite oeste de la cuenca es de tipo tectónico y está representado por el frente de corrimientos de la Cordillera Oriental en Perú, la Cordillera Real en Ecuador y por la Cordillera Oriental en Colombia, mientras que hacia el este, el límite de sedimentación lo constituye el Cratón Amazónico.

Se diferencian tres etapas principales en la evolución de la cuenca:

Etapas extensional (pre-rift y rift), de posible edad Triásica- Jurásica superior, con el desarrollo de grabens y semigrabens claramente visibles en la sísmica, donde se presenta la zona subandina elevada y deformada, que funcionó como arco magmático durante gran parte del Jurásico (arco Misahualli). Etapa que constituye a las formaciones Pumbuiza, Macuma, Santiago, Sacha, Chapiza y Misahualli.

Etapas de margen pasivo, durante el Cretácico (Aptiano- Campaniano), donde se desarrolló una cuenca de aguas poco profundas, sin un quiebre de talud marcado. Caracterizada por una subsidencia débil (Berrones, 1992) y una sedimentación en gran parte marina durante el Cretácico (Canfield et al., 1982), con transgresiones marinas hasta el Mioceno medio. El cuál pierde espesor hacia el oeste tanto por acuñamiento como por erosión. Constituyendo a las formaciones Hollin y Napo.

Etapa de foreland, desde el cretácico superior (Maastrichtiano) hasta la actualidad, originada por la carga tectónica producto de los corrimientos andinos, depositando las formaciones dominadas por litologías de aporte fluvial (Fig. 9). Constituyendo a las formaciones Tena, Tiyuyacu, Orteguezza, Chalcana, Arajuno, Chambira, Mesa y Mera.

En la Cuenca Oriente Ecuatoriana se reconocen tres dominios tectónicos, presentando sus propias características geométricas y cinemáticas relacionadas a una herencia pre-cretácica propia (Baby et al., 1999).

El Dominio Occidental o Sistema Subandino, mostrando de norte a sur tres zonas morfo-estructurales definidas:

- *Levantamiento Napo*, que corresponde a un remarcable domo alargado, cuya orientación es NNE-SSO, limitado al este y oeste por fallas transpresivas.
- *Depresión Pastaza*, donde las fallas se encuentran en forma más cabalgante al contacto zona Subandina- Cordillera Oriental
- *Levantamiento Cutucú*, caracterizada por un cambio en la orientación de las estructuras, de N-S a NNO-SSE, y la aparición en la misma de formaciones correspondientes al triásico y jurásico (Fm. Santiago y Chapiza) y en menor aparición las formaciones (Pumbuiza y Macuma), (Baby et al., 1999).

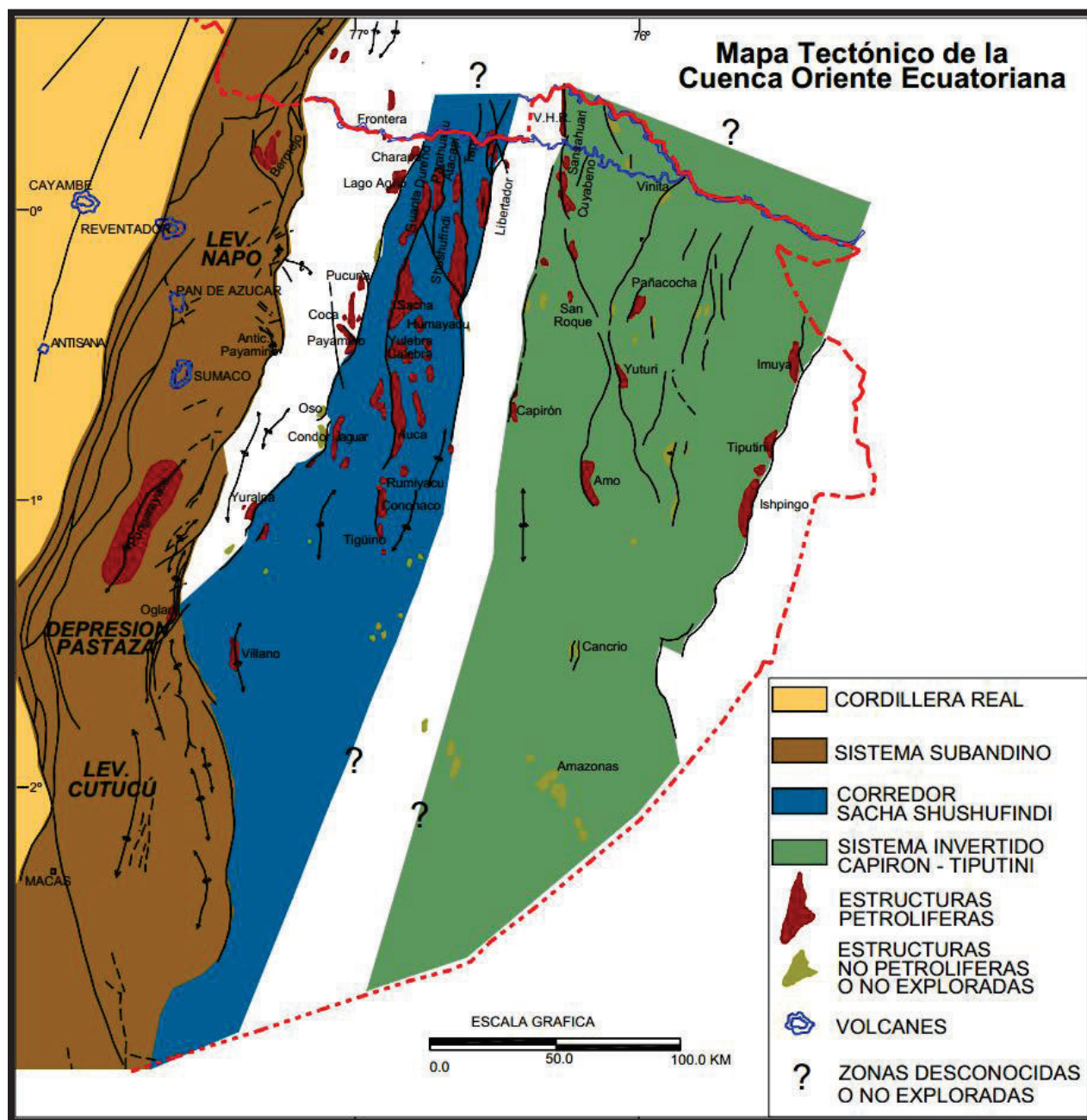


Figura 7 Mapa tectónico de la Cuenca Oriente (modificado de Rivadeneira & Baby. 1999)

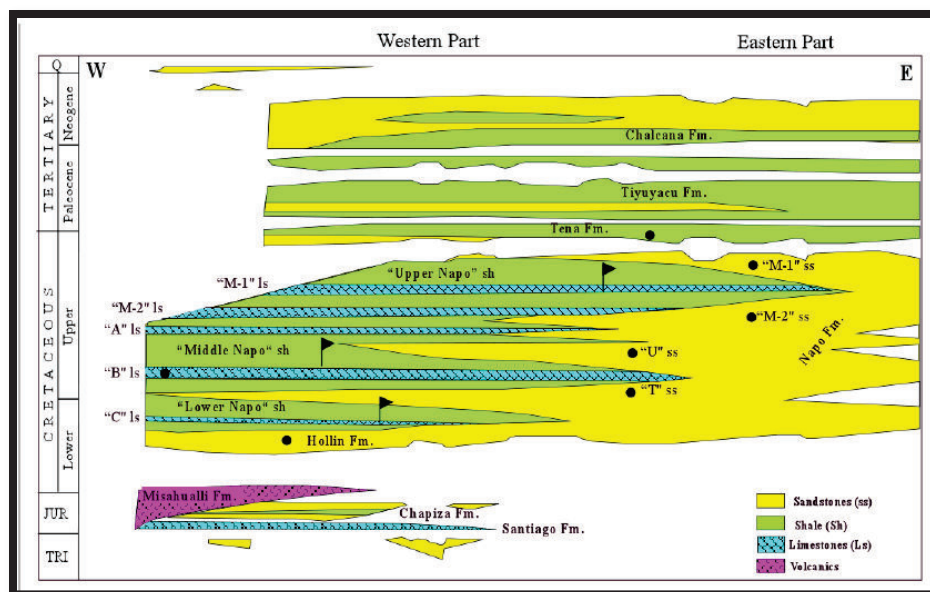


Figura 8 Cuadro estratigráfico representativo para la cuenca oriente ecuatoriana.

(Tomado de Balkwill, 1995)

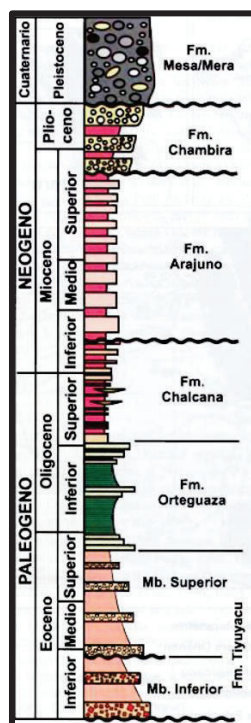


Figura 9 Columna estratigráfica sintética del Paleógeno y neógeno de la Cuenca Oriente

(Modificado de Baby et al., 1999; Christophoul, 1999, Bés de Berc, 2003)

2.2. ESTRATIGRAFÍA DEL CRETÁCICO

Debido a la importancia petrolera, el área de estudio a continuación, se enfocará únicamente en el detalle de las formaciones Hollín, Napo y Tena (Fig. 10), haciendo un énfasis especial en la secuencia M1 de la formación Napo, que es el área de estudio en el desarrollo de este proyecto.

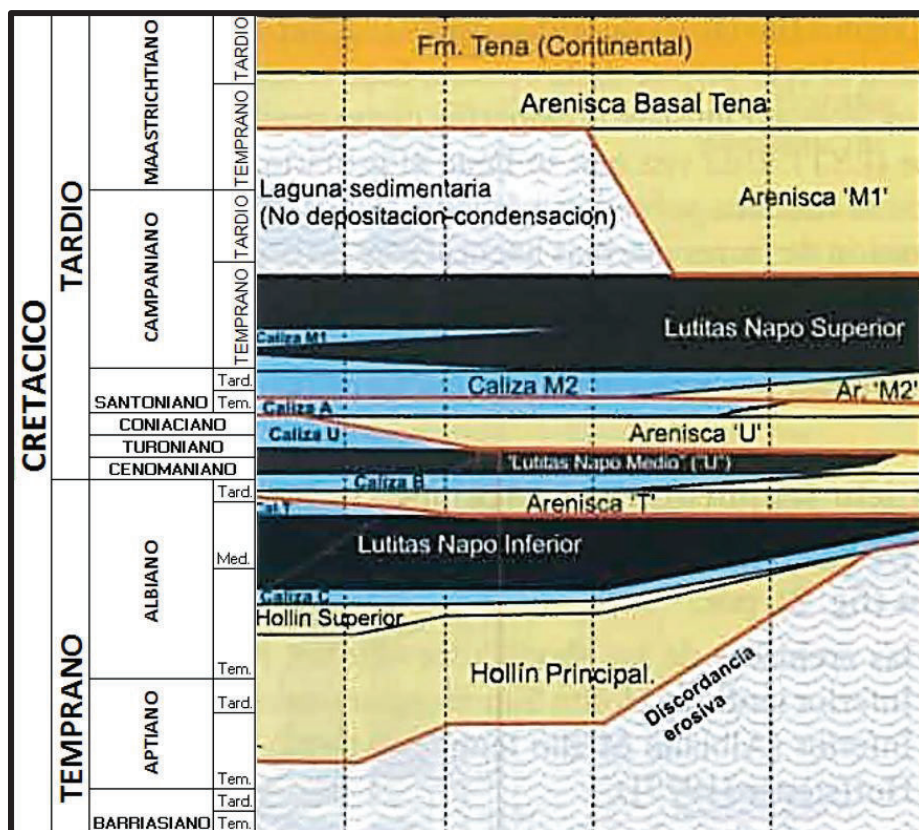


Figura 10 Formaciones y miembros del Cretácico de la Cuenca Oriente.

(Modificada de Barragán et al., 2014)

2.2.1. FORMACION HOLLIN (Aptiano temprano- Albiano temprano)

Después de un periodo de erosión de la serie Jurásica y Paleozoica de la Cuenca Oriente, empieza la depositación del sistema fluvial correspondiente a la formación Hollín Principal, donde se diferencian tres ambientes depositacionales distintos (White

et al., 1995). La parte basal de la Formación Hollín es interpretada como depósitos fluviales de relleno de valles sobre la superficie erosiva Pre-Hollín. A continuación se da la depositación del cuerpo principal de la Formación Hollín, caracterizada por una sucesión de depósitos de ríos entrelazados y progradantes y diacrónicos de planicies aluviales (White et al., 1995), desarrollados hacia el oeste, a través de toda la Cuenca Oriente, posiblemente en condiciones de caída del nivel eustático desde el Aptiano (Haq et al., 1987).

Este sistema pasa progresivamente a ambientes distales de planicie aluvial costera tipo llanura de inundación, influenciadas por la acción de mareas, cubriendo totalmente las facies previas, representando la parte superior y el abandono total del sistema fluvial entrelazado de Hollín Principal. Progresivamente se observa un cambio hacia un sistema detrítico de baja energía, donde se evidencian los efectos de una transgresión marina, caracterizando a la formación Hollín Superior. Dos ambientes deposicionales son observados (Barragán et al., 2014):

- La parte inferior es de tipo clástico, de playa-deltaico-estuarino cubierto por facies de plataforma marina somera, donde la depositación de sedimentos transgresivos ocurrió de oeste a este sobre la zona subandina y a través de la Cuenca Oriente. Llegando así a la conclusión que el Miembro Hollín Superior representa los depósitos de sistema transgresivo (TST)
- La superficie de máxima inundación (MFS), registra la transición a un sistema de prisma de alto nivel *High System Tract* (HST), ocurriendo durante la depositación de la Lutita basal de Napo Inferior en el Albiano Superior, cubriendo la mayor parte de la Cuenca Oriente (Barragán et al., 2014).

La Formación Hollín tiene un espesor de 80 a 240 metros. Las areniscas de Hollin afloran extensamente en la zona subandina, encontrándose de forma expuesta en la parte oeste, siendo un importante reservorio en los campos petroleros del Nororiente ecuatoriano (Baldock, 1982).

2.2.2. FORMACION NAPO (Albiano temprano- Campaniano medio)

La Formación Napo fue definida por Watson y Sinclair en 1927, caracterizada por ser una formación heterolítica caracterizada por una alternancia de areniscas cuarzosas a menudo glauconíticas, calizas bioclásticas, bioturbadas y no bioturbadas, lutitas laminadas y margas depositadas en una plataforma marina somera (Tschoop, 1953; Faucher y Savoyat 1973, Bristow y Hoffstetter 1977; Canfield et al. 1982). La edad de esta formación es Albiano Inferior- Cretácico tardío (Jaillard, 1997).

El marcado carácter heterolítico que presenta esta formación, es el resultado de variaciones relativas del nivel del mar, el desplazamiento de la línea de costa y de los diferentes ambientes sedimentarios coalescentes. Los cambios observados dentro de la Formación Napo en la zona de estudio son transicionales, especialmente en el este de la zona, sin existir cambios de litología abruptos que justifiquen la asignación de la categoría de formación.

La Formación Napo se la ha dividido en 4 secuencias (modificado de Tschoop, 1953; Faucher y Savoyat 1973, Bristow y Hoffstetter 1977; Canfield et al. 1982):

Secuencia “T”

La base de esta secuencia coincide con un cambio en el patrón de apilamiento observado en las curvas de los pozos, tomando en cuenta que Hollin Superior corresponde a un sistema transgresivo. En esta secuencia, se incluye a las areniscas “T” en la base, Caliza “B” y lutitas de *Napo Medio* al tope.

Arenisca “T”

El intervalo inferior se encuentra compuesto por areniscas de grano medio a grueso, con estratificación cruzada, dispuesta en ciclos granodecrecientes con bases erosivas que podrían ser depositadas en ambientes con influencias fluviales, ubicadas únicamente al este de la cuenca. En la observación de un registro tipo de esta sección, se puede observar una tendencia granodecreciente, que pueden ser interpretadas como depósitos intertidales (Modificado de Barragán et al., 2014)

Caliza “B”

En el borde este de la cuenca, las calizas están menos desarrolladas y se observan intercaladas entre depósitos arenosos y lutíticos. Las calizas fueron depositadas en una plataforma de aguas tranquilas, en condiciones anóxicas, donde predominan los procesos de decantación. La energía del medio decrece desde la base hacia los tramos superiores (Modificado de Barragán et al., 2014)

Lutitas Napo Medio

Depositadas por encima de las calizas o como equivalentes laterales de estas, representando la máxima inundación de esta secuencia (MFS).

Análisis Secuencial

La parte inferior de la arenisca “T” fue depositada durante un estadio de nivel de mar bajo (LST), rellenando espacios de no depositación erosionados durante la exposición de la plataforma a condiciones ambiente (Modificado de Barragán et al., 2014). La parte alta de las arenas se habrían depositado durante el comienzo del evento transgresivo (TST), evidenciado por un cambio en el patrón de apilamiento pasando de agradacional en el sector inferior a retrogradacional hacia arriba. El escaso aporte clástico y la disminución de la energía en el sector interno de la cuenca durante el evento transgresivo, permitió la depositación de los sedimentos calcáreos (*Caliza B*). Estas calizas están intercaladas con las lutitas de *Napo Medio*, las cuales representan la inundación de la cuenca. Por encima de estas aparecen niveles clásticos finos (*Caliza U*), con patrón de apilamiento progradante, los cuales fueron depositados durante el estadio de nivel de mar alto (HST).

Secuencia “U”

El límite de secuencia está colocado donde se observa un cambio en el patrón de apilamiento en los perfiles de pozo, pasando de progradante en el tope de la secuencia “T” a agradacional en la base de “U”. En esta secuencia se incluye a las areniscas “U” *Inferior* y *Superior*, y a las calizas “U” y “A”.

Areniscas “U” Inferior

En la parte inferior se desarrollan areniscas gruesas y medias mostrando un arreglo granodecreciente, depositadas en ambiente fluvial como relleno de canales erodados durante un evento de caída relativa del nivel del mar. Hacia la parte superior de la columna estratigráfica los canales son rellenados con depósitos de ambiente mareal. En algunos pozos estas arenas se correlacionan lateralmente con tidal-flats (Modificado de Barragán et al., 2014).

Arenisca “U” Superior

Son areniscas finas a muy finas, glauconíticas, con estratificación cruzada de bajo ángulo, depositadas en ambiente de plataforma somera. En general los cuerpos arenosos muestran un arreglo granodecreciente.

Calizas “A”

Hacia el tope de las arenas aparece otro paquete de calizas, de mayor extensión regional. Las algas recolectadas en esta unidad sugieren depósitos en condiciones de aguas cálidas y someras, en la zona intertidal a subtidal.

Análisis Secuencial

La caída del nivel del mar durante el Turoniano tardío expuso la plataforma, dando lugar a los espacios de no deposición que fueron posteriormente rellenados por las arenas fluviales de “U” inferior. El límite de secuencia está marcado por el abrupto cambio de granulometría en la base de las areniscas, donde las arenas de “U” inferior se apoyan de forma discordante sobre las lutitas de Napo Medio. Este paquete arenoso muestra un arreglo agradacional a retrogradacional, marcando el evento de nivel de mar bajo (LST). El comienzo de la transgresión (TS) está marcado por las calizas “U”, quedando por lo tanto el cortejo transgresivo (TST) representado por las arenas de la “U” superior. El máximo evento transgresivo (MFS) se alcanza en la base de las margas y calizas “A”, dando lugar a un evento de nivel de mar alto de tipo arcilloso (Modificado de Barragán et al., 2014)

Secuencia “M2”

Por encima de las margas y calizas de “A”, en el sector este de la cuenca aparece un nivel de areniscas de escaso espesor que hacia arriba pasan rápidamente a lutitas y calizas. La aparición de las areniscas marca la base de la secuencia y son consideradas como depósitos desarrollados durante el estadio de nivel de mar bajo (LST). En esta secuencia se incluye además de las areniscas “M2”, a las calizas “M2” y “M1”, a las lutitas del *Napo Superior* (Modificado de Barragán et al., 2014).

Arenisca “M2”

La arenisca “M2” está presente únicamente en el borde este de la cuenca, hacia el oeste las arenas desaparecen haciéndose la secuencia más lutítica y calcárea.

Según Jaillard (1997) en la corona tomada en el pozo Yuturi-1 (Fig. 11), la arenisca “M2” es de grano medio con alto contenido de glauconita, muy bioturbadas y con cemento calcáreo. Se llegan a reconocer dos ciclos granodecrecientes depositados en ambientes costeros, posiblemente canales de marea que terminan hacia arriba en sedimentos finos de plataforma.

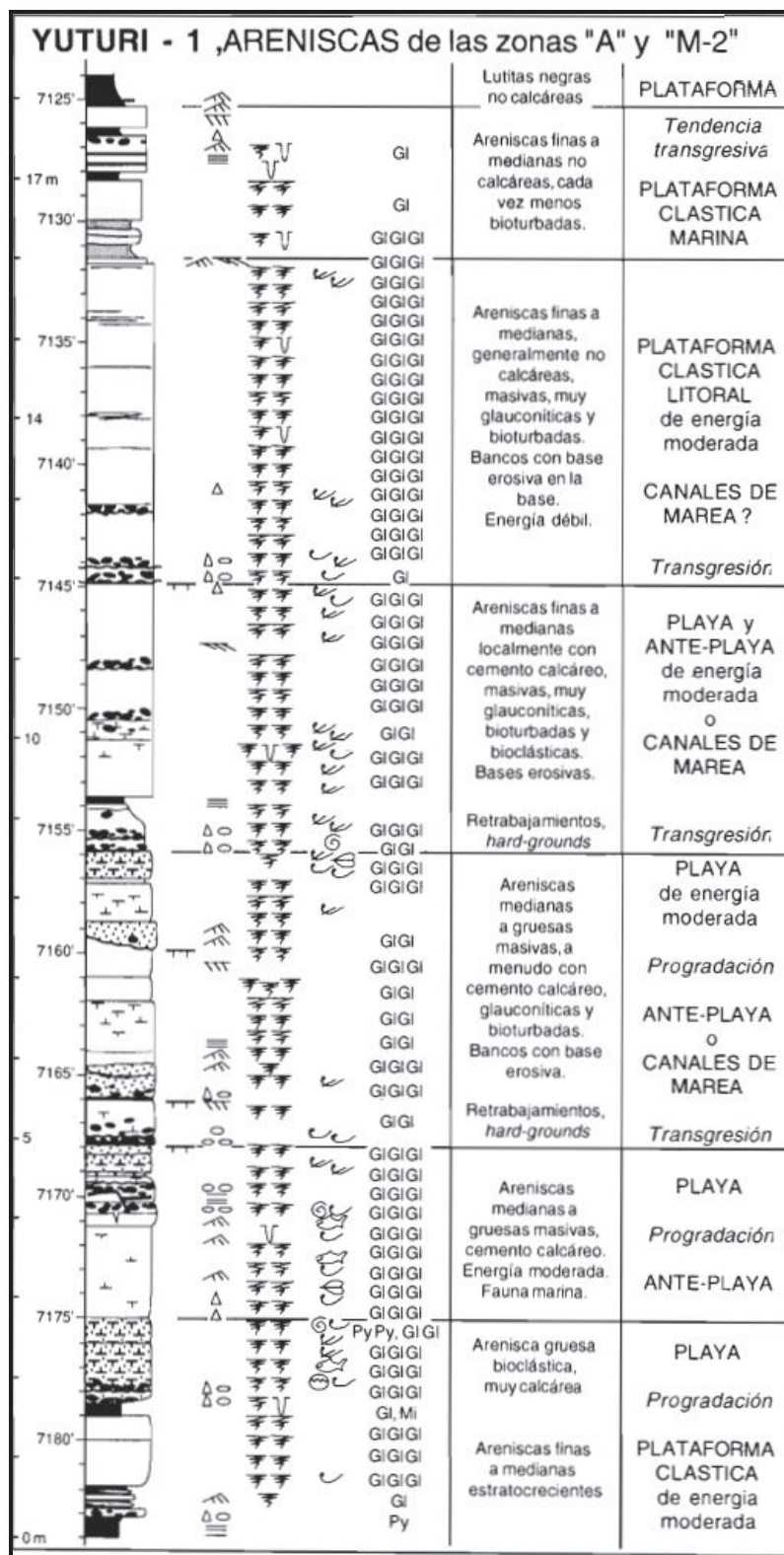


Figura 11 Descripción e interpretación de las zonas "A" y "M2" en Yuturi-1.

(Tomada de Jaillard, 1997)

Lutitas Napo Superior, calizas “M2” y “M1”

Este intervalo lutítico representa la máxima inundación de la cuenca. Dentro de las lutitas se desarrollan dos niveles de calizas (“M2” y “M1”).

Análisis secuencial

La base de la arenisca “M2” marca el límite de la secuencia. Las areniscas fueron depositadas durante un evento de mar bajo (LST). La transgresión comienza en el tope de las arenas y alcanza el máximo de inundación por encima de las calizas “M1”. Los niveles calcáreos representan etapas de escaso aporte clástico a la cuenca. (Modificado de Barragán et al., 2014)

Secuencia “M1”

La base de la secuencia se considera producto de una regresión forzada (es aquella donde se tiene una caída relativa del nivel del mar; la misma es “brusca”, por lo que los sistemas sedimentarios deben reacomodarse a su nuevo nivel de base. Debido a que este cambio en el nivel del mar ha sido rápido, hay periodos de erosión y un “salto” de subambientes sedimentarios dentro de una secuencia geológica). El cambio de facies abrupto, pasando de lutitas de plataforma a areniscas intertidales, indica una caída pronunciada del nivel de base por lo cual los sedimentos se ven forzados a depositarse en sectores internos de la cuenca.

El cuerpo arenoso principal se relaciona al evento de nivel del mar bajo, el cual pierde espesor hacia el oeste por acuñaamiento.

Por encima de las arenas se desarrolla un intervalo lutítico relacionándolo a parasecuencias progradacionales, el cual se vincula a la inundación de la cuenca.

Análisis secuencial

La base de la secuencia M1 se relaciona con una regresión forzada, donde las facies arenosas de ambientes costeros se depositan sobre niveles de lutitas de plataforma. En la descripción de coronas, previamente presentadas, se observa que los reservorios más importantes corresponden a arenas y a las arenas finas. Estos sedimentos se

depositaron durante el (HST) (Fig.12). Tales depósitos, en situaciones de rampa de muy bajo ángulo (que es el caso de la zona estudiada) poseyendo grandes extensiones laterales.

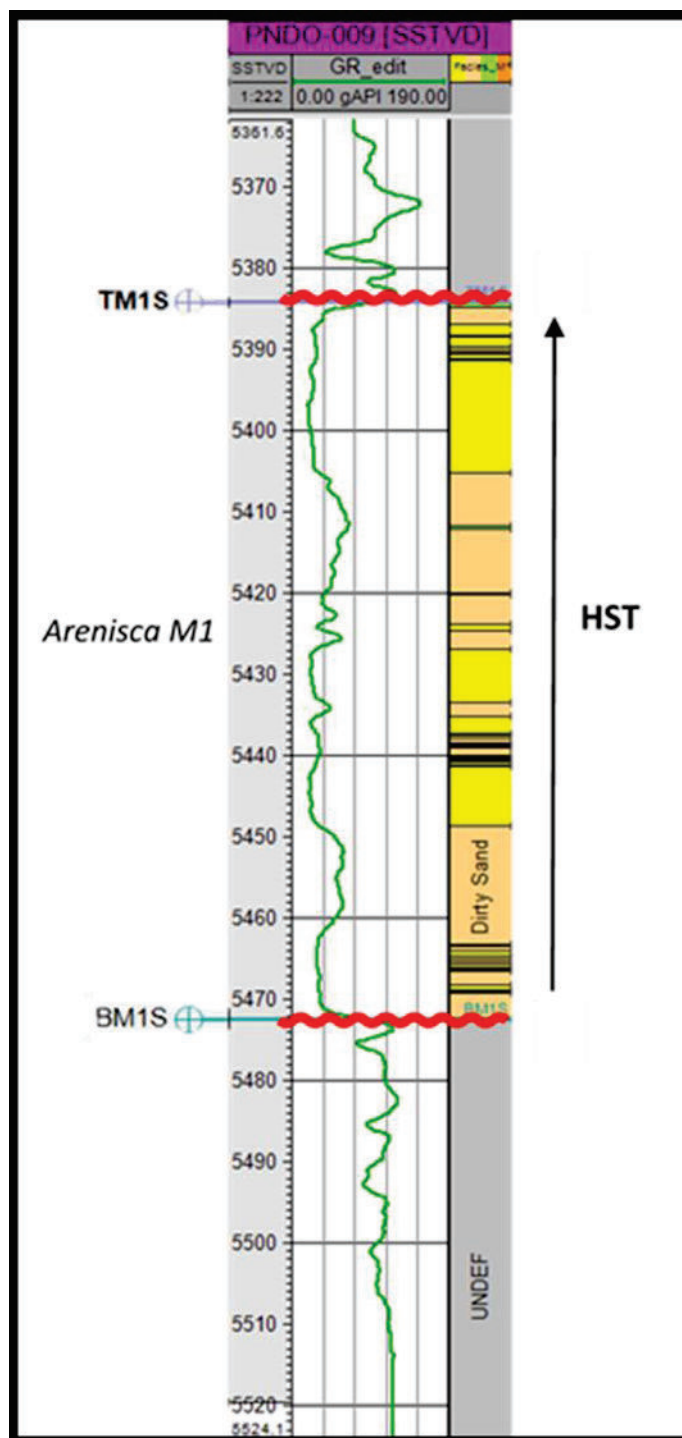


Figura 12 Registro tipo, representativo de la secuencia M1, del campo Rumi-Pindoyacu

2.2.3. FORMACION TENA (Maastrichtiano temprano- Paleoceno)

Según lo propuesto por (Tschopp, 1953), el espesor de la formación Tena varía y se reduce de sur a norte en la zona subandina, y de oeste a este en la cuenca amazónica. De igual forma que para los casos anteriores esta restringido a la parte este de la Cuenca Oriente, siendo el límite depositacional el Corredor Sacha- Shushufindi. La Base de esta secuencia esta definida por una discordancia.

La secuencia esta integrada por un nivel de areniscas en la base, denominadas *Basal Tena* y el resto por lutitas pardo- rojizas.

Para el análisis de esta unidad, se cuenta con el análisis y descripción de las coronas correspondientes a los pozos Amo-2 y Daimi-1 pertenecientes al bloque 16, donde las facies descritas están caracterizadas por presentar areniscas bien seleccionadas, intercaladas con lutitas y limolitas rojizas.

El area de sedimentación de la arenisca Tena Basal, es restringida a las zonas subsidentes de la cuenca, y no fue reconocida en las zonas levantas por la tectónica compresiva sinsedimentaria (Tomado de Barragán et al., 2014).

CAPÍTULO 3

MARCO TEÓRICO

3.1. FUNDAMENTO DE LA GEOFÍSICA

(Modificado de Paláez, 2009) En 1924 geocientíficos descubrieron los primeros yacimientos petrolíferos utilizando métodos geofísicos como la gravimetría con balanza de torsión y sísmica de refracción.

Desde entonces hasta la actualidad, el auge de la geofísica ha ido en progresivo aumento, implementado de tal forma que se ha vuelto un método indispensable para la localización de hidrocarburos, debido a que brinda una exactitud en la ubicación de: trampas estructurales, anticlinales, fallas y anticlinales fallados; si la serie que la cubre no es concordante con las capas de la estructura, etc.

En la explotación petrolífera, los métodos más empleados son: el método de reflexión sísmica, el método gravitacional, el método de refracción sísmica y los métodos magnéticos.

Los métodos de reflexión sísmica son utilizados para medir la velocidad de propagación de ondas en el subsuelo permitiendo caracterizar el subsuelo desde la superficie a centenas de metros. Dentro de las aplicaciones se puede mencionar:

- La determinación de la profundidad a la roca madre.
- Caracterización del basamento rocoso.
- Determinación de la estratigrafía y geometría del subsuelo.

3.1.1. SISMOGRAMA SINTÉTICO

TEORÍA

Los sismogramas sintéticos son aquellos que reproducen a partir de datos de un sondeo, la imagen en forma de traza sintética de la vertical sísmica sobre la que está situado el pozo, disponiendo así de una correlación entre atributos puramente geológicos (litologías, estratigrafía, porosidad) y parámetros geofísicos, tales como reflexiones sísmicas, amplitudes, frecuencias, etc (Cabañas, 1996), (Fig. 13).

El sismograma sintético es obtenido a partir de la convolución de la serie de reflectividad (derivada de los cambios de impedancias acústicas en los cambios de interfaces) con una ondícula que puede ser teórica, ondícula de Ricker, o extraída de la sísmica (en este caso de estudio es una ondícula de tipo Ricker). Luego de tener el registro de reflexión en profundidad, este es transformado a tiempo por medio de una tabla tZ o “checkshot” (relación tiempo- profundidad) para que de esta manera se pueda realizar la convolución en tiempo.

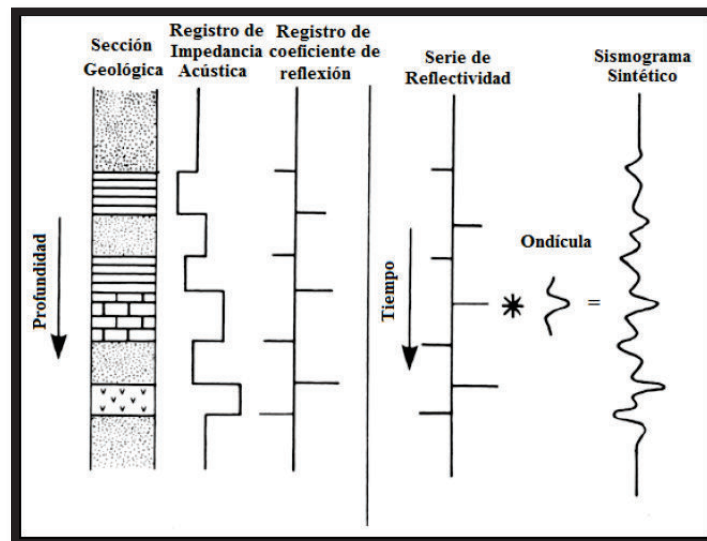


Figura 13 Generación de un sismograma sintético

(Tomado de Van der Kruk, 2001)

Aplicaciones de la sísmica – pozo:

- Conversión tiempo – profundidad.
- Identificación de reflectores sísmicos.
- Ajuste del coeficiente de reflexión.

- Definición de horizontes buzantes.
- Provee parámetros para el procesamiento de datos sísmicos.
- Localización de fallas (multi- offset).
- Provee un detallado modelo de velocidades.
- Permite calibrar el perfil acústico a la sísmica.

La aplicación que cumplirá para este proyecto en específico es la conversión tiempo – profundidad.

3.1.2. RESOLUCIÓN SÍSMICA VERTICAL

La resolución vertical (**Rv**) de un registro sísmico puede definirse como la menor distancia vertical (Espesor) entre dos interfaces litológicas que produce dos reflexiones discretas, las cuales pueden separarse visualmente (Regueiro, 2008).

Esta definición se traduce, en el menor espesor para el cual el tiempo de tránsito de la onda (Δt) proporciona información acerca de los espesores de los estratos en el subsuelo (Regueiro, 2006). La Fig. 14 muestra el espesor máximo que se puede detectar en una sección sísmica, fenómeno es denominado “entonación”, y el límite máximo donde se puede detectar el espesor de una capa.

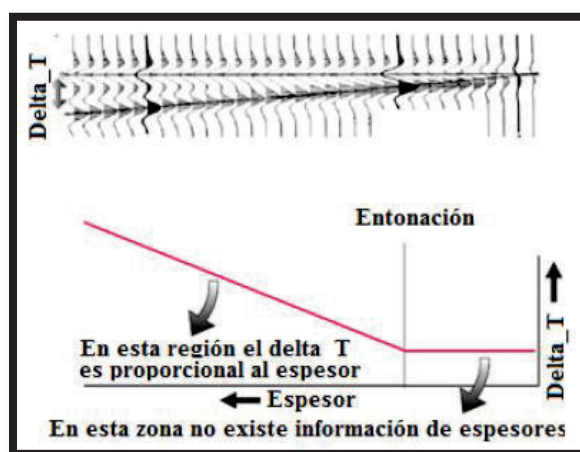


Figura 14 Fenómeno de Entonación

(Modificado de Regueiro, 2008)

Las amplitudes no dependen del espesor sino directamente de los coeficientes de reflexión.

La resolución sísmica dependerá de la longitud de onda ($\lambda/4$) y esta a su vez está relacionada con dos parámetros fundamentales del modelo convolucional que son: la velocidad de propagación en el material (componente geológico) y con el contenido de frecuencia o ancho de banda de la ondícula (componente sísmico).

$$\lambda = V/f$$

3.2. FUNDAMENTOS DE LA GEOESTADISTICA

Según Delgado (2011):

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

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

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

condiciones distintas a la primera muestra dependiendo de la continuidad y heterogeneidad del yacimiento, por lo cual es irreplicable.

Por su parte, la segunda condición requiere que exista independencia mutua entre cada experimento. Sin embargo, al tomar la muestra A se altera su entorno y condiciones, por lo que la muestra A tomada estará alterada por la primera medición.

El tratamiento estadístico ordinario se conforma con clasificar en forma de histogramas las muestras disponibles, es decir, se extrae del lugar donde han sido tomadas las muestras, lo cual destruye las estructuras espaciales. (Matheron, 1965)

Matheron (1965) definió la Geoestadística como el estudio de la teoría de las variables regionalizadas aplicada al área de las ciencias geológicas. De esta manera se introdujo el término variable regionalizada definida por los siguientes aspectos:

- i. Una variable regionalizada no toma sus valores aleatorios, los toma en una región bien determinada del espacio llamada campo geométrico, representado en este caso por el yacimiento. Este punto define la regionalización como la expresión de una variable regionalizada en puntos pertenecientes a un conjunto geoméricamente definido.
- ii. Una variable regionalizada posee características cualitativas estrechamente ligadas a la estructura del fenómeno natural. Por ejemplo la porosidad de una roca presenta valores entre 5-40%.
- iii. La continuidad de una variable regionalizada se establece dentro de la cercanía de un punto, es decir, se dice que los valores más cercanos a un valor conocido tienden al mismo.
- iv. Una regionalización puede ser anisotrópica. Es decir, puede existir una dirección privilegiada (por fallas, pliegues, estructuras en general), a lo largo de la cual los valores se modifican lentamente mientras que estos varían mucho más rápido en la dirección perpendicular. En general, la anisotropía está asociada a la existencia de ciertas estructuras geológicas.

Basándose en este marco conceptual, se establecieron los métodos geoestadísticos como herramienta para el estudio de la variación espacial de los fenómenos geológicos, primero en el ámbito de la minería y posteriormente en diversas áreas de la geociencia tales como ingeniería de yacimientos, geofísica, geología de producción, geología ambiental, etc.

Así mismo Zhang (2007) definió la Geoestadística desde una perspectiva cuantitativa, estableciendo que es la “disciplina que tiene como objetivo medir la correlación espacial entre puntos para la subsecuente estimación y simulación de modelo geológico”.

Por tal razón, se plantea que la Geoestadística es el estudio de las variables regionalizadas, es decir, de los fenómenos espacialmente distribuidos para la descripción de los fenómenos geológicos.

Se reconoce de manera tácita que las propiedades del yacimiento, en varias posiciones de la malla (*grid*), son desconocidas o inciertas, por lo cual cada propiedad de interés en cada celda es en una variable aleatoria cuya variabilidad está descrita por una función de distribución.

Esta función de distribución tiene dos características o aspectos fundamentales: un aspecto estructurado que se puede estimar mediante relaciones determinísticas y, otro aspecto aleatorio, el cual solo puede ser inferido a partir de relaciones probabilísticas y por lo tanto no puede ser determinado con precisión (Samper y Carrera, 1989).

En otras palabras, la realización es a la función aleatoria como un valor numérico particular es a la variable. Desde un punto de vista geológico la variable regionalizada está representada por una de las propiedades del yacimiento, el valor particular por uno de los valores de la regionalización, que es el espacio del yacimiento, así mismo, la función aleatoria es el algoritmo que estudia las variables aleatorias. En este caso la

función aleatoria es un método geoestadístico particular y la realización es el producto de la aplicación del método.

Es necesario destacar que las corridas generadas empleando métodos geoestadísticos requieren de un esquema geológico conceptual como base, reuniendo a los datos de entrada para que la realización generada contenga estructuras geológicamente aceptables. (Fig. 15) Además, es posible generar múltiples corridas. En la práctica las corridas deben ajustarse a los datos de entrada y al modelo conceptual, por lo que cada una es igualmente posible y probable. (Shepherd, 2009). Así mismo, a medida que se incorporan datos al modelo se vuelve necesario realizar un nuevo análisis o interpretación de los productos. (Deutsch, 1998).

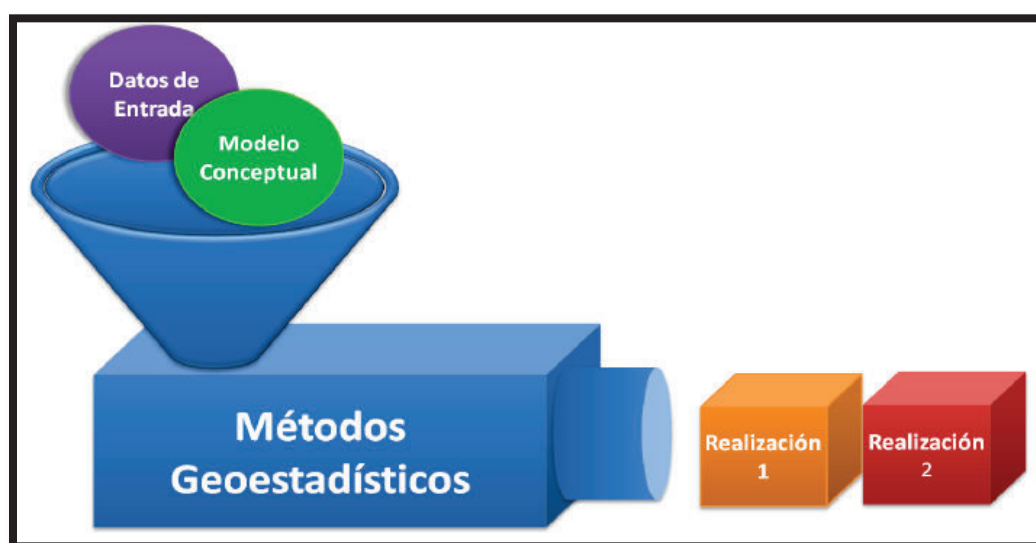


Figura 15 Relaciones entre los métodos geoestadísticos, los datos de entrada y la realización.

(Tomado de Delgado, 2011)

Por otro lado, la Geoestadística descansa en los principios de estacionaridad y de ergodicidad, definidos de la siguiente manera:

Por *estacionaridad* se entiende que la distribución de un proceso aleatorio tiene ciertos atributos que son iguales en todos los puntos de un campo. Físicamente esto significa

que el fenómeno es homogéneo en el espacio (Samper y Cabrera, 1989). Diciendo de otra manera, el fenómeno se repite en el espacio y esta repetición proporciona información de muchas corridas del fenómeno.

Este concepto está altamente relacionado con la ergodicidad. Un proceso aleatorio se considera ergódico si en el momento que se realiza dicho proceso en una región finita, este se aproxima al momento del proceso aleatorio en todo el espacio, cuando el límite de la región tiende al infinito (Samper y Cabrera, 1989). Esto significa que si el proceso es medido por muestreo en una región finita entonces la muestra es representativa del proceso en todo el espacio.

3.3. MODELADO GEOLÓGICO

En la búsqueda de entender la realidad, los científicos han aplicado diferentes metodologías, herramientas matemáticas, leyes físicas y técnicas, que de forma implícita y de manera colectiva intentan simplificar el sistema real, concentrándose en la generación de modelos.

De tal manera es fundamental conocer el proceso y los pasos para la construcción de un modelo, para el dominio total de las dimensiones e implicaciones adjuntas para la construcción de un modelo específico.

Es así, que Tomas (2004), define al modelo geológico como “simplificaciones de problemas más complejos acordes con la realidad, que permiten comprender mejor el comportamiento o funcionamiento de un sistema”.

Murphy et al., (1990) define al modelado matemático como “el proceso mediante el cual un problema tal como aparece en el mundo real se interpreta en términos de símbolos abstractos”. La descripción abstracta que incluye una formulación matemática se

denomina modelo matemático del problema original, que permite manejar el problema en términos matemáticos.

Entonces se define así, un modelo como una representación matemática, en términos abstractos y finitos, de un sistema que pertenece a la realidad compleja. A partir de un sistema se puede generar múltiples representaciones diferentes, sin que estas impliquen una contradicción, puesto que cada una de ellas contiene información complementaria y parcial del sistema.

Desde el punto de vista geológico, para conceptualizar el término modelo es preciso tomar en consideración varios aspectos. En primer lugar; “el sistema, es decir la realidad estudiada, está constituido por estructuras físicas finitas multidimensionales, que no son ni tan numerosas ni variadas como las estructuras matemáticas, basta comparar la geometría y dimensiones de los cuerpos geológicos con el amplio espectro de cuerpos geométricos reproducibles matemáticamente” (Delgado, 2011).

Por otra parte “el uso de los modelos matemáticos en la geología debe ir acompañado de condiciones físicas que indiquen el rango de los valores plausibles, sin rebasar todo significado físico para las ecuaciones involucradas en el modelo” (Rojo, 2001). Un ejemplo de ellos es el rango de densidad de las rocas más comunes en el subsuelo, el cual varía entre 1,6 g/cc y 2,8 g/cc.

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

Para finalizar, la generación de estos modelos debe tener como objetivo la predicción de la variación espacial de variables geológicas (Overeem, 2008), es decir, los fenómenos geológicos se pueden modelar en forma de propiedades medibles en términos de valores reales denominados variables geológicas, las cuales poseen

variabilidad espacial dado que las rocas son anisotrópicas, espacialmente complejas y heterogéneas.

Es fundamental tener en cuenta que los yacimientos son un sistema complejo y heterogéneo, compuesto por varios tipos de roca, depositadas en diferentes ambientes sedimentarios y afectados por una infinidad de procesos geológicos, por lo que es necesario tener primordialmente un modelo geológico en mente, un modelo conceptual, y así seguirlo.

En general, el modelo geológico está constituido por otros más detallados de acuerdo con las diversas disciplinas de la geología, es decir “un modelo geológico contiene un modelo estructural, un modelo sedimentario- estratigráfico y un modelo petrofísico” (Rojo, 2001).

Una vez ilustrado el concepto de modelo geológico, es de fundamental importancia tener un modelo sedimentológico- estratigráfico claro, a fin de representar este en un modelo geocelular, por lo cual a continuación se realizará una breve revisión de los conceptos implicados en el modelo sedimentológico propuesto para este caso de estudio:

3.3.1. DEFINICIÓN DE PARASECUENCIAS PROGRADACIONALES

La determinación de un modelo de secuencias estratigráficas es una ayuda para la integración y correlación de una variedad de ambientes sedimentarios presentes en diversas localidades o incluso en una misma.

(Tomado de Gaibor, 2014) La progradación es un set de parasecuencias donde las facies se somerizan hacia arriba (Fig.16)

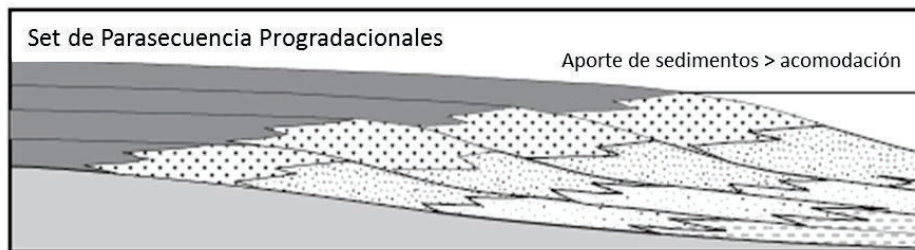


Figura 16 Ilustración de Progradación (Modificado de Gaibor, 2014)

(Modificado de Caballero) los cambios del nivel del mar, el aporte de sedimentos por el cráton y el espacio de acomodación (cuenca) varían en diferentes escalas de tiempo.

La secuencia estratigráfica de base a techo de pequeña escala resultante de oscilaciones de corto término en el balance entre aporte de sedimentos y su acomodación es una parasecuencia, definiéndose así como una sucesión de rocas genéticamente relacionadas y limitadas por superficies de cambios del nivel del mar, en este caso correspondiente a superficies de máxima inundación. Si la tasa de aporte de los sedimentos fuera constante, los sedimentos progradarían la cuenca hasta que el relleno de los espacios de acomodación se complete.

Uno de los casos para la parasecuencia progradacional es definida como el incremento en el espacio de acomodación mayor al aporte de los sedimentos (Fig. 17).

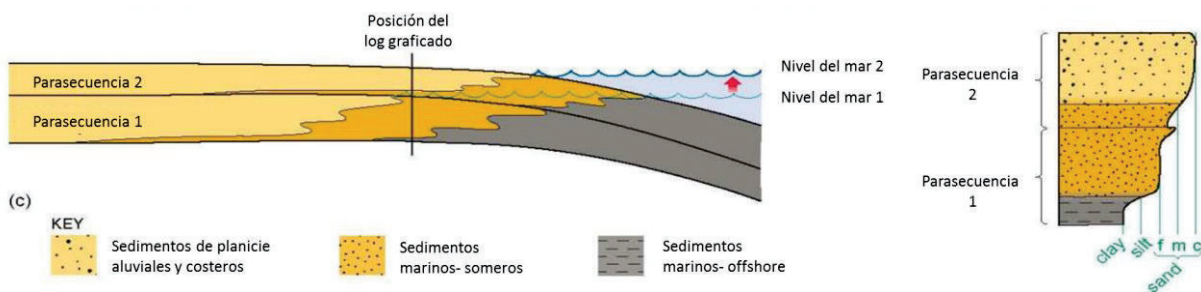


Figura 17 Parasecuencia y Progradación (Modificado de Caballero)

Cuando el incremento en el espacio de acomodación es constante y la tasa de aporte de sedimentos aumenta, se obtiene el siguiente caso (Fig. 18).

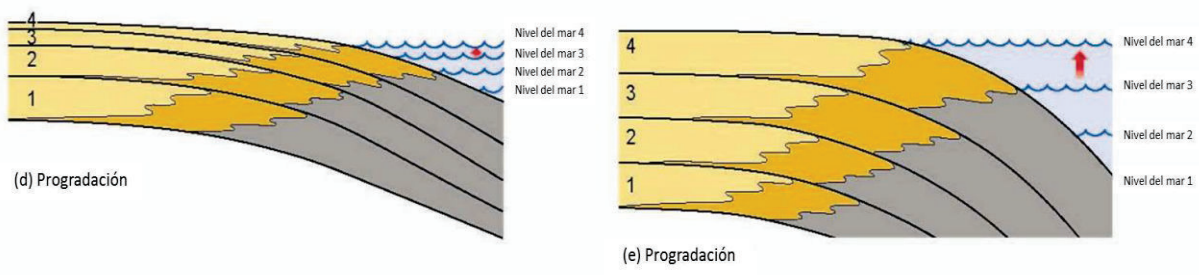


Figura 18 Parasecuencia y Progradacion, espacio de la Cuenca constante y tasa de aporte de sedimentos aumenta (Modificado de Caballero)

El siguiente caso es cuando el incremento en el espacio de acomodación no se presenta (es nulo) y la tasa de aporte de sedimentos aumenta (Fig. 19).

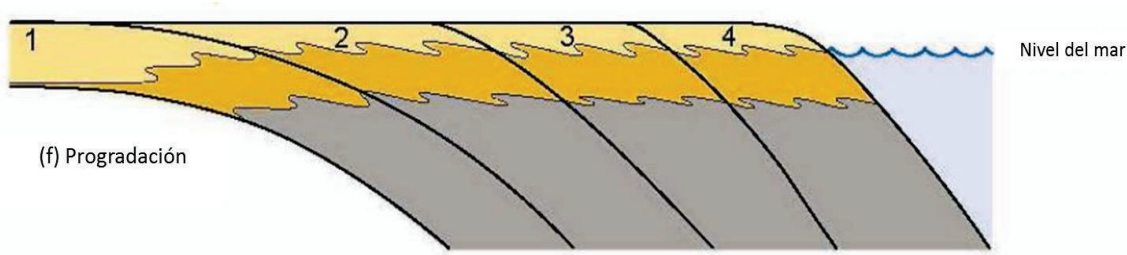


Figura 19 Ilustración del caso cuando no existe incremento en el espacio de la Cuenca y la tasa de aporte de sedimentos aumenta (Modificado de Caballero)

Escenario cuando se presenta una regresión forzada existe un decremento en el espacio de acomodo y la tasa de aporte de sedimentos es constante (Fig. 20).

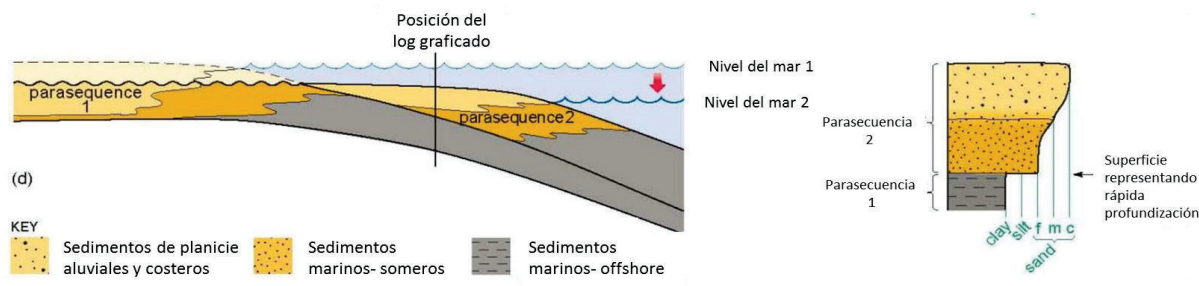


Figura 20 Ilustración cuando la tasa de aporte de sedimentos es constante y existe una disminución en el espacio de acomodo (Modificado de Caballero)

Con la existencia de una regresión forzada el siguiente escenario según las condiciones del decremento en el espacio de acomodo y la tasa de aporte de sedimentos aumentan obteniendo (Fig. 21):

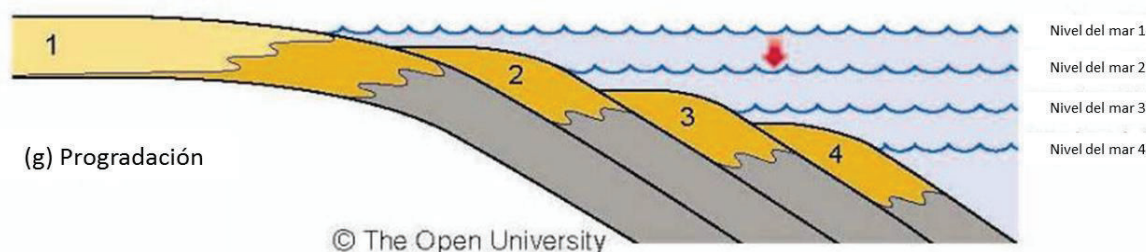


Figura 21 Ilustración del decremento del espacio de acomodo y la tasa de aporte de sedimentos aumenta (Modificado de Caballero).

(Tomado de Arche, 2010) cuando ha ocurrido la avulsión, cesa la progradación; los procesos como oleaje y mareas incrementan su acción y el propio peso de los sedimentos comienza la compactación de los sedimentos saturados en agua. Están bien estudiados, entre otros, los diversos lóbulos formados en la desembocadura del Mississippi en los últimos 6.000 años (Tomado de Arche, 2010, Frazier, 1967; Fisher y McGowen, 1969).

El periodo de abandono de un delta depende de la velocidad de aporte, de la pendiente de la plataforma sobre la que se edifica y de la subsidencia general. Si la sedimentación es abundante, las avulsiones serán frecuentes, pues los lóbulos progradan rápidamente; una pendiente suave (caso de este campo) también favorecerá las avulsiones repetidas, al igual que una subsidencia lenta.

Principales características de los tipos de delta diferenciados por Porębski y Steel (2003), para el caso del campo en estudio, ubicado en una posición *inner-shelf*.

3.3.2. DESCRIPCIÓN DE INNER- SHELF DELTAS

Deltas formados en el interior de la plataforma (Fig. 22), (Tomado de Arche, 2010)

- Desarrollo significativo de depósitos parálicos (Modificado de Yoris, se refiere a aquellos sedimentos que se encuentran en la zona de transición entre el mar y la tierra firme, sedimentos que se acumulan en el lado continental de la costa o en cuerpos someros de agua sometidos a invasiones marinas. Los sistemas deltaicos son representativos de estos ambientes).
- Desarrollados en aguas someras, generándose clinoformos sigmoidales muy alargados.
- La proximidad del delta al área fuente, resulta en altas tasas de aporte sedimentario y de agradación.
- En función de los procesos dominantes, los depósitos de las barras de desembocadura del frente deltaico varían:
 - Dominio fluvial: hiperpicnitas heterolíticas.
 - Dominio de oleaje: estratificación cruzada hummocky.
 - Dominio de las mareas: barras heterolíticas.
- La combinación de una elevada tasa de sedimentación, la abundancia de arcillas no compactadas y una pendiente baja, genera deformaciones a nivel de capa.
- El frente deltaico se desarrolla en la plataforma interna donde los depósitos turbidíticos potentes están ausentes, dada la profundidad de agua limitada, la baja pendiente y la rápida subsidencia de las arenas de las barras de desembocadura en sedimentos de grano fino de las bahías interdistributarias.
- Las altas tasas de acomodación en estos deltas generan un grado significativo de avulsión lateral de los lóbulos deltaicos, que da lugar a potentes y extensos frentes deltaicos lobulares formados por unidades de barras de desembocadura y bahías interdistributarias apiladas en la vertical.

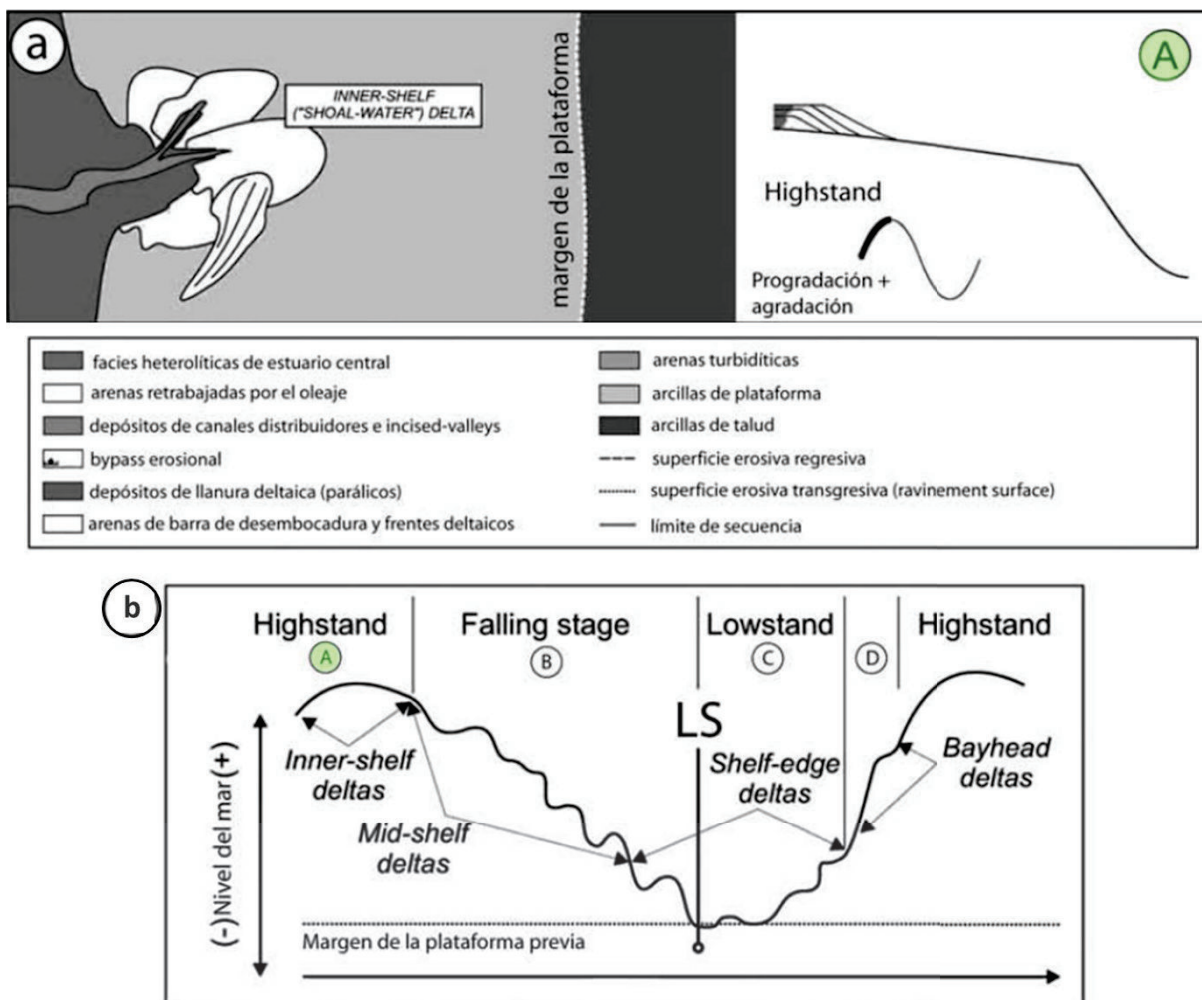


Figura 22 a) Deltas desarrollados en el interior de la plataforma; clasificación basada en función de las variaciones del nivel del mar relativo (Tomado de Arche, 2010) b) System Tracts (Modificado de Porębski y Steel, 2006)

Una vez ilustrada la teoría y con los conceptos claros se establece que para la secuencia M1 en este proyecto, por las evidencias tanto en atributos sísmicos, registros eléctricos, etc, fue depositada por un delta, cuyas acumulaciones de sedimentos son la consecuencia de la formación de un lóbulo deltaico. (Modificado de Arche, 2010) los deltas tienen una fase constructiva cuando los canales proporcionan sedimentos y progradan, pero si estos cambian de posición, proceso denominado avulsión, el delta pasa a una fase destructiva. Posteriormente los canales distribuidores buscan un curso que les lleve a la cuenca de recepción por el camino más corto, por lo que, al progradar sobre la cuenca, el complejo deltaico se alarga perdiendo gradiente, hasta convertirse

en un nuevo curso activo, edificando un nuevo delta, formando así un nuevo lóbulo; las avulsiones serán frecuentes pues la pendiente suave del terreno favorece las avulsiones repetidas así como una subsidencia lenta.

3.4. FUNDAMENTOS DEL MODELADO DE YACIMIENTOS

La evolución del mercado de los combustibles fósiles, ha posibilitado la realización de importantes inversiones en el desarrollo de tecnología que caracterice los yacimientos a fin de optimizar los procesos de producción y exploración de hidrocarburos. Un hito importante en este sentido ha sido el desarrollo de modelos (esquemas teóricos en forma matemática) que permitan la caracterización y representación de un yacimiento, tras facilitar la comprensión y estudio del comportamiento del mismo. Para el desarrollo de estos modelos es de fundamental importancia el aporte de la comunidad geocientífica, recogiendo así los conocimientos geológicos, geofísicos y petrofísicos, con el fin de representar todas las características del yacimiento.

A través de los modelos, se puede alcanzar una mejor comprensión de su comportamiento estático y dinámico.

Para el modelado de yacimientos se utilizan los modelos geocelulares de alta resolución geológica, que se basan en mallas (*grids*) compuestas por nodos (*nodes*) y celdas (*voxels o gridblocks*) tridimensionales, que proporcionan la estructura numérica de la construcción del marco estratigráfico, petrofísico y estructural (Fig. 23).

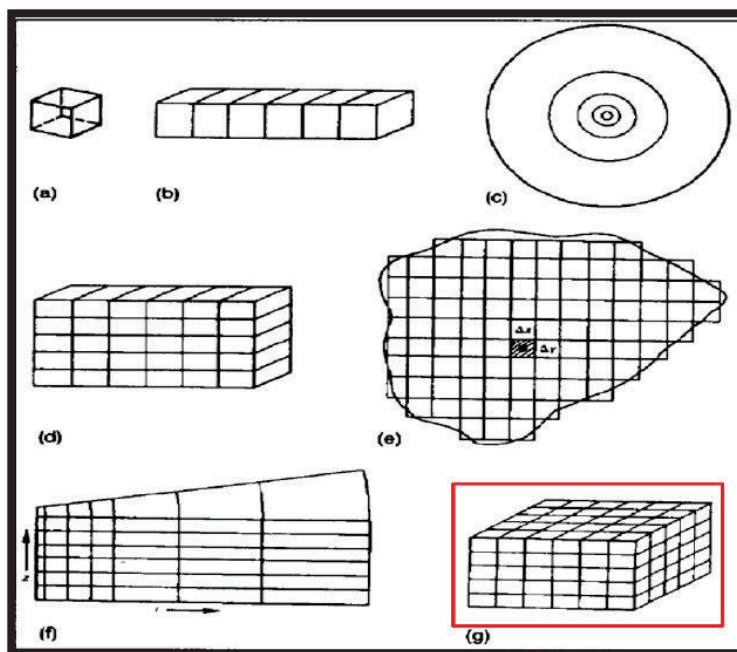


Figura 23 Tipos de modelos geométricos: a) A-dimensional, b) Linear unidimensional, c) Radial unidimensional, d) De Sección bidimensional, e) De Área bidimensional, f) Radial Bidimensional, g) Tridimensional (recuadro rojo).

(Tomado de Mattax y Dalton, 1990)

Desde esta perspectiva, Mattax y Dalton (1990) exponen que “un modelo de yacimiento está dividido en un número finito de bloques individuales denominados, celdas (*gridblock*), donde a cada celda le corresponde una posición dentro del modelo” (Fig. 24).

Además, cada celda contiene propiedades como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, contenido de arcillas, facies, etc. las cuales mantienen un valor constante dentro de ella, es decir, la celda es la unidad volumétrica del modelo.

Por lo tanto, el grado de detalle del modelo dependerá del tamaño de la celda y del número de celdas empleadas en el modelo. A menor tamaño de celda mayor será la resolución del modelo, lo cual se traduce en una mejor representación de la heterogeneidad del yacimiento sin obviar ningún detalle.

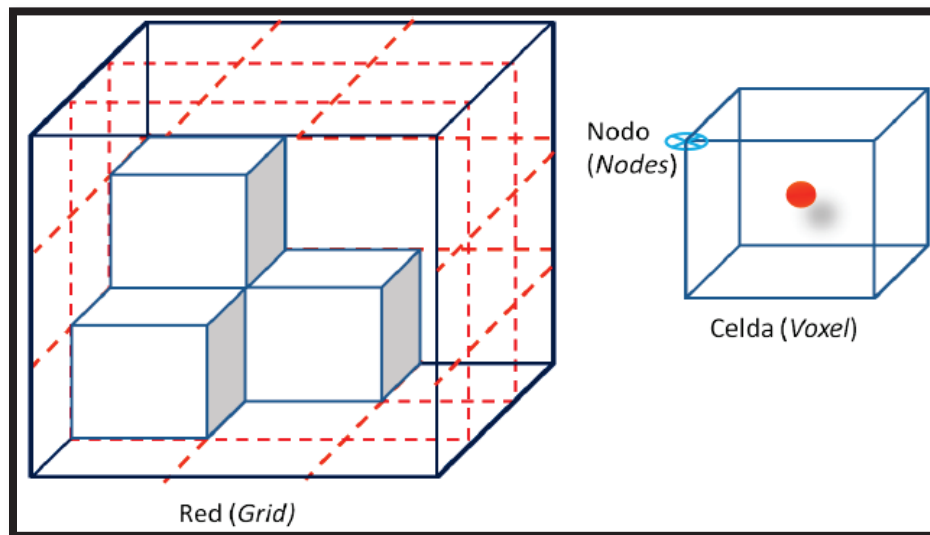


Figura 24 Elementos geométricos de un modelo tridimensional cúbico.

(Tomado de Delgado, 2011)

Por necesidad de mejorar los métodos, se ha buscado representaciones más realistas impulsando el desarrollo de nuevas tecnologías y técnicas de tal forma que se obtenga mejores resultados cuando se explota un yacimiento.

Por tal razón, se decidió hacer un cambio del enfoque con que se estudiaba los yacimientos, considerando en primer lugar que “los datos son una medición de la perturbación física de la roca, es decir, son la respuesta observable y medible de la alteración de la roca ante un fenómeno físico inducido (Delgado, 2011)”.

Es necesario destacar que esos datos, no pueden considerarse muestras, porque a diferencia de estas, pueden o no ser representativas de la roca. Además, depende no solamente del método con el cual se midió el dato sino de la heterogeneidad del medio.

El tamaño del modelo y la precisión con que las variaciones de las propiedades de un yacimiento son modeladas, está determinado por el número de bloques del modelo (Mattax y Dalton, 1990).

Según Delgado, 2011:

A partir de estas explicaciones, se puede plantear que el estudio de un fenómeno único y real a partir de datos, irrepetibles en el tiempo, como los núcleos o los registros de pozos, implica un error intrínseco de la medición que no puede ser determinado con precisión y solo se estima de manera estadística. Por ende, cualquier medición tiene una condición estadística/ probabilística de la cual no se puede desligar. Ante tales exigencias surge la Geoestadística como una alternativa en la caracterización de yacimientos. Esta disciplina no fue originalmente creada para caracterizar yacimientos, sino que evolucionó durante las últimas décadas como una ciencia capaz de potenciar áreas como la exploración y producción de hidrocarburos, explotación minera e incluso la protección ambiental.

Además, los métodos y técnicas geoestadísticas pueden ser aplicadas en múltiples etapas del modelado desde el control de calidad de los datos hasta la generación del modelo mediante la estimación o simulación de propiedades físicas, como las facies, la porosidad, entre otros.

La construcción de un modelo estocástico es fundamental para la caracterización de un yacimiento, sobre todo si lo que se quiere visualizar y comprender son las facies, ya que permiten la configuración geométrica y estructural de los cuerpos contenidos.

Actualmente se tiene algoritmos que intentan reproducir la geometría de las facies y por ende las características de los yacimientos, entre los cuales se encuentra el algoritmo de simulación de facies de puntos múltiples (MPFS por sus siglas en inglés), basado en la teoría de estadística de puntos múltiples propuesta por Journel y, posteriormente implementada por Guardiano y Srivastava (1992).

De acuerdo a los autores Guardiano y Srivastava, este método también conocido como Geoestadística multipunto, se fundamenta en la combinación de algoritmos basados en pixeles (*pixel based algorithms*) y algoritmos basados en objetos (*object based algorithms*), a través de la imagen de entrenamiento TI, (por sus siglas en inglés *training image*), para generar modelos de yacimientos con mayor complejidad geológica o con menor cantidad de información y/o datos *duros*, es decir, con escasa información de pozos, análogos en localidades tipo, muestras de núcleo, etc.

De manera concreta, la generación de un modelo geocelular de facies para la caracterización del campo Pindoyacu- Rumi, busca integrar la mayor cantidad de información técnica disponible en la realización de simulaciones, circunstancias que requiere el uso de *software* técnico específico y *hardware* con la capacidad de generación de corridas, así como del recurso humano con sólida formación y amplios conocimientos técnicos y científicos del área. De igual manera, la relación entre el área a modelar y el nivel de detalle del modelo debe ser proporcional a los requerimientos de hardware y software utilizados, por lo tanto se vuelve necesario y beneficioso realizar modelos de áreas de menor tamaño donde el modelado tenga mayor detalle, o bloques que se puedan correlacionar genéticamente.

En conclusión, el siguiente estudio tiene como propósito generar varios modelos geocelulares del campo Pindoyacu- Rumi de la cuenca Oriente, empleando técnicas geoestadísticas en sus diversas etapas. Este proceso se da en tres etapas:

1. Control de calidad de la información.
2. Selección de los datos disponibles para la elaboración del modelo.
3. Variación de la cantidad de información de entrada.

De tal manera que al obtener los resultados, se pueda apreciar las diferencias de los resultados que se obtienen dependiendo de la variabilidad de la información.

3.5. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

3.5.1. MODELADO GEOMÉTRICO Y ESTRUCTURAL

La generación de la estructura geométrica que sustenta el modelo fue realizada con el modelo de procesos de Corner Point Gridding del Software PETREL®. Este implica una serie de subprocesos que deben ser realizados en secuencia. Estos son; Define Model, Fault Modeling, Pillar Gridding, Make Horizons, Make Zones y Layering. (Fig. 25).

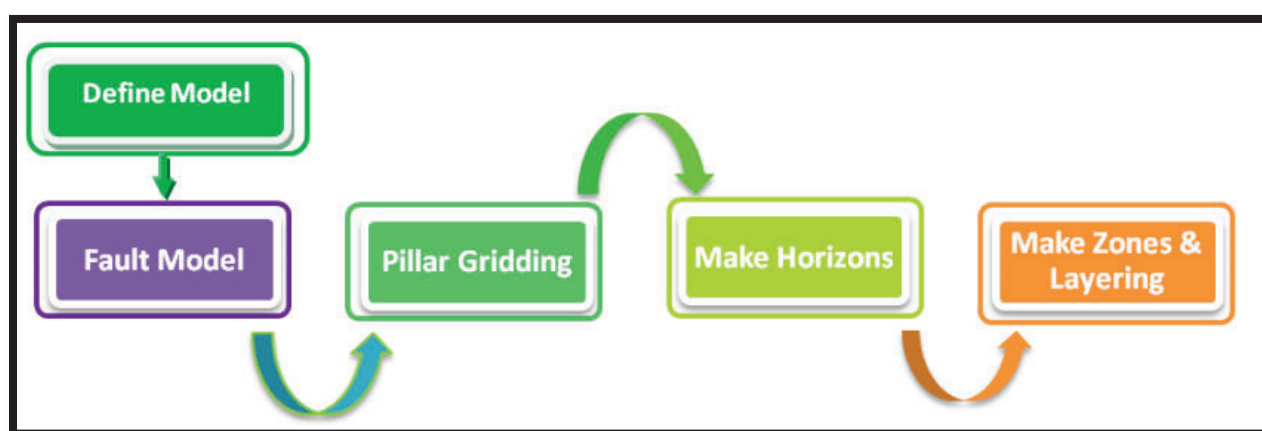


Figura 25 Esquema del proceso de modelado geométrico en el software PETREL®.

(Tomado de Delgado, 2011)

3.6. DEFINICIÓN DE LOS MÉTODOS

Existen dos tipos de algoritmos para la población de propiedades, el algoritmo determinístico (estimación) y el algoritmo probabilístico (estocástico).

Los algoritmos *determinísticos* intentan crear un modelo que sigue los datos literalmente, mientras que el *probabilístico* crea un modelo que es confiable a las características estadísticas de los datos. Una de las decisiones más importantes a tomarse es escoger el método adecuado para una propiedad o facies en particular.

Tabla 2 Comparación algoritmos, ventajas y desventajas.

Determinístico

Ventajas	Desventajas
Muchos métodos para escoger.	Tiende a suavizar altos y bajos.
Fácil de usar.	Inapropiado para simulación de flujo.
Intuitivo.	Ninguna información probable.
	Tiende a requerir muchos datos para buenos modelos.
	Inapropiado para cálculos confiables, se necesita confirmar los datos.

Probabilístico

Ventajas	Desventajas
Trabaja bien, incluso con pocos datos.	Más difícil de usar
Refleja un modelo más real en el caso de pocos datos o difíciles.	Conlleva tiempo.
Mantiene altos y bajos.	
Provee valoración a la probabilidad global e incertidumbre	
Mantiene carácter de distribución de los datos originales.	

Características de los modelos

Algoritmos Determinístico:

- Crea una malla única
- Los algoritmos determinísticos también son llamados algoritmos de “estimación”.
- Se debe usar este método cuando se tiene gran cantidad de datos.
- En este caso de estudio el método que se uso fue *kriging*.

Algoritmos Probabilístico (estocástico):

- Crea mallas únicas o múltiples.
- Los algoritmos probabilísticos también son conocidos como algoritmos de “simulación”.
- Se debe usar este método cuando se tiene pocos datos o una facie compleja.
- En este caso de estudio se usaron los métodos de: Simulación Secuencial Gaussiana, Simulación Secuencial Indicadora y Modelado de Objetos.

3.6.1. ALGORITMO PROBABILÍSTICO

Este algoritmo da valor a los datos originales, pero lo que pasa entre los puntos es una función de relación estadística entre los puntos de los datos como distribuciones de frecuencia de valores z , ambos horizontalmente y verticalmente. En adición, estos algoritmos usan una técnica aleatoria en la selección de los datos para cada nodo de la malla computado. Una característica fundamental de las mallas probabilísticas es que, para cada set de datos dado y sus parámetros, una malla de salida es igualmente probable (estocástica) a la siguiente.

De hecho es común generar “múltiples corridas (realizaciones)” de la propiedad en esta dirección, y ahí estudiar las diferencias y distribuciones.

Cuando se emplean métodos probabilísticos se simulan modelos geológicos de yacimientos a través de relaciones estadísticas, las cuales generan múltiples corridas a

partir del modelo, por ende la realización no es única y cada una de ellas es igualmente posible y probable (Fig. 26).

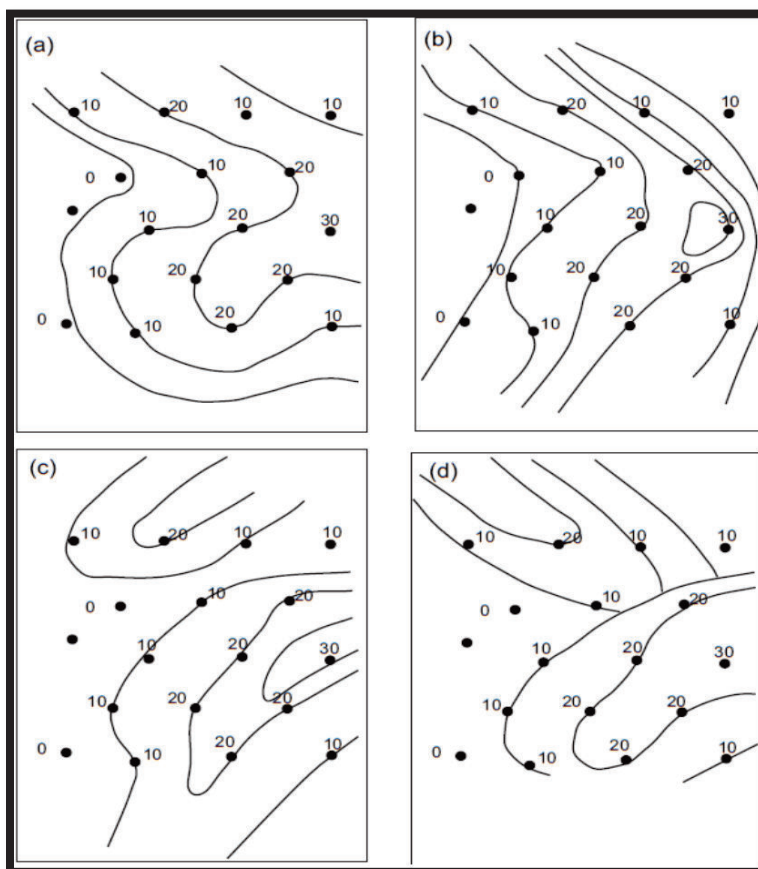


Figura 26 La interpretación de un geólogo de un set de datos de isópacos. En cada cuadro se interpretó siguiendo estructuras geológicas distintas. A) Canales Meandricos; b) Canales In-Fill; c) Paleovalles; d) Barra de Arena y Canal de desembocadura dominado por mareas.

(Tomado de Chiles y Delfiner (1999), en Zhang (2007))

Existen algunos métodos para el modelado con el algoritmo probabilístico, basándose en dos tipos, dependiendo del tipo de método usado.

- A. Los algoritmos basados en objetos (*object modelling based algorithm*) donde la computadora inserta objetos gráficos previamente diseñados representando macro formas (canales, barras, deltas, etc.) (Fig. 27).

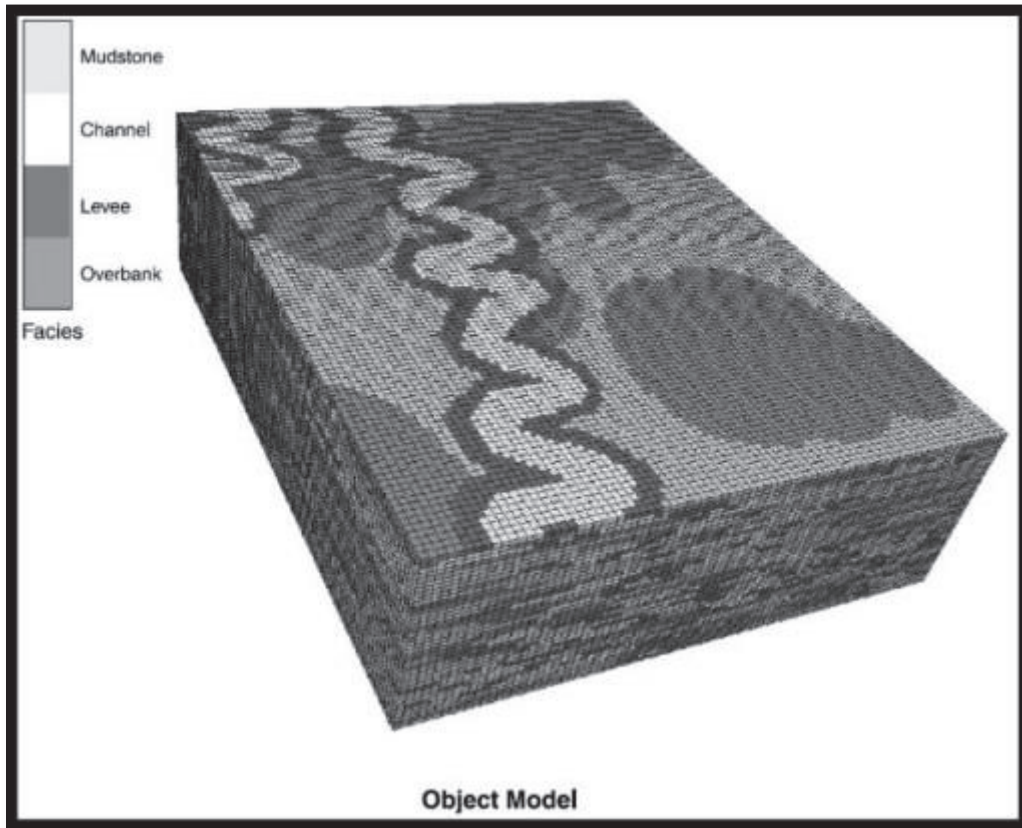


Figura 27 Modelo de litofacies generado usando métodos basados en objetos.

(Tomado de Shepherd, 2009)

- B. Los algoritmos basados en píxeles, en los cuales la computadora asigna valores individuales a cada celda usando métodos estocásticos (probabilísticos), en algoritmos como *Sequential Indicator Simulation*, SIS (Simulación Secuencial Indicadora) (Fig. 28).

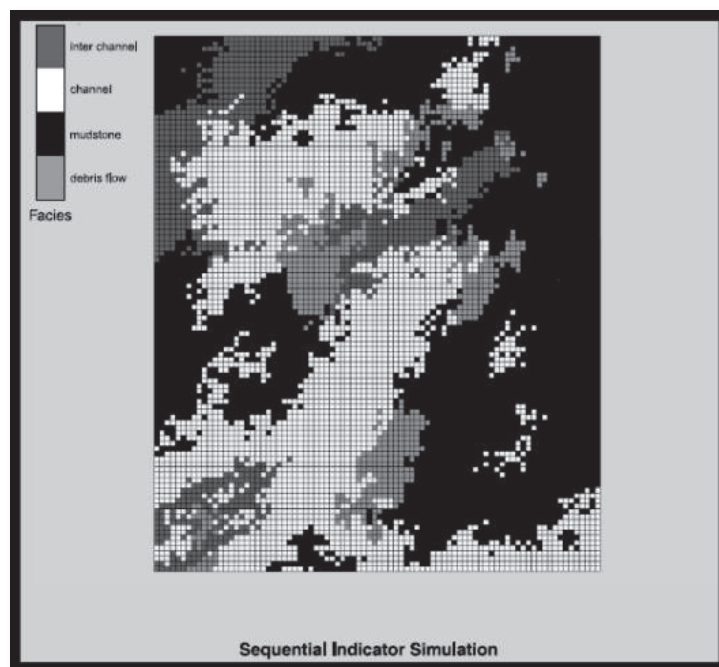


Figura 28 Modelado de Facies generado empleando algoritmos basados en pixeles. Especificamente SGS.

(Tomado de Shepherd, 2009).

El método usado en este caso de estudio: *Método de Simulación Secuencial Gaussiana (SGS)*, el cual es usado para funciones aleatorias continuas. Es un método estocástico basado en el *kriging* ordinario, pero es capaz de capturar valores extremos en un yacimiento heterogéneo, valorando los datos de entrada, distribuciones de entrada, variogramas y tendencias. Estos métodos requieren que la *Function Density Probability (FDP)* multivariada de la función aleatoria a simular sea Gaussiana. Como la mayoría de los fenómenos de ciencias de la tierra no presentan histogramas simétricos y mucho menos gaussianos se necesita transformar a la FA (*Acummulated Function*) de manera que resulte su FDP normal.

Principios de la simulación gaussiana: se ilustra los siguientes pasos en la (Fig. 29).

- **Paso 1:** una vez realizados los gráficos de columnas de histogramas de la propiedad (porosidad vs. Frecuencia) se realiza ahora el gráfico del histograma histograma como una curva de frecuencia acumulada (CDF). Posteriormente se

debe hacer la transformación Normal “score” de los datos, pasando así la curva CDF a una más suavizada para que la simulación gaussiana pueda hacer uso.

- **Paso 2:** se aplica el *Kriging* (simple/ ordinario) para calcular el valor desconocido en un punto de la malla usando el dato vecino (dato más cercano) y el dato ya simulado. El Kriging simple será usado para calcular la desviación estándar en el punto de la malla.
- **Paso 3:** los demás valores simulados son suministrados durante la simulación. La curva de frecuencia acumulada (CDF) se la actualizará continuamente condicionada a los nuevos valores simulados. Este proceso produce una curva de frecuencia acumulada calculada (CCDF) continuamente actualizada. Un valor simulado es delineado (aleatoriamente usando simulación de Monte Carlo) desde la CCDF.
- **Paso 4:** con la trayectoria aleatoria se puede decidir cuál celda será la visitada la próxima vez. Después de la simulación el dato se volverá a transformar de regreso desde la distribución normal a la distribución original.

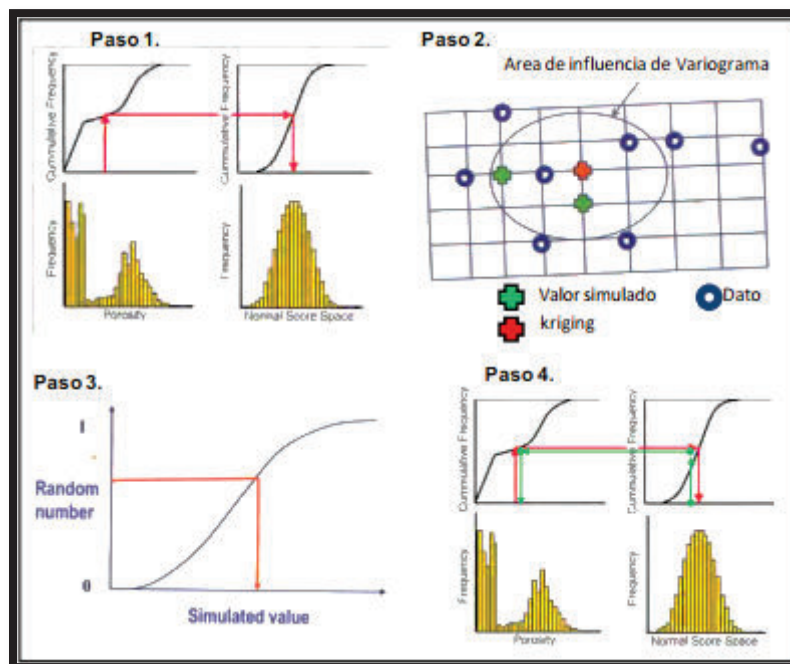


Figura 29 Pasos Simulación Gaussiana (SGS).

(Tomado de Petrel, Property Modeling 2010)

3.6.2. ALGORITMO DETERMINÍSTICO

Estos algoritmos toman los valores de los datos literalmente y asumen esos valores de mallas computados entre los puntos de los datos; tienen siempre una relación geométrica con los puntos, basado solo en los valores de z , pendientes entre los puntos, y la cercanía a los nodos. Ningún intento es hecho para preservar las características de la distribución de los datos de entrada (Datos de pozo). Esto significa que el histograma de los valores de malla computados puede o no parecerse al histograma de los datos de entrada.

El método usado en este algoritmo para el caso de estudio fue también el de *kriging*: Estos métodos también darán valor a los datos, pero su salida tiende a ser Gaussiana por lo que los valores de salida de la malla tienden a ser parciales hacia la media, antes que pendientes estructurales. Es así como los algoritmos determinísticos tradicionales, no pueden ser usados en flujos de trabajo de verdadera incertidumbre porque ocurrirá un suavizado natural.

CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA DE TRABAJO

En este trabajo se buscó comparar los resultados obtenidos a partir de la utilización de distintos métodos de población de propiedades (facies, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, contenido de arcillas, espesor de las arenas *-Net to Gross-*) en un modelo estático, en función de la cantidad de información disponible y los métodos a utilizarse para realizar dicha población.

Es así como se identificó los pros y contras de cada modelo además de definir el que mejor se consolidó a la información existente (marco estratigráfico, estructural, sísmico y evaluaciones petrofísicas). Para la definición de los modelos se usaron dos algoritmos: probabilístico y determinístico con sus respectivos métodos, Simulación Secuencial Gaussiana, Simulación Secuencial Indicadora, Modelado de objetos y Kriging.

La comparación de los resultados permitió evaluar como la cantidad y tipo de información disponible afecta los resultados en la población de propiedades y que modelo se ajustó o reflejo mejor la geología en la población de propiedades del modelo Geocelular.

4.1. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Con base en un plano de Referencia Sísmico (PRS) de 0ft y un dato de referencia sísmico (SRD - Seismic Reference Datum) con un *Two Way Time* (TWT) de 0 [ms], utilizados en el Software *Petrel*®; se procesó la información disponible, de la siguiente manera:

1. Construcción de Sismogramas Sintéticos, para el proceso de amarre sísmica – pozo.
2. Interpretación sísmica de los diferentes topes: TM1 y BM1.

3. Generación de las correspondientes superficies estructurales en tiempo.
4. Generación del mapa de velocidades.
5. Generación de los diferentes mapas en profundidad.
6. Creación de atributos sísmicos dentro de la secuencia estratigráfica mencionada.
7. Elaboración de los modelos geocelulares.

4.2. DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA Y MÉTODOS

La metodología fue definida para cumplir con los objetivos planteados en función de los recursos disponibles. En este sentido, se decidió fundamentar la investigación en un conjunto de métodos probabilísticos y determinísticos así como el modelado de objetos de diversos órdenes dependiendo de las fases del modelado.

Los algoritmos y métodos fueron previamente tratados y conceptualizados en el capítulo anterior.

4.3. EL MODELO

FASE 1: Organización y Control de Calidad de los datos

El conjunto de los datos utilizados fue suministrado por la empresa Schlumberger del Ecuador y está constituido por:

- 14 pozos con varios registros
- Cubo sísmico 3D, Pre- stack, con y sin filtro, y ganancia

Datos que se encuentran en las siguientes unidades:

- Unidades XY: [m]
- Unidad Z: [ft]
- Unidad del área: [ft²]
- Unidad del volumen: [STB]

- Tiempo sísmico: [ms]
- Velocidad sísmica: [ft/s]
- Sistema de coordenadas (CRS): UTM56-18S
- Unidades del Sistema: Field-UTM (customized)
- Unidades de simulación: ECLIPSE- Field

En función de estas características fue establecida la configuración del proyecto utilizando el *software* PETREL® 2013.2 y PETREL® 2014.3, este punto fue de vital importancia para el desarrollo del proyecto ya que luego de seleccionar las unidades, coordenadas, estas no podrán ser modificadas sin corromper los datos cargados en el proyecto.

En un primer paso se realizó una evaluación primaria, observando la disponibilidad de información en cada pozo, confirmando si este disponía de todos los registros necesarios así como la calidad del registro, ver Anexo 1.

Basados en los trabajos de Glover (2000), Serra (1985) e IPIMS (2010) se determinó un conjunto de registros elementales o básicos dentro de los disponibles para realizar la interpretación de electrofacies. En este sentido los registros elegidos fueron: Gamma Ray (GR), Densidad (RHOB), Porosidad Efectiva (PHIE) y Neutrón (NPH).

Estas condiciones fueron cumplidas por 8 pozos (Ver Anexo 1) que al mismo tiempo cuentan también con registros adicionales que son de gran utilidad como el Caliper (CAL), Resistividad (RD, RS, RM), Factor Fotoeléctrico (PEF), etc.

4.4. PROCEDIMIENTO

4.4.1. INTERPRETACION DE TOPES

En este proyecto se usaron los topes previamente establecidos por estudios petrofísicos realizados por la compañía. Tras revisar los topes, se tomó la decisión de modificarlos para ciertos pozos, pero no de forma significativa.

4.4.2. SECCIONES ESTRATIGRAFICAS

Utilizando los diferentes registros eléctricos: GR, Sónico, Densidad, Resistividad Profunda, y el Factor Fotoeléctrico, se estableció los topes, haciendo las correlaciones adecuadas de acuerdo a los reflectores que se presentan (Fig. 30 y 31).

De igual forma se realizó mapas de espesores para poder establecer un reflector y así mismo tener una visualización e idea de cómo es la geología estructural de la zona de interés.

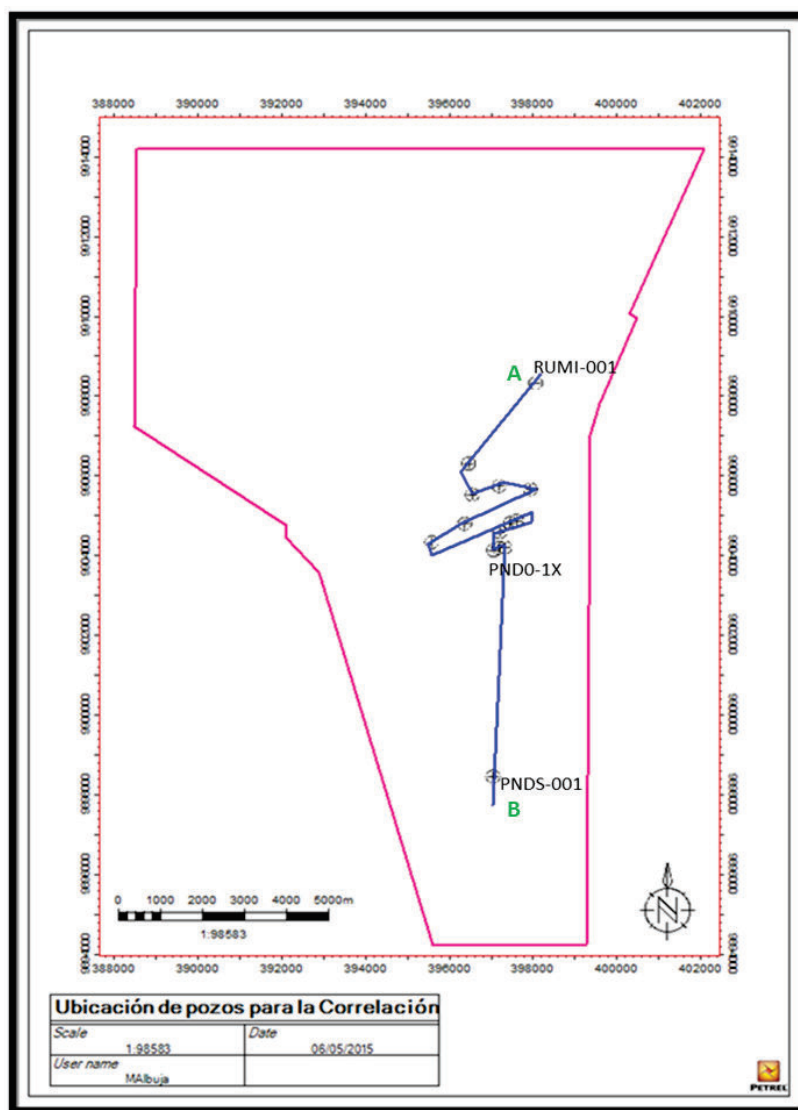


Figura 30 Ubicación de los pozos para la correlación estratigráfica.

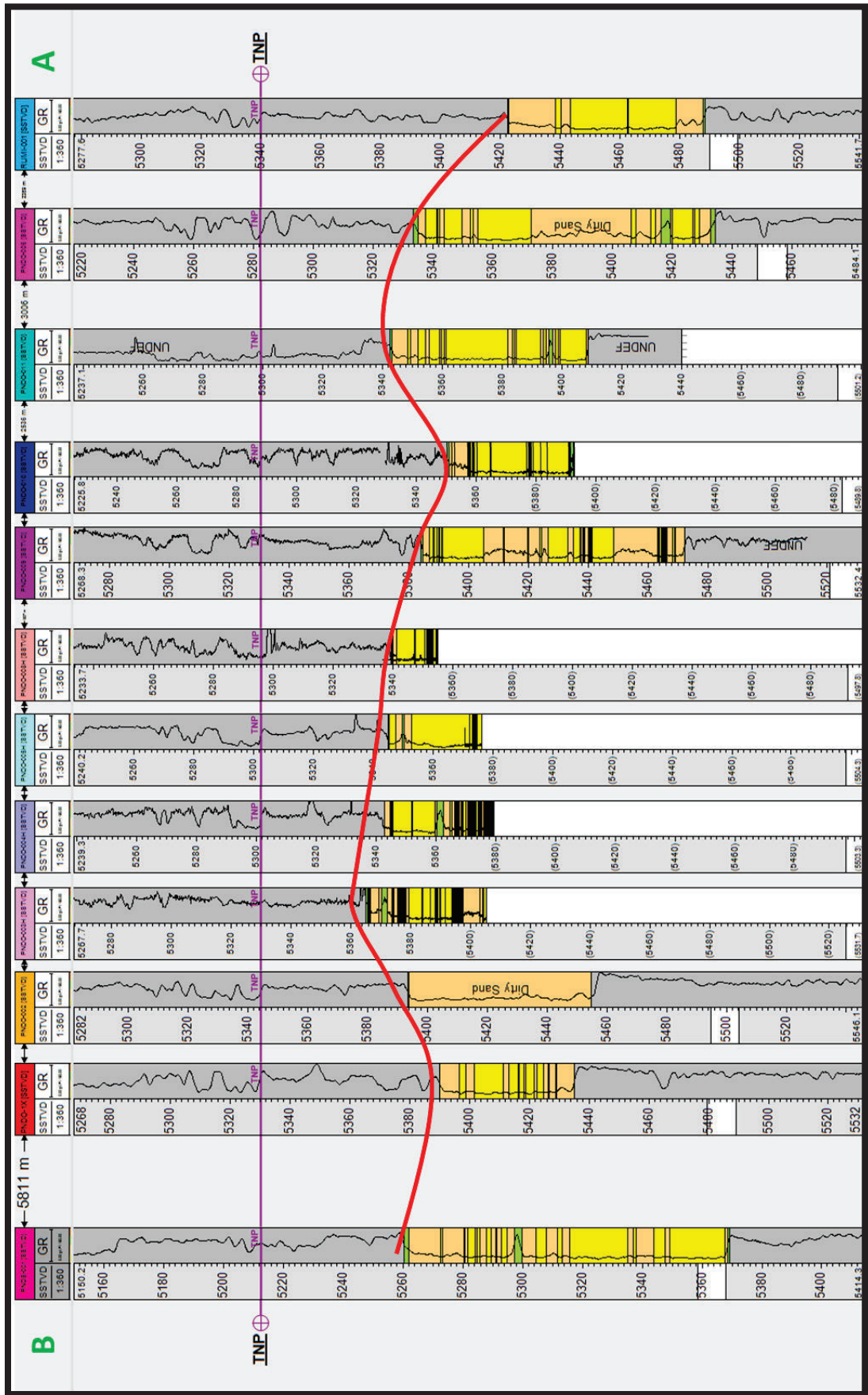


Figura 31 Correlaciones estratigráficas establecidas de los 14 pozos, amarrado al Tope Napo.

4.4.3. MODELO ESTRUCTURAL

La estructura del campo Rumi- Pindoyacu está en un alto con orientación N-NE/S-SW, contenido por una falla de gran ángulo e inclinación hacia el oeste (Fig.32).

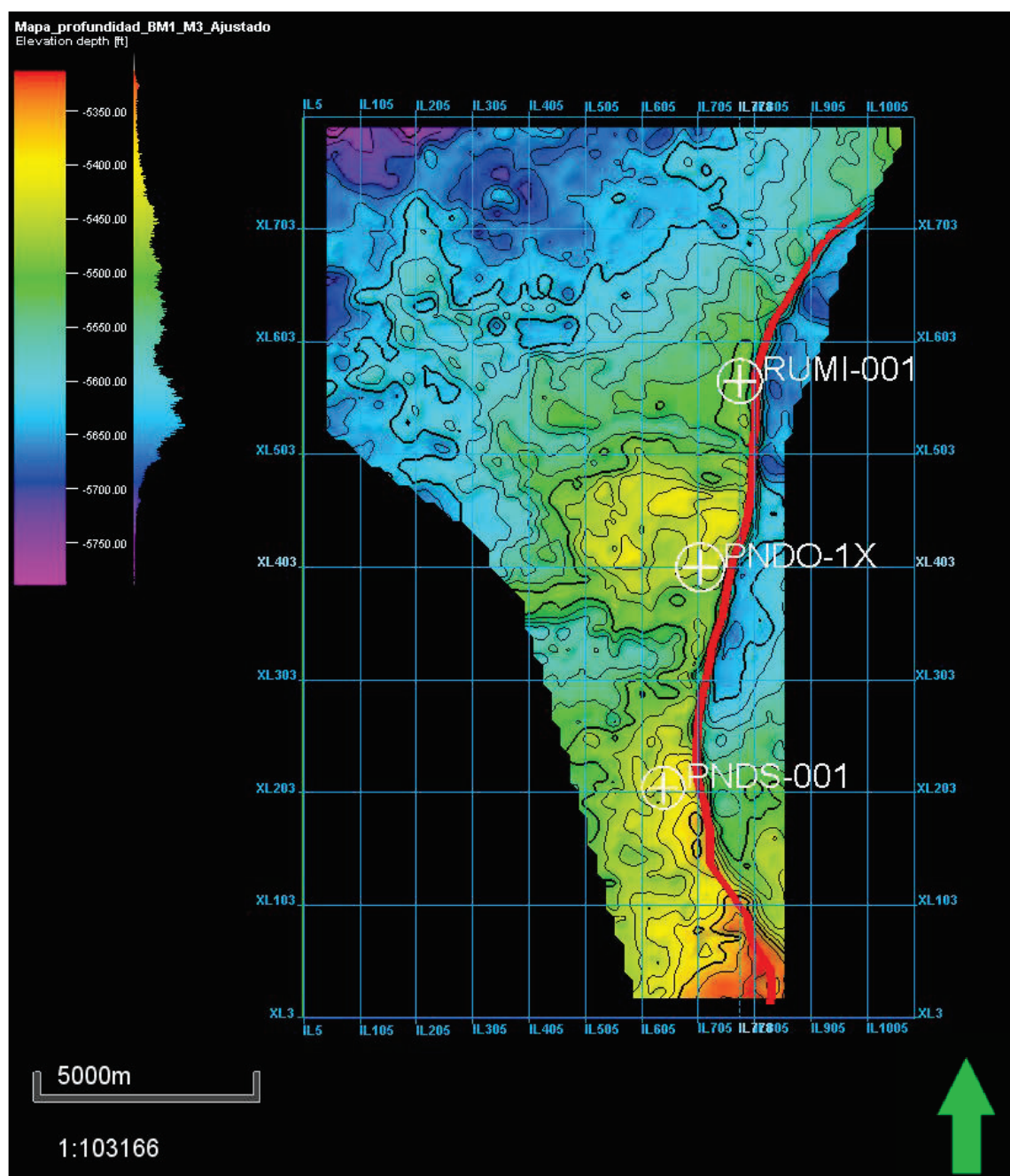


Figura 32 Mapa Base donde se aprecia la disposición de la falla principal del yacimiento (rojo).

Tomando en consideración lo citado, se definió el polígono demarcador del yacimiento, (Fig. 33), considerando como frontera este a la Falla Principal (ver Fig. 33)

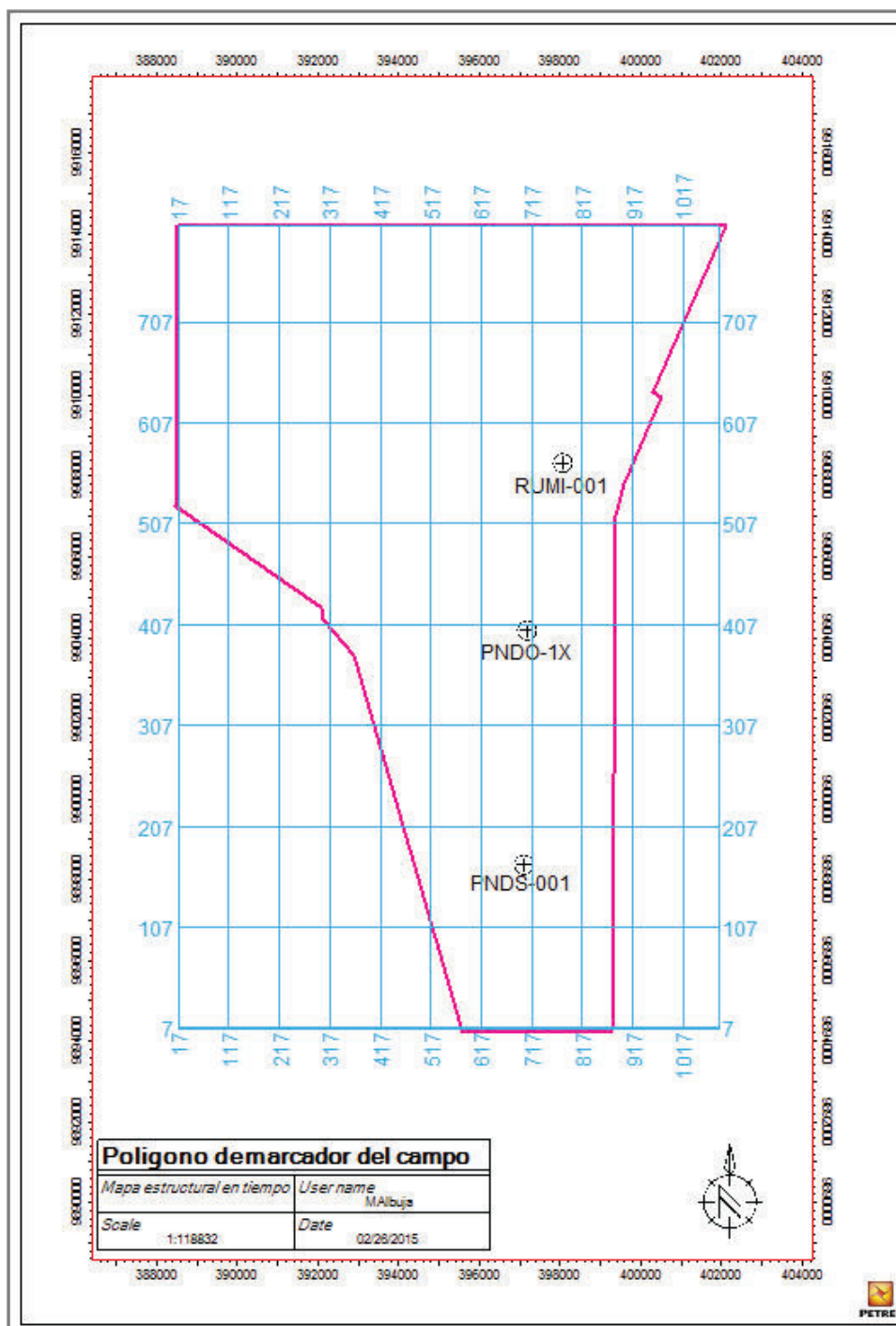


Figura 33 Polígono demarcador del área de estudio (rosa) abarcando la totalidad del yacimiento.

4.4.4. INTERPRETACIÓN DE LA FALLA

La interpretación de la falla se dio a partir de la interpretación sísmica cada 24 Inlines, determinando así que se trata de una falla inversa que afecta a los sedimentos desde el Pre- Cretácico hasta el Mioceno (Fig. 34).

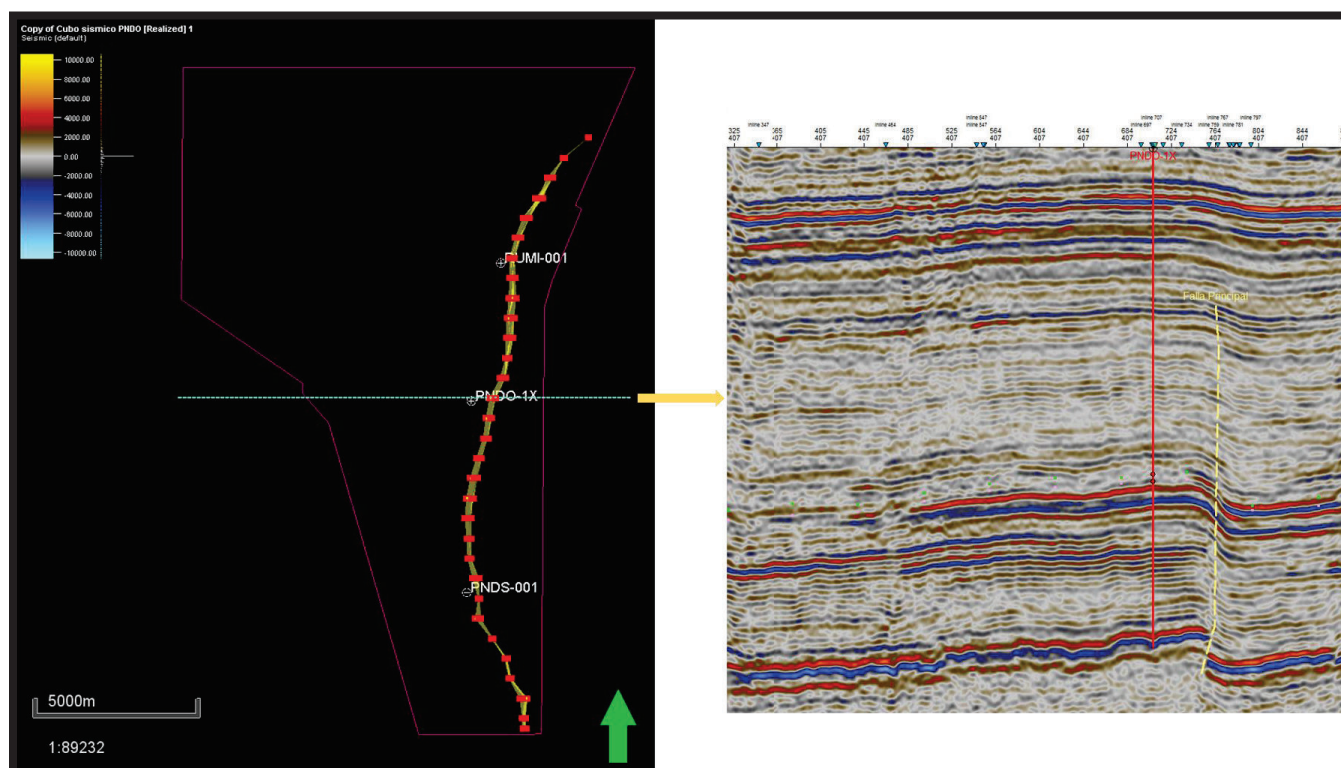


Figura 34 Xline 407 con la interpretación de la falla (falla inversa), y ubicación en el campo de la línea.

4.4.5. DESARROLLO DEL SISMOGRAMA SINTÉTICO

Para la generación de los sismogramas sintéticos, se realizaron los siguientes pasos:

4.4.5.1. Filtrado de los Registros Sísmicos y de Densidad

Antes de proceder a la generación de los Sismogramas Sintéticos (**SS**) es conveniente filtrar y editar tanto el Registro Sónico como el Registro de Densidad; de manera que el rango de frecuencias (Resolución Vertical) de los **SS** obtenidos sea equivalente al rango de frecuencias de la información sísmica.

En la Figura 35 se puede observar tres Tracks creados para la generación del SS, así en el *Track 1* se puede observar el Sónico Original (negro) y el Registro de Densidad (rojo); En el *Track 2* el Sónico filtrado y editado (negro) y el Registro de Densidad filtrado y editado (rojo), y finalmente en el Track 3, se observa la serie de Reflexión derivados de la curva de Impedancia Acústica.

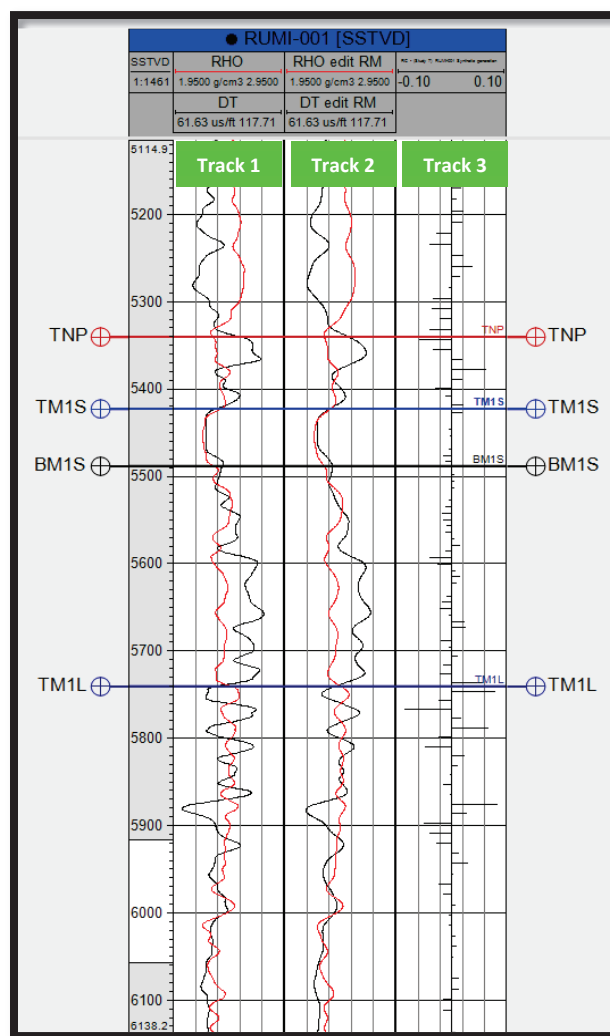


Figura 35 Registro Sónico y Densidad, originales (color negro) y editados (color rojo).

4.4.5.2. Extracción de la ondícula

Para la calibración de los pozos con la sísmica, generación de Simogramas Sintéticos, es necesario la creación de una ondícula, en el caso de este proyecto, de tipo Ricker (método analítico). Para lo cual, con el Software Petrel® varió progresivamente la frecuencia central, aplicandolo así de acuerdo a la necesidad ondículas con frecuencia de 20, 25, 30, 35 Hz, según corresponda. Una vez creadas las diferentes ondículas, se selecciono el mejor ajuste para la creación del **SS**. Previamente, del análisis de la fase sísmica se determinó que presenta una fase cero o muy cercana a cero por lo que no hubo necesidad de manipularla (Fig. 36).

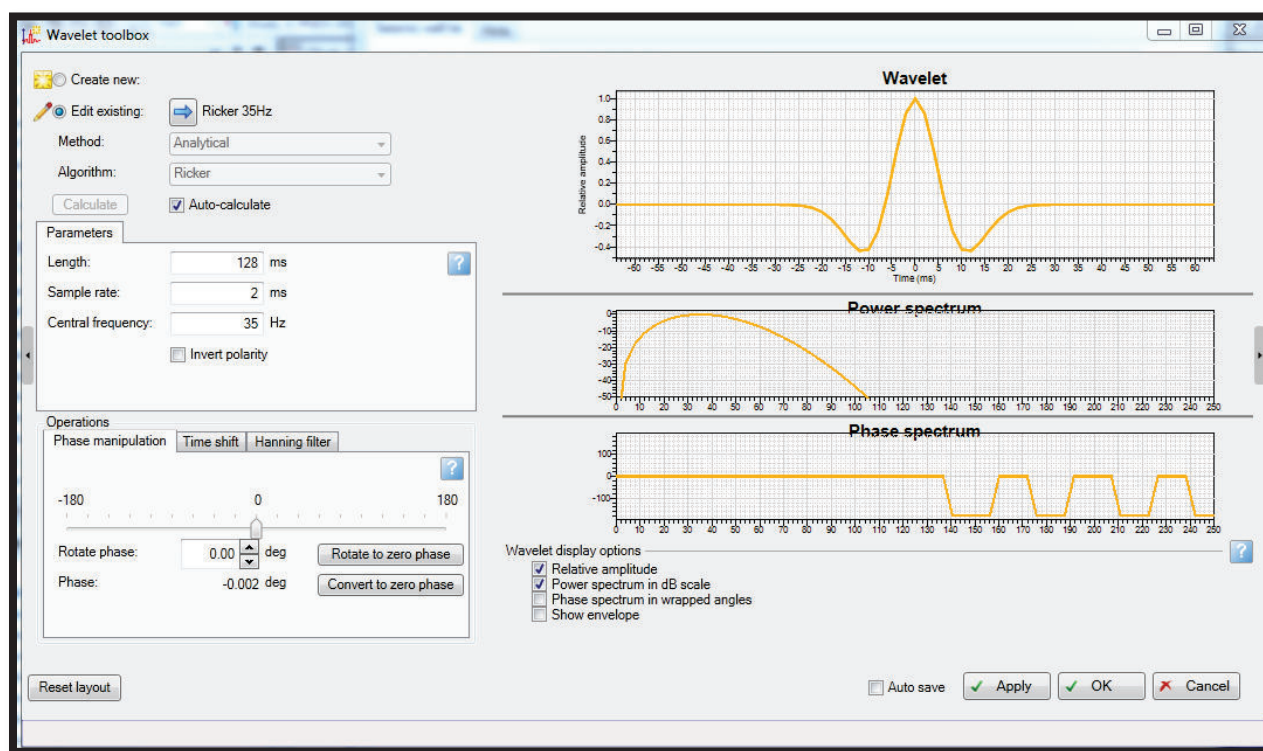


Figura 36 Ondícula creada Ricker 35Hz

4.4.5.3. Desarrollo del Sismograma Sintético

El proceso descrito en el párrafo anterior permitió la obtención del **SS**, tal como lo muestra la Figura 37 para el pozo Pindoyacu- 1X.

En el caso del pozo Pindoyacu-1X se puede apreciar que el tope de la arena se encuentra en un cruce de positivo a negativo y la base por un cruce de negativo a positivo, como corresponde.

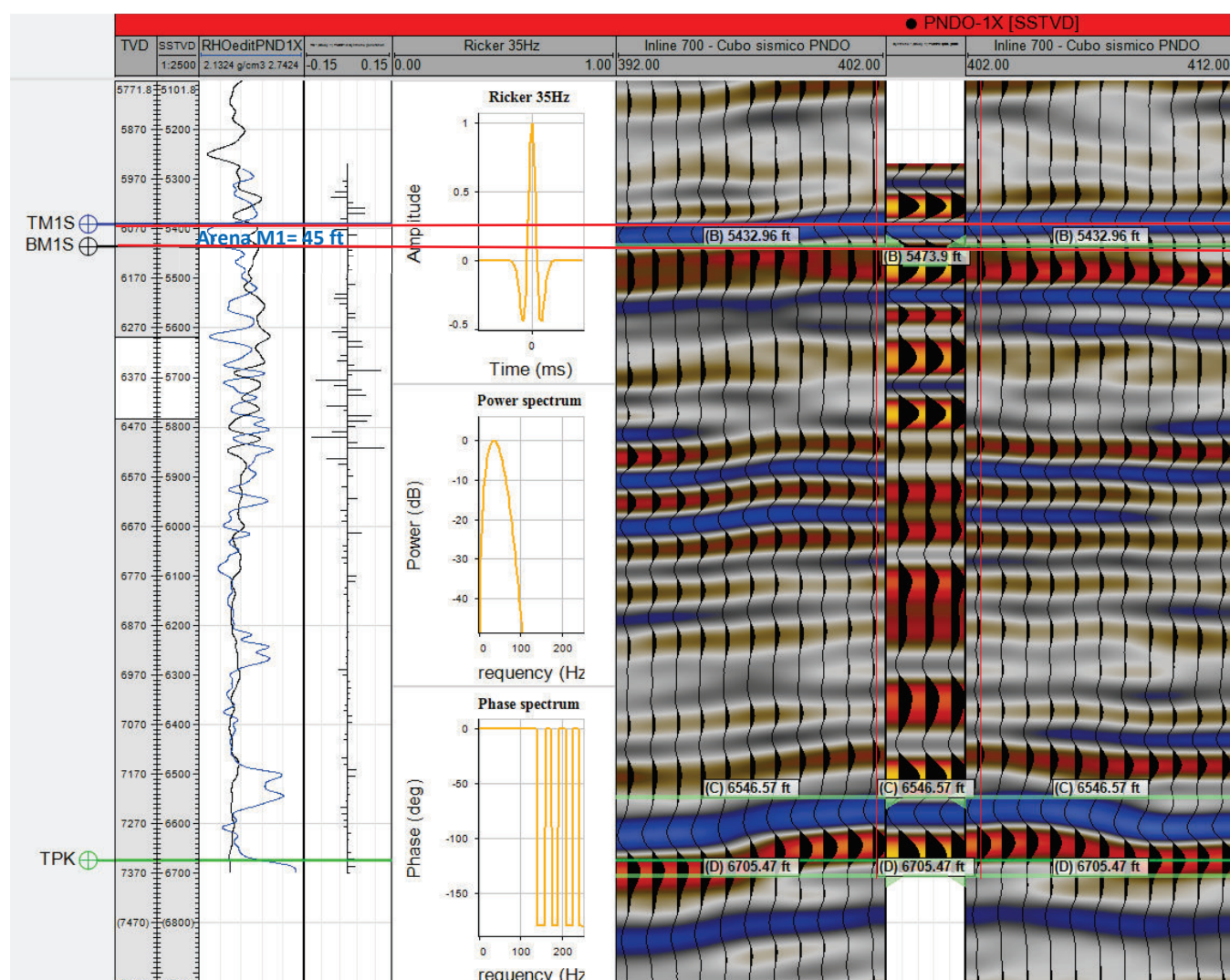


Figura 37 Sismograma sintético del pozo Pindoyacu- 1X

Los Sismogramas Sintéticos fueron generados para todos los pozos que disponian de los registros neutrón y densidad necesarios para su generación, obteniendo así la correlacion sismica – pozo en los pozos Pindoyacu Sur -001 (Fig. 38), Rumi – 001 (Fig. 39), Pindoyacu – 002 (Fig. 40), Pindoyacu – 009 (Fig. 41), Pindoyacu – 006 (Fig. 42).

Nota: El único pozo en el que los registros penetran lo suficiente el **PK** (Pre – Cretácico), es el PNDO-1X. Donde se puede observar el aumento de densidad al fondo del pozo. El aumento de **IA** (Impedancia Acústica) correspondiente no es tan claro pero es muy claro el pico (positivo), tanto en el **SS** como en la línea sísmica, que indica el tope del **PK**.

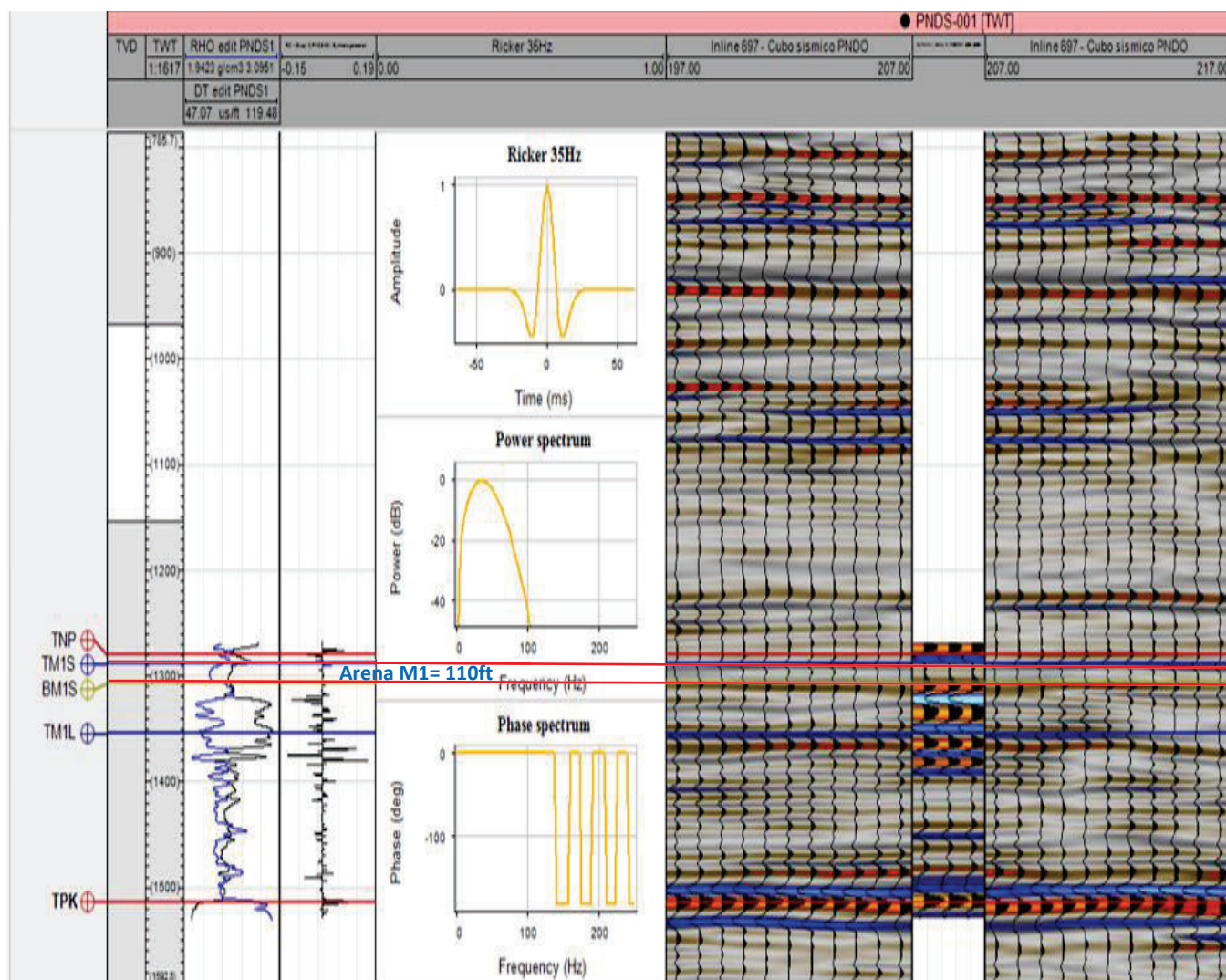


Figura 38 Sismograma sintético del pozo PNDS-001

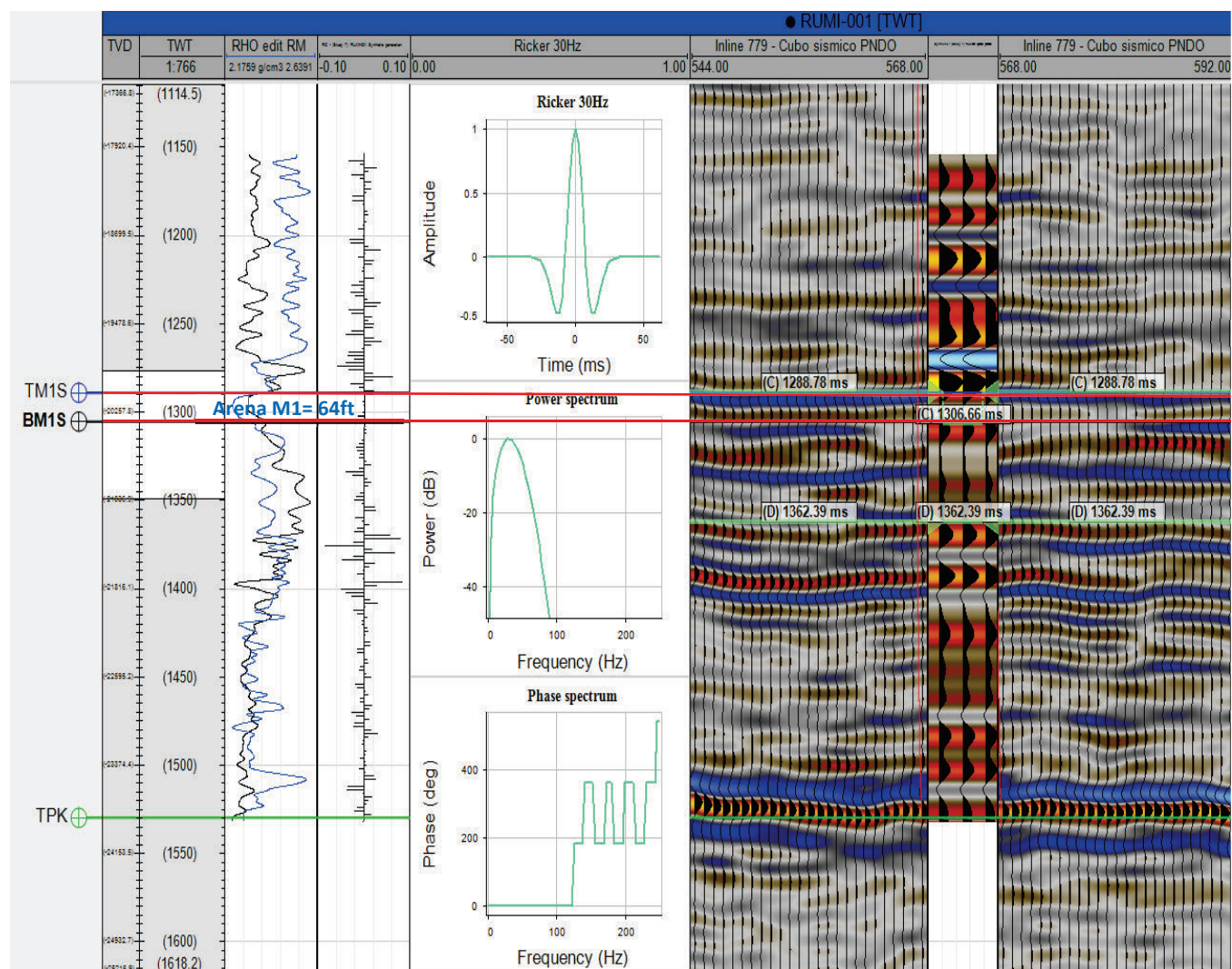


Figura 39 Sismograma sintético del pozo RUMI-001

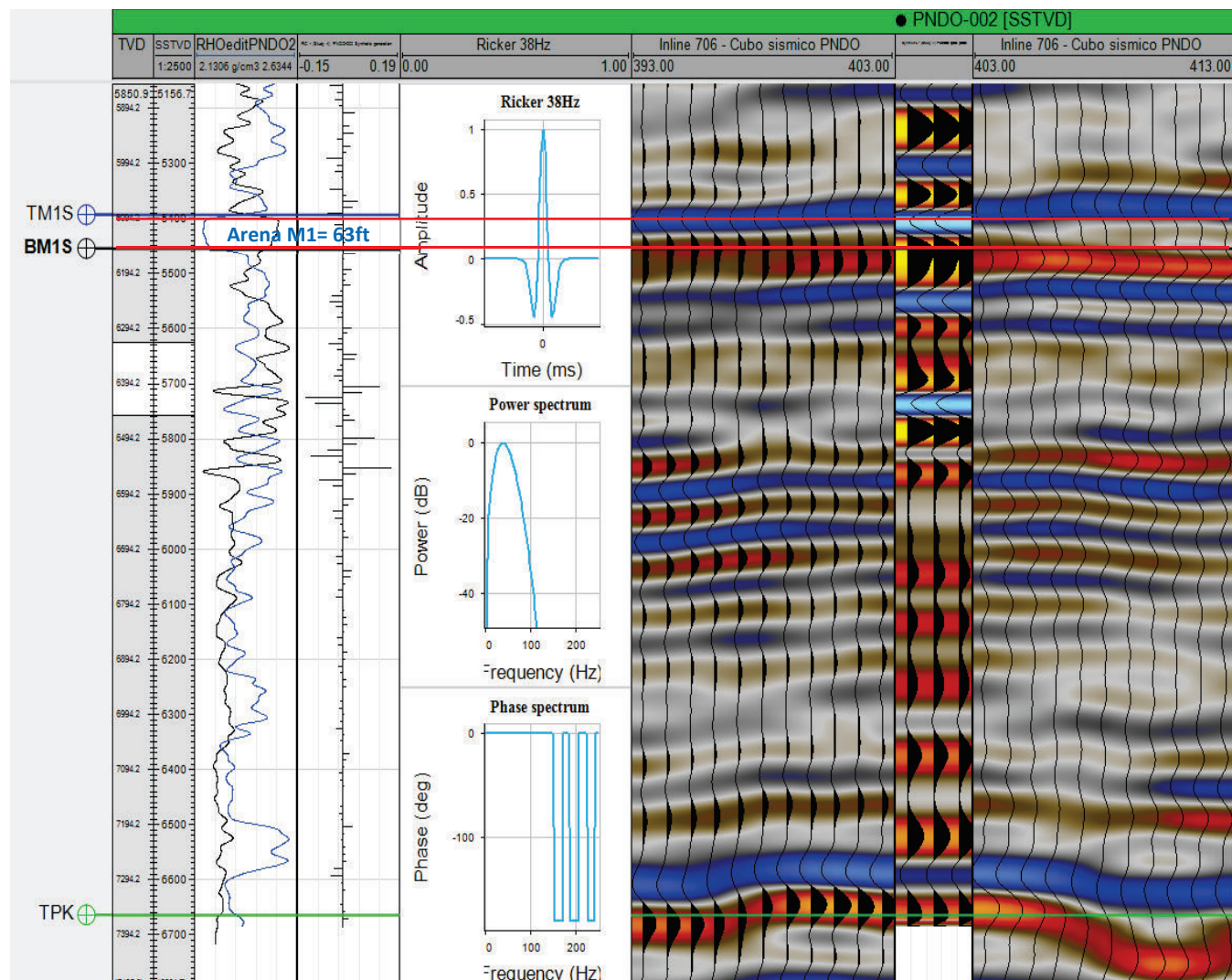


Figura 40 Sismograma sintético del pozo PND0-002

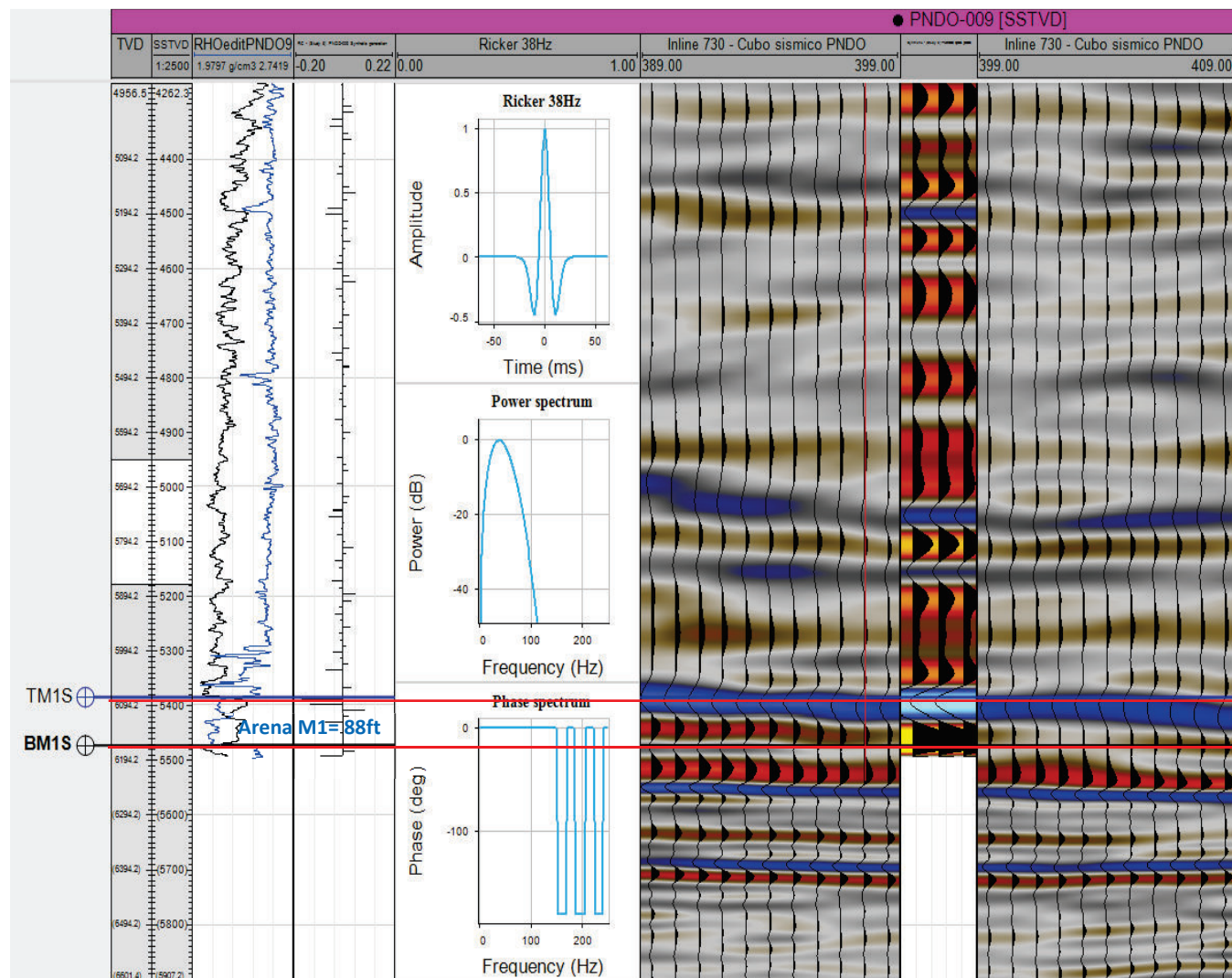


Figura 41 Sismograma sintético del pozo PND0-009

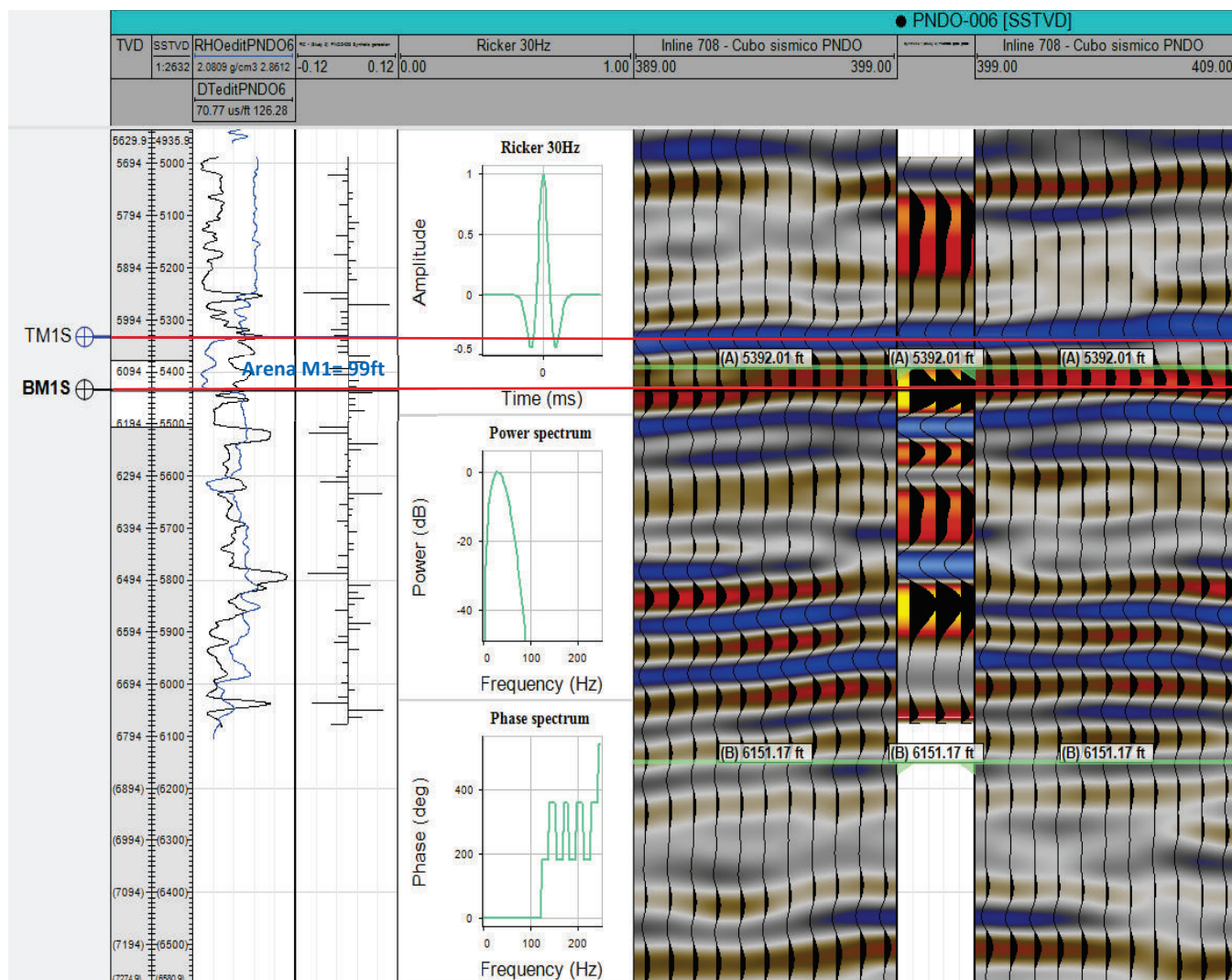


Figura 42 Sismograma sintético del pozo PNDO-006

4.4.5.4. Desarrollo de la Resolución Vertical

La resolución sísmica vertical calculada a partir de la ecuación, en donde:

$$R_v = \frac{V_{int}}{N \times F_d} \quad (1)$$

V_{int} : Velocidad Intervalica de la capa M1

F_d : Frecuencia Dominante a la profundidad de la capa M1

N : Factor que va de 2 a 4 según la calidad del dato sísmico.

La Velocidad Interválica se obtiene del sónico (Panel izquierdo de la Fig. 43). La línea roja vertical indica el tiempo de tránsito promedio para la capa M1.

V_{int} : 9423 (ft/s)

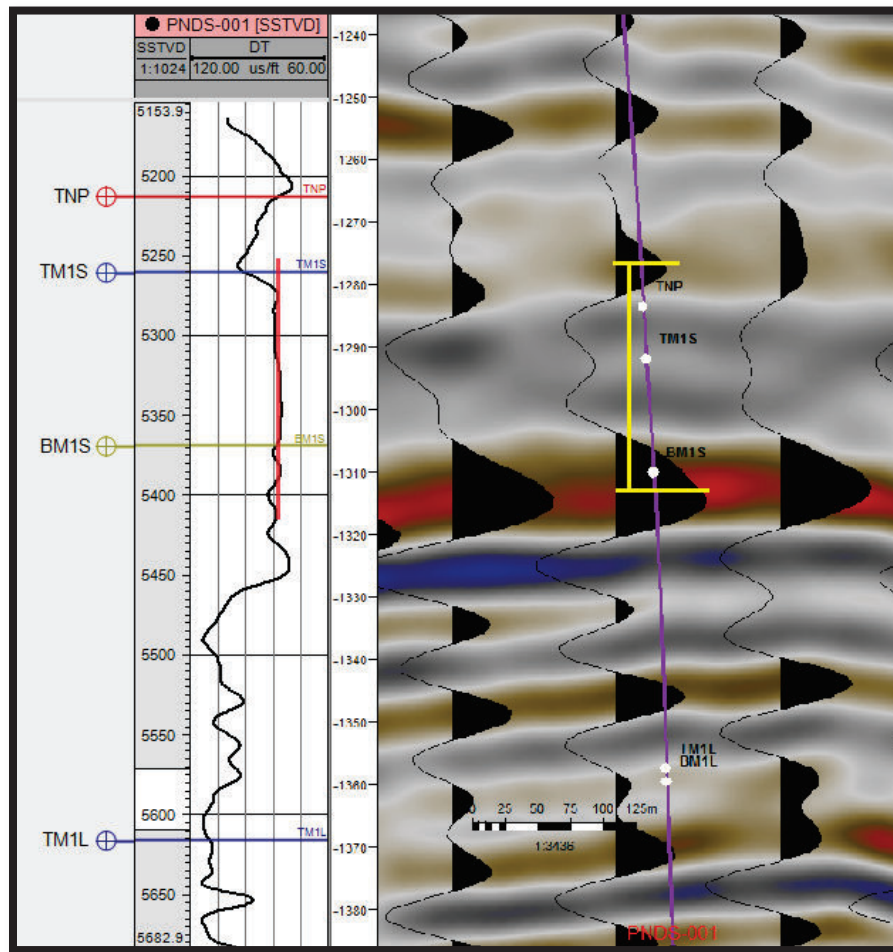


Figura 43 Cálculo de Frecuencia Dominante

Para obtener la frecuencia dominante, se mide el Periodo (T) de la sísmica en la zona de interés (Panel derecho de la Fig. 43).

$$T: 33ms \rightarrow \text{Fd: } \frac{1}{T} \Rightarrow \frac{1}{33} \times 1000 = 30.3 \text{ Hz}$$

Tomando una Velocidad Intervállica de 9400 ft/s y una Frecuencia Dominante de 30Hz, tenemos los siguientes resultados según el factor N considerado:

$$N= 4 \text{ (Buena Relación S/R)} \rightarrow Rv: \frac{9400}{4 \times 30} = (78 \text{ ft}) \left. \vphantom{\frac{9400}{4 \times 30}} \right\} \text{ **Rv} \sim \text{80 ft}**$$

Considerando que el volumen sísmico de Pindoyacu tiene una buena relación S/R; la resolución vertical está en el orden de los 80 ft.

Definiendo entonces de la siguiente manera:

Si el espesor de M1 (o cualquier otra capa) es mayor a 80ft (Pindoyacu Sur 1, Pindoyacu-6), la sísmica debe ser capaz de mostrar techo y base de la Arena M1. Claro, suponiendo que hay contraste de impedancia acústica con las capas supra y sub- yacentes, lo cual no es completamente cierto.

El TopeM1 en el pozo Pindoyacu-2 y la BaseM1 en el pozo Pindoyacu-6 (Figuras 40 y 42 respectivamente) constituyen las únicas excepciones y, por ende, los únicos puntos en que el tope y la base de M1 se manifiesta claramente en el **SS** con un valle y un pico respectivamente.

4.5. MAPAS

4.5.1. MAPAS EN TIEMPO

Una vez cartografiados los horizontes sobre todo el volumen sísmico, el Software Petrel® con esta información es capaz de generar los mapas estructurales en tiempo (Fig.44, 45, 46).

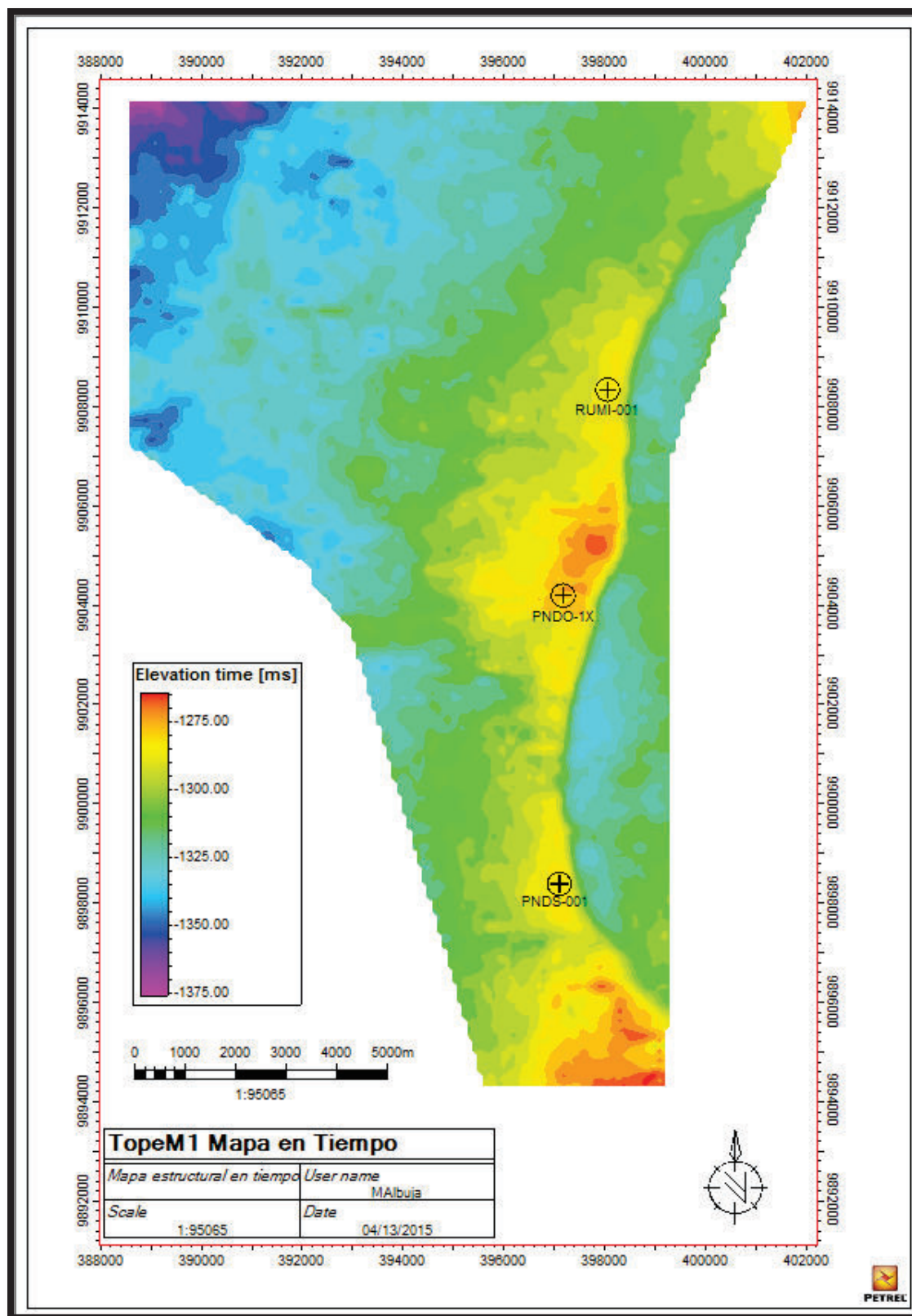


Figura 44 Mapa en tiempo Tope de la secuencia M1

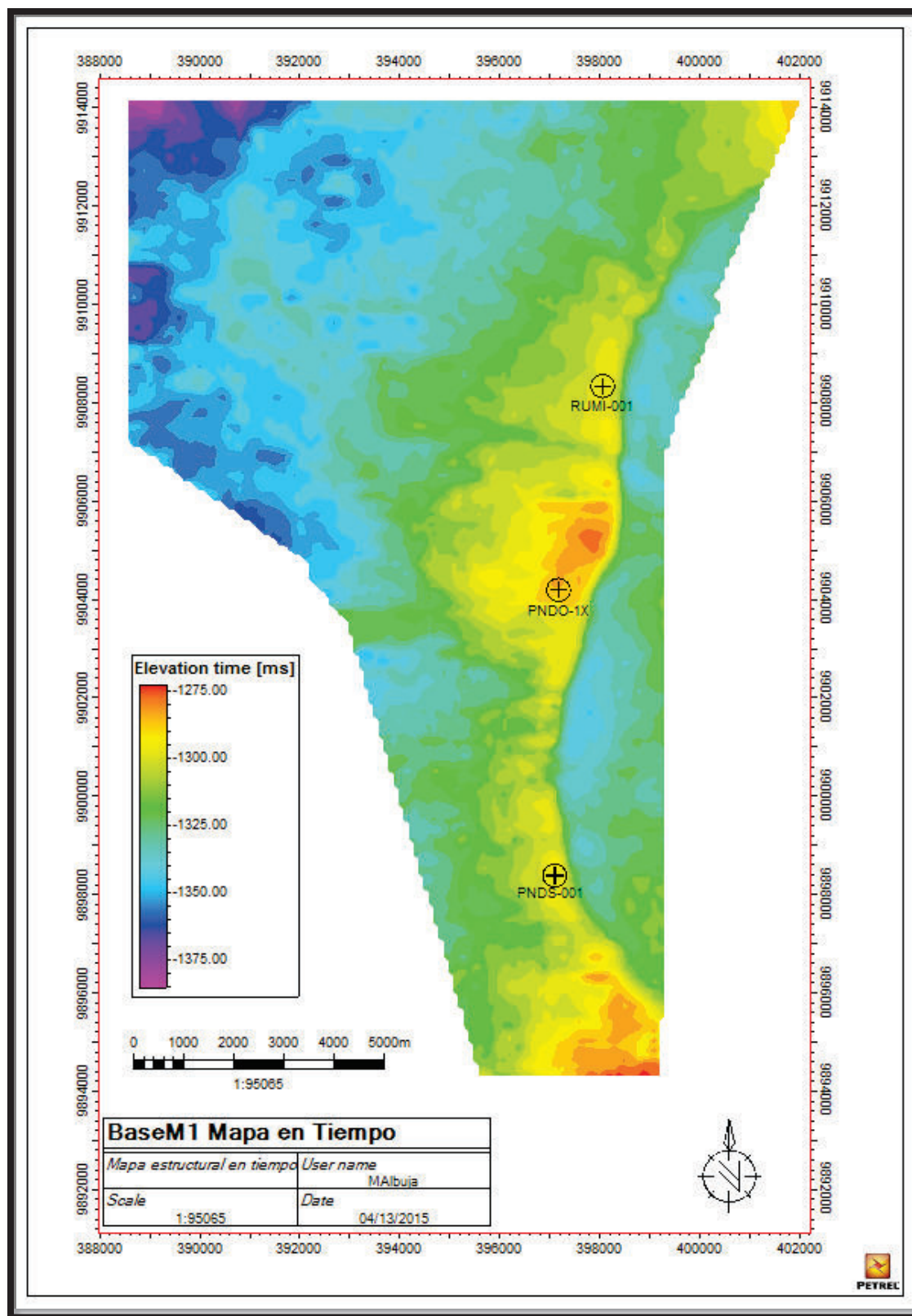


Figura 45 Mapa en tiempo Base de la secuencia M1

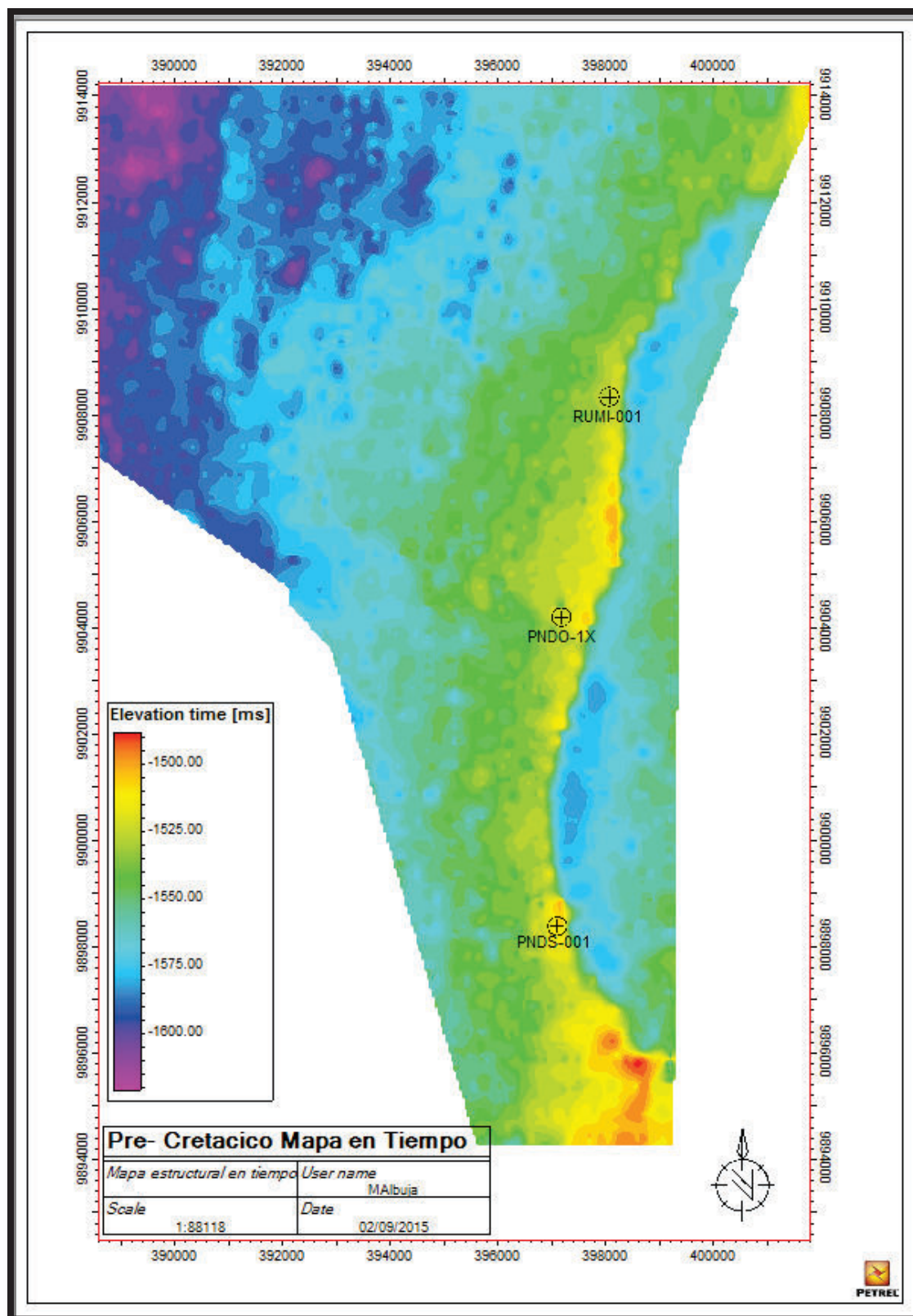


Figura 46 Mapa en tiempo Pre- Cretácico

4.5.2. MAPAS DE VELOCIDAD

Una vez elaborados los mapas en tiempo de todos los horizontes de interés, el Software procedió a calcular los mapas de velocidad (Fig. 47, 48). Sin embargo y dado los conceptos de:

$$d = v \times t \quad (2)$$

$$v = \frac{d}{t} \quad (3)$$

Donde:

d= Distancia (profundidad)

v= Velocidad

t= Tiempo

Pero como en este caso se tiene un *two way time* para obtener el t (tiempo), es imperativo que el **TWT** sea dividido para dos ($t = \frac{TWT}{2}$).

$$v = \frac{d}{\frac{TWT}{2}} \quad (4)$$

La distancia de la ecuación (4) será la profundidad z establecida para los topes para cada uno de los pozos.

Una vez hecho este cálculo matemático de la velocidad se procede a realizar los mapas, utilizando las herramientas de Petrel®.

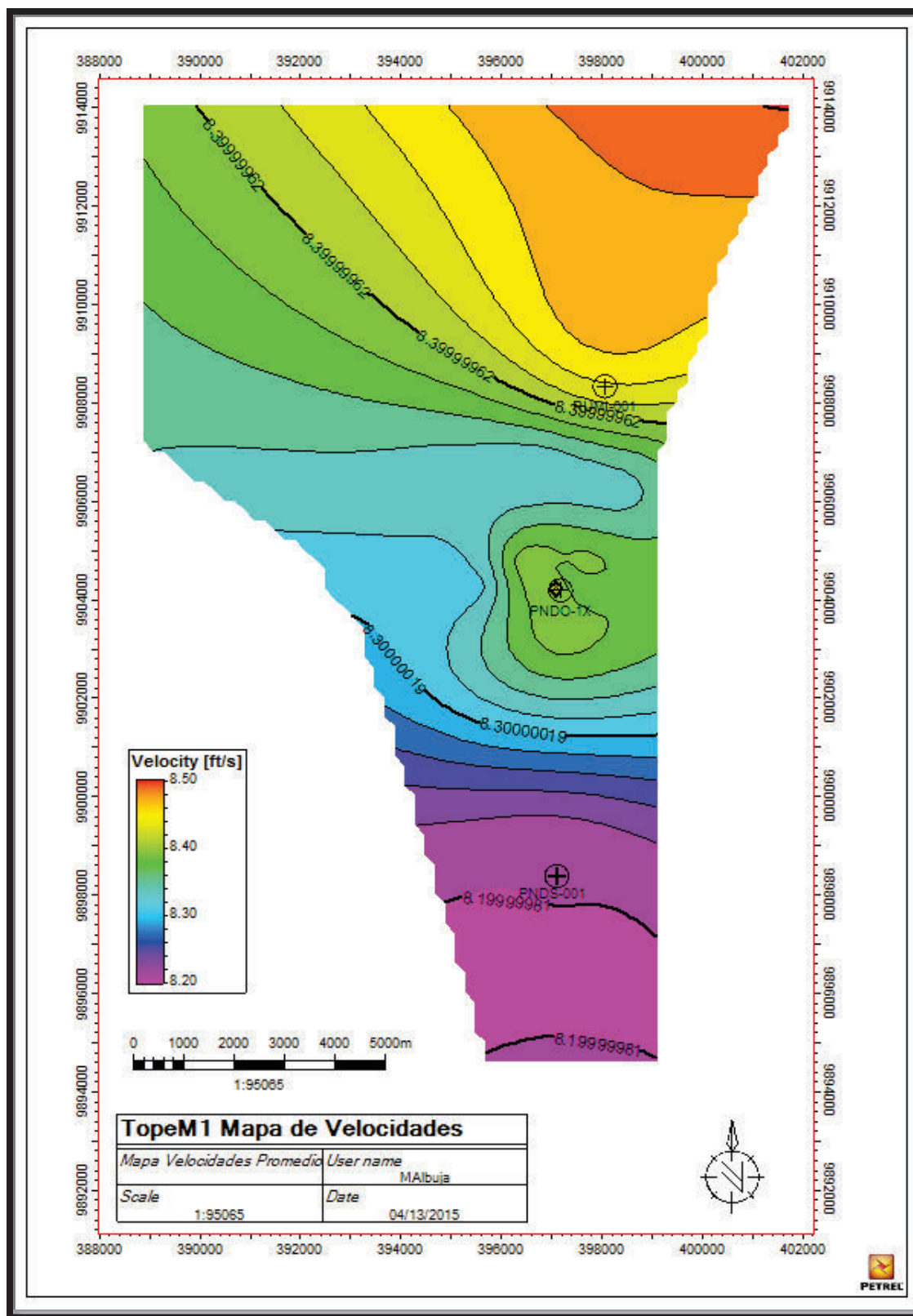


Figura 47 Mapa de velocidad Tope de la secuencia M1

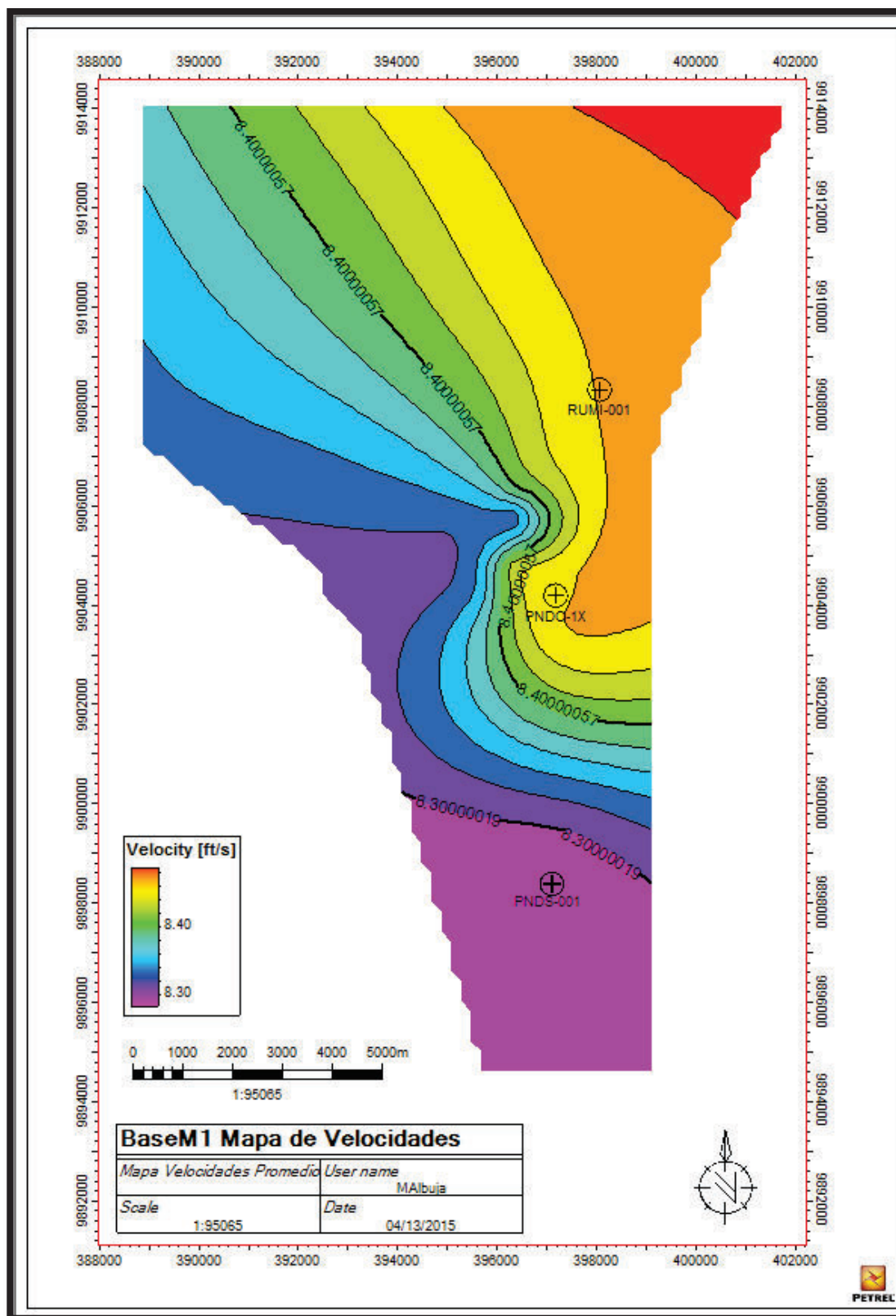


Figura 48 Mapa de velocidad Base de la secuencia M1

4.5.3. MAPAS EN PROFUNDIDAD

Realizados los mapas en tiempo y velocidad de los horizontes de interés, se procede al cálculo de los mapas en profundidad (Fig. 49, 50), con base en la ecuación matemática (2) y utilizando las herramientas de Petrel®.

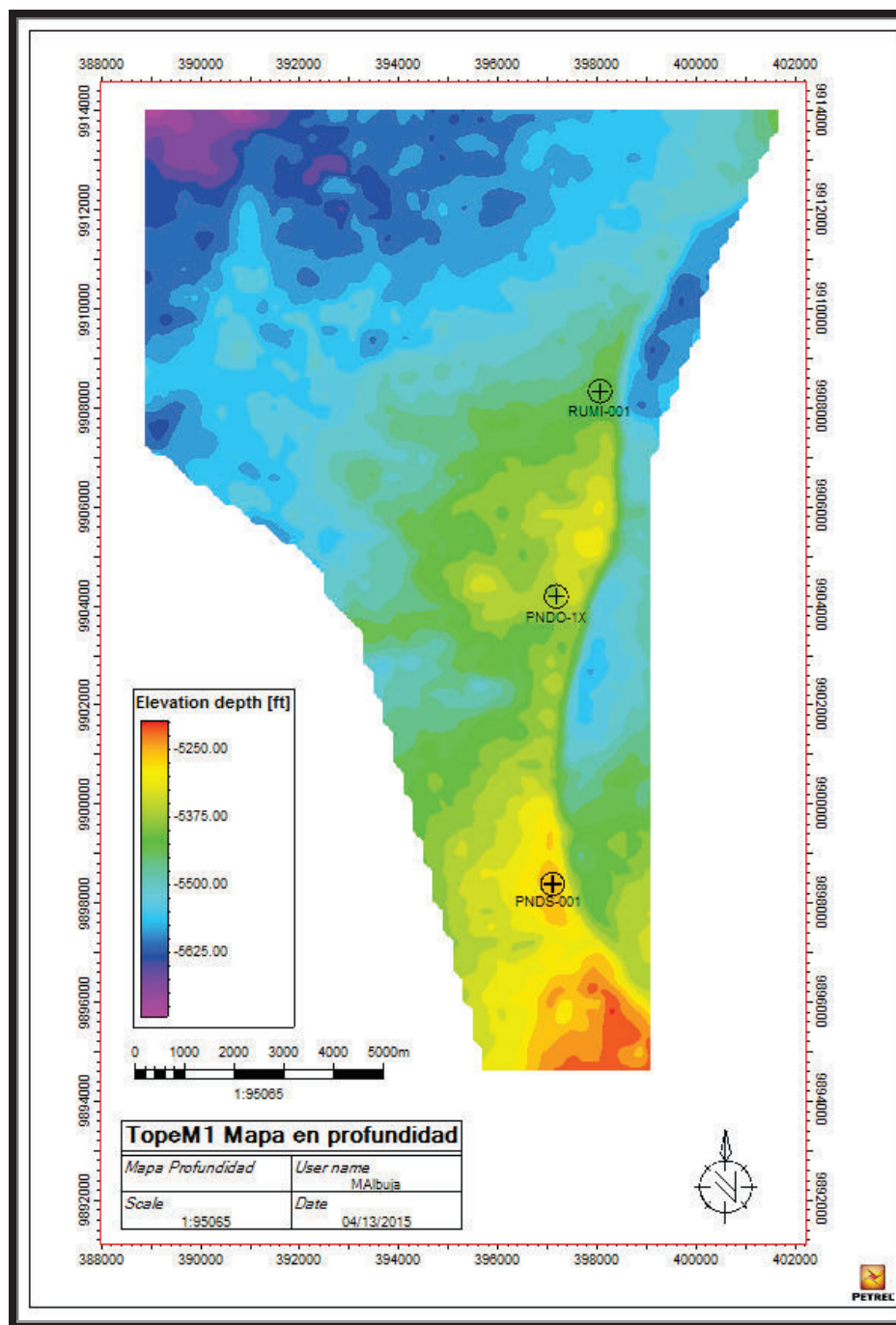


Figura 49 Mapa de profundidad Topo de la secuencia M1

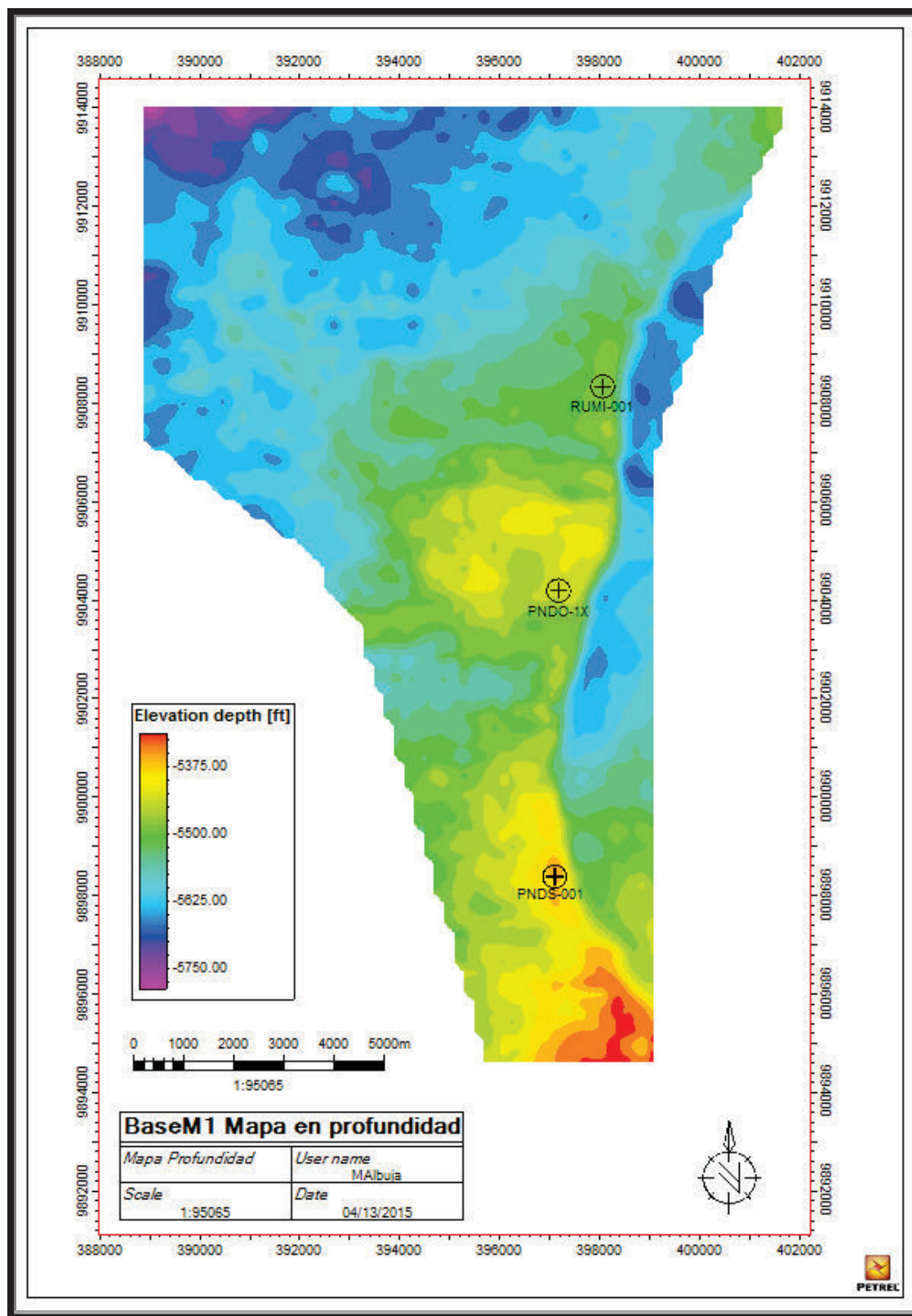


Figura 50 Mapa de profundidad Base de la secuencia M1

4.5.4. ATRIBUTOS SÍSMICOS (AS)

Se define como AS cualquier información que pueda ser extraída de un levantamiento sísmico. Algunos autores consideran a los atributos sísmicos como cualquier información de carácter geométrico, cinemático, dinámico o estadístico derivado o extraído de datos sísmicos. (Chopra y Marfurt, 2007).

A partir del volumen sísmico de amplitudes recortado en la zona de interés, M1, se generó varios **AS** (Fig. 51) con la finalidad de observar alguna clase de anomalía, según sea el caso. Aplicando así los siguiente **AS**:

1. *Structual Smooth*
2. *Relative Acoustic Impedance*
3. *Amplitude Contrast*
4. *D2 (Segunda Derivada)*
5. *RMS Amplitude*
6. *GLCM*
7. *Varianze*
8. *Chaos*
9. *Phase Shift*
10. *Envelope*

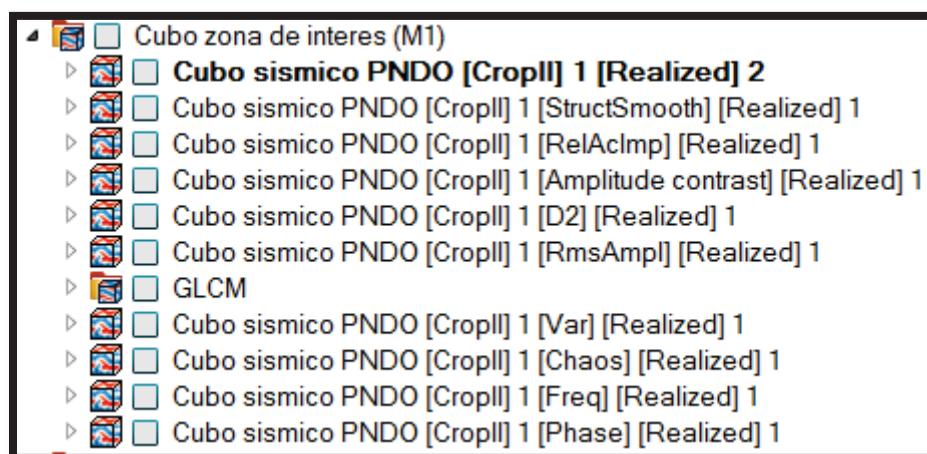


Figura 51 Listado de Volúmenes sísmicos

Tras haber aplicado todos los **AS** antes mencionados, se obtuvo resultados en los siguientes Atributos:

1. Contraste de Amplitud “*Amplitude contrast*”

Este **AS** extrae y resalta las estructuras en la sísmica basándose en la aplicación del filtro “Sobel”, implicando así una visualización de la derivada en 3 dimensiones (Fig. 52), (Petrel, Seismic Visualization and Interpretation, 2010).

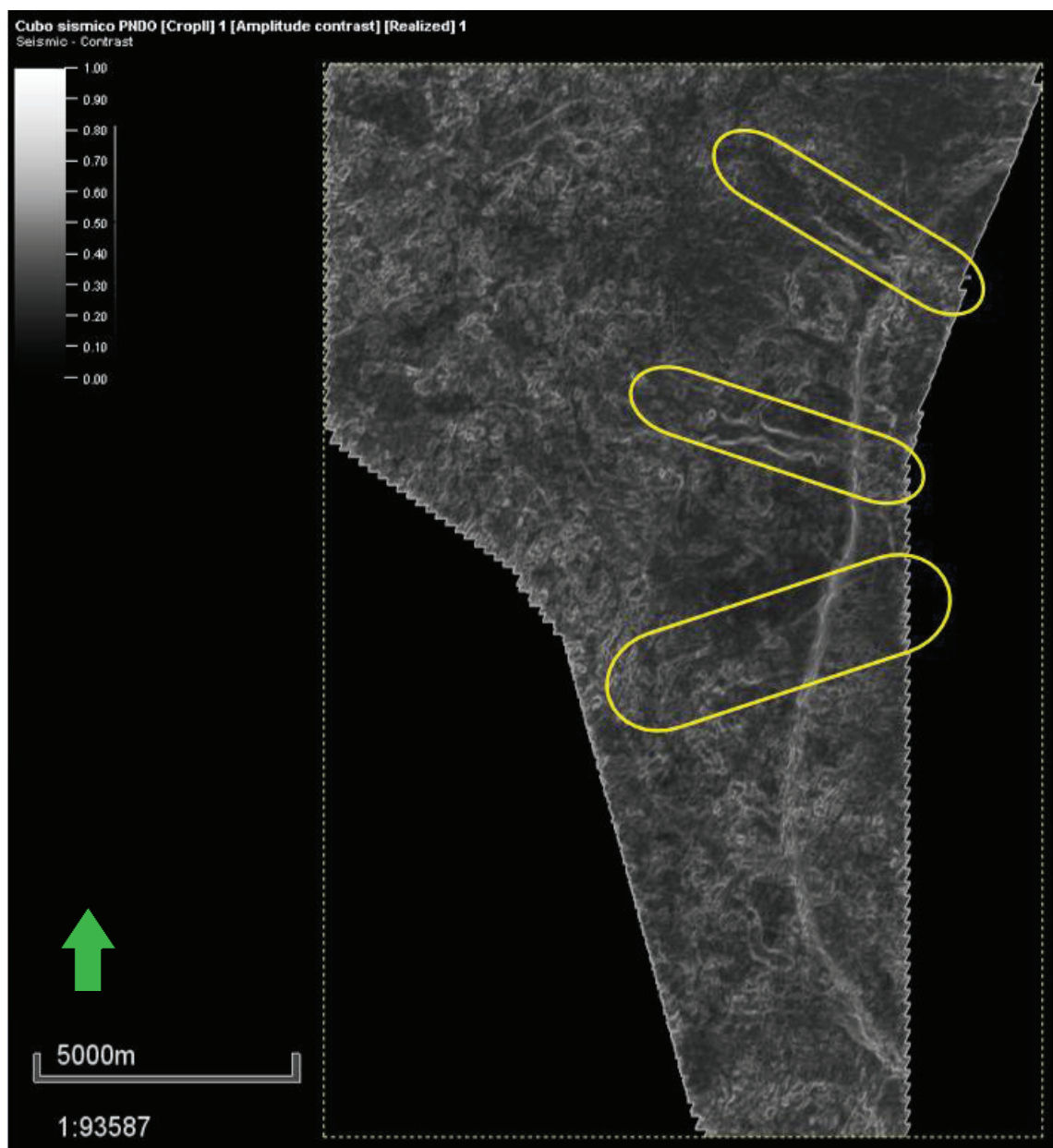


Figura 52 Volumen sísmico con atributo “*Amplitude contrast*” $Z=-1320$, equivalente en tiempo a la base de la secuencia M1.

2. Varianza “*Varianze*”

En ocasiones es útil para detectar límites (Fig. 53), e.d. discontinuidades en la amplitud. Permite discriminar entre la continuidad alta y baja de las reflexiones sísmicas.

El Software Petrel® aplica la varianza como un atributo estratigráfico que indica características deposicionales, incluyendo arrecifes, canales, etc.

La varianza mide la variación lateral de las capas; datos que son continuos en el espacio son muy coherentes mientras que cambios abruptos en la reflexión de las capas por ejemplos en las fallas tienen baja coherencia (Bruce, 2011).

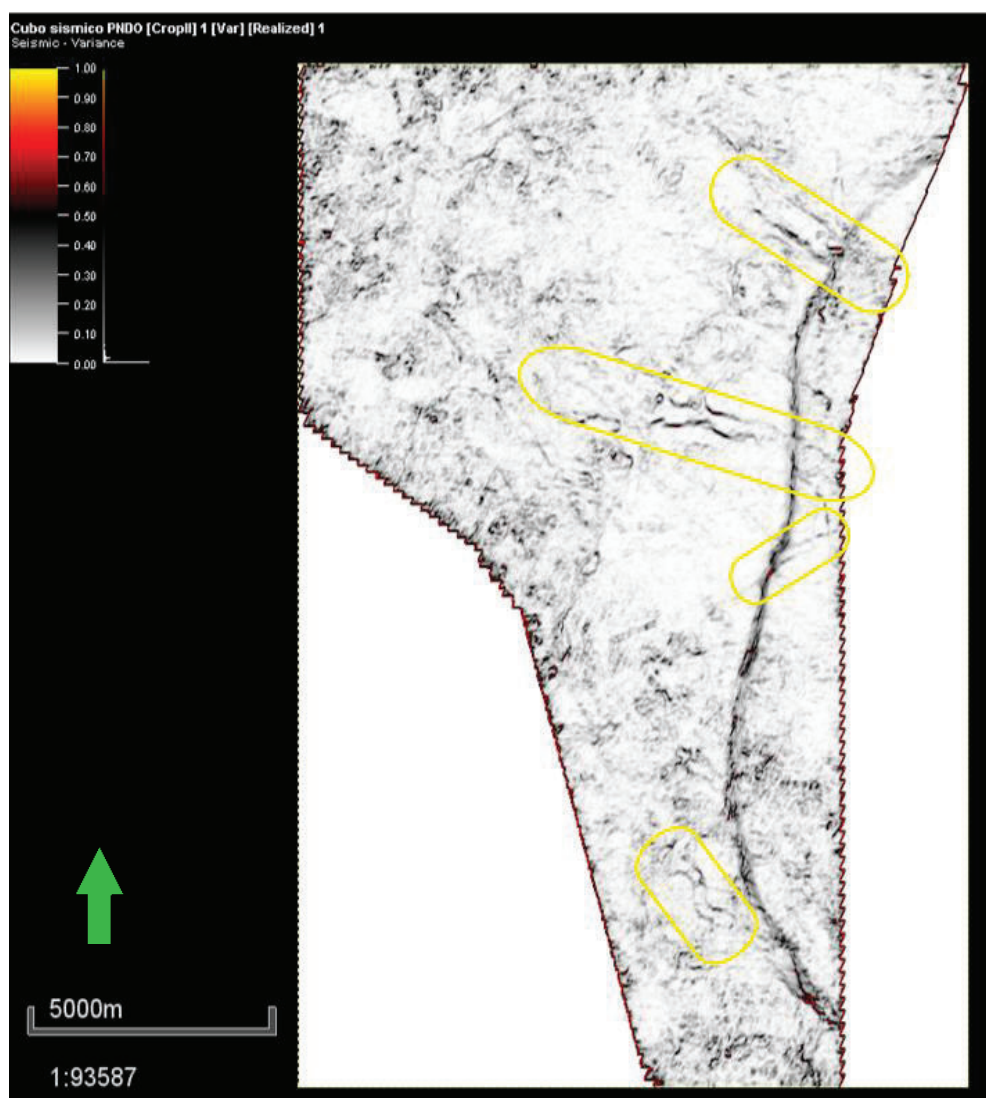


Figura 53 Volumen sísmico con atributo “Varianza” $Z = -1322$, equivalente en tiempo a la base de la secuencia M1.

3. Caos “Chaos”

Este **AS** puede ser usado para iluminar fallas y discontinuidades y para una clasificación sísmica de texturas caóticas (Fig.54). Caos puede ser relacionado a características geológicas locales que se ven afectadas por caminos de migración de gas, intrusiones de cuerpos salinos, texturas de arrecife, relleno de canales, etc. (Petrel, Seismic Visualization and Interpretation, 2010)

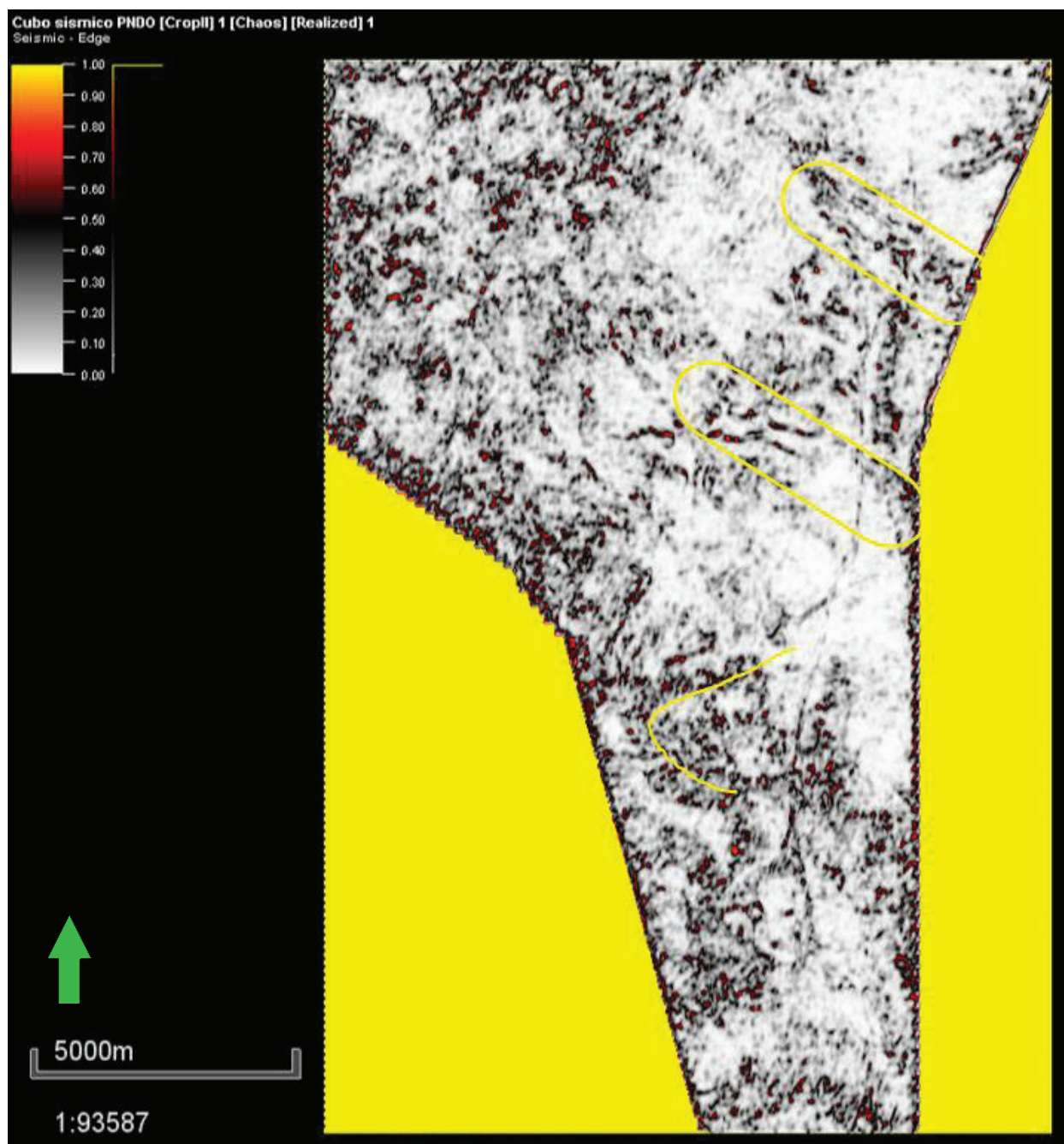


Figura 54 Volumen sísmico con atributo “Chaos” Z= -1324

De las Figuras 52, 53, 54 los diferentes atributos ponen en manifiesto claramente, la presencia de un los límites de lóbulos deltaicos, el cual será posteriormente utilizado para la extracción del geocuerpo, aplicando este mismo en una siguiente fase para el Modelado de Objetos.

4.6. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

a) *DEFINE MODEL*

Consiste en la definición de la lista del modelo (Fig. 55). Al crear un nuevo modelo, el *software* genera una carpeta con propiedades especiales para contener información relacionada al mismo en el *Models Tab*. Posteriormente este será el directorio de todas las estructuras que componen el modelo conformado.

En este proceso se define el dominio del modelo (TWT o Depth) dependiendo de los datos disponibles. En este caso se definió el modelo en el dominio de profundidad (Depth) en equivalencia a los datos de entrada.

Además, en este punto se define el espacio virtual del modelo en función de los límites del área de estudio. Para ellos se generó a partir de los polígonos originales un límite de área en formato *Boundary* denominado “Límite Pindoyacu”. (Fig. 56)

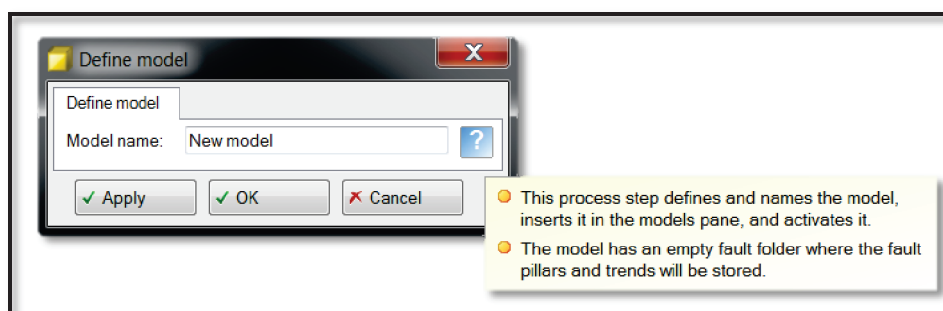


Figura 55 “Define Model”

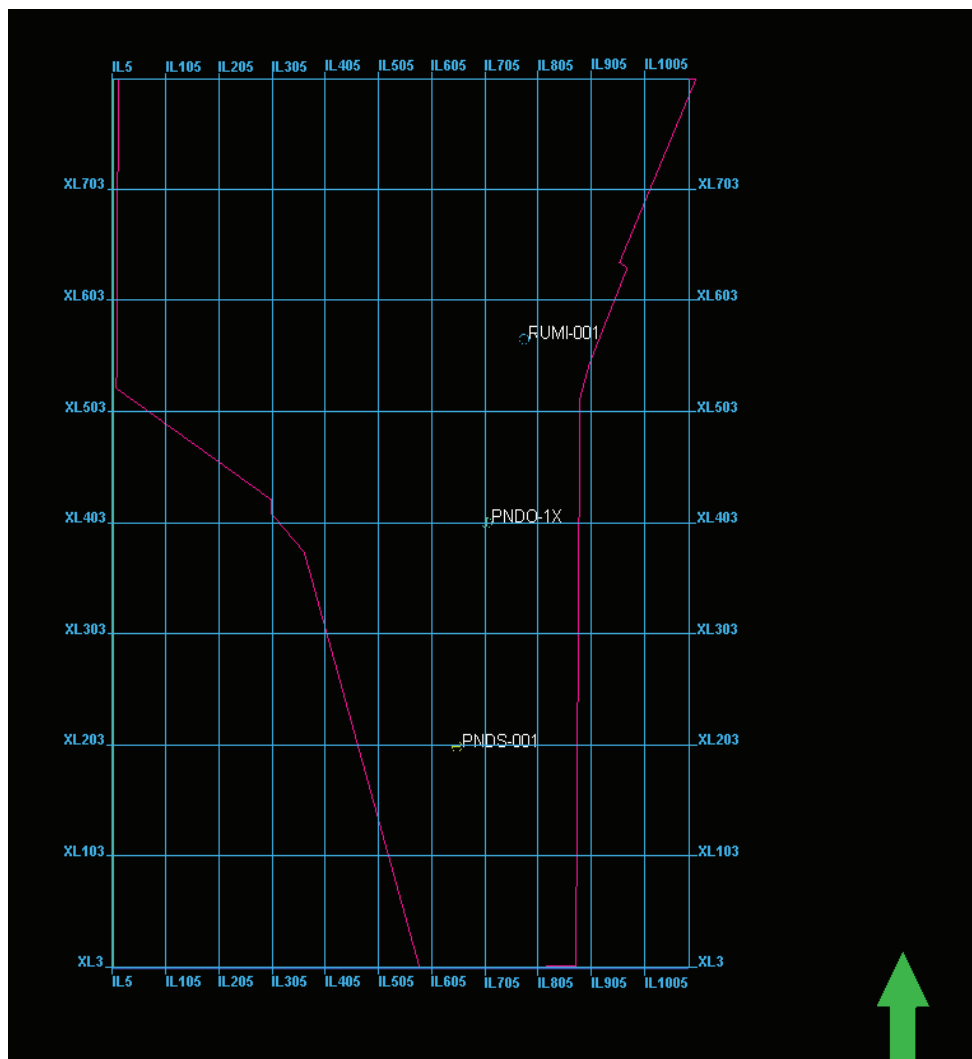


Figura 56 Límite del área de estudio (línea morada) y pozos.

b) FAULT MODELING

El proceso de modelado de fallas, involucra la construcción de un conjunto de las mismas en el espacio del modelo. En este subproceso se busca transformar los polígonos definidos para la falla interpretada a fallas modeladas (Fig. 57) en la subcarpeta del modelo, incorporando la falla a la malla tridimensional, generándolas como fallas suavizadas (Fig. 58), es decir sin cambios abruptos para así evitar generar defectos en la posterior malla a ser generada (Fig.59).

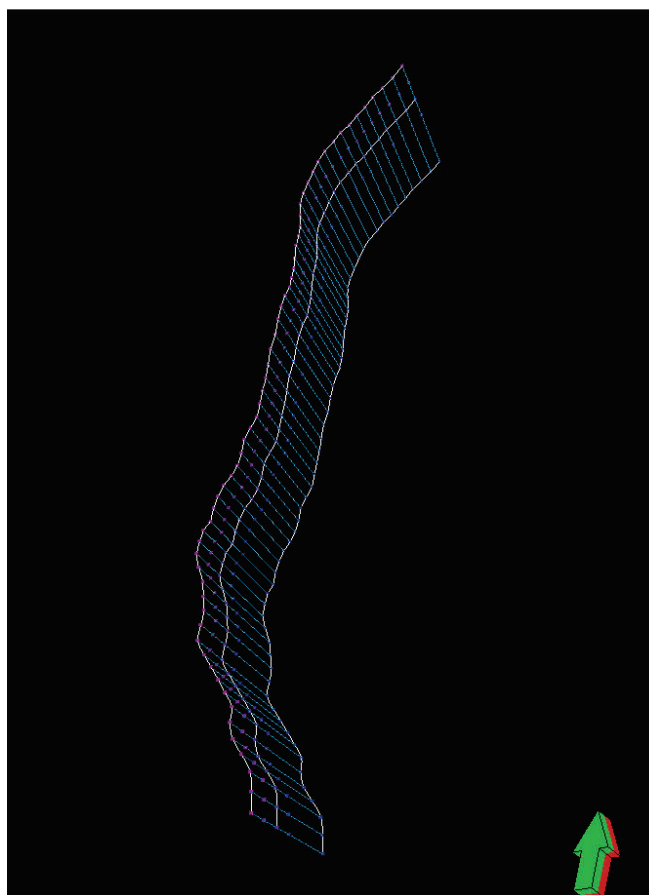


Figura 57 Pilares de la falla principal.

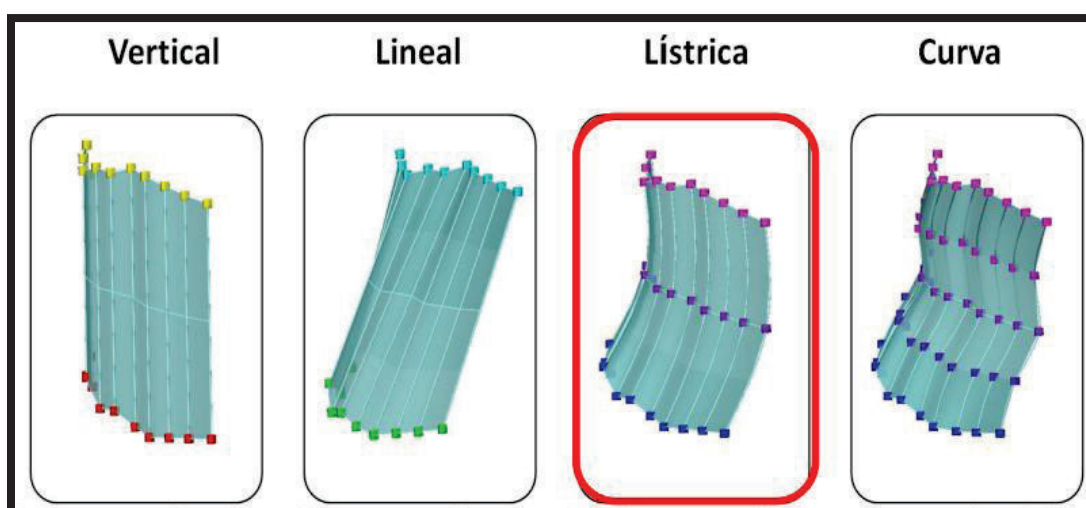


Figura 58 Tipos de Fallas Reconocidas por el Software PETREL®. En rojo se resalta el tipo de fallas usadas en esta investigación.

(Tomado de Delgado, 2011)

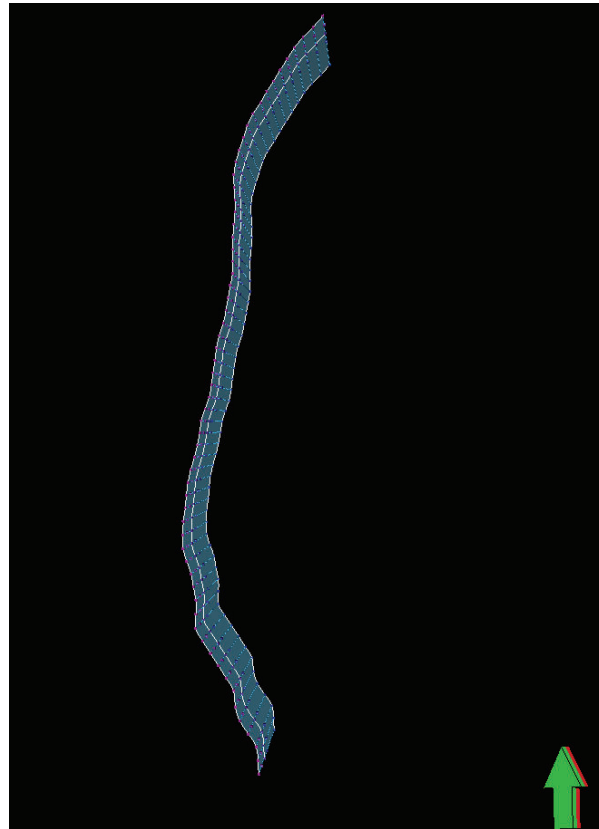


Figura 59 Falla Pre-modelada.

c) *PILLAR GRIDDING*

Según Delgado 2011:

En este subproceso se proveen las herramientas para generar la estructura de la malla tridimensional en el espacio virtual del modelo. Es necesario destacar que la estructura de la malla es flexible únicamente durante este proceso, en otras palabras, las 8 aristas de cada celda (nodos) pueden ser trasladadas para formar celdas con geometrías irregulares.

En consecuencia, una vez que este proceso culmina, la malla tridimensional no puede ser editada sin afectar irremediabilmente la totalidad de los cuerpos modelados en ella.

Por tal motivo, el control de calidad de la malla es de gran importancia. Este consiste en la visualización, ubicación y corrección de los posibles defectos de la malla y en el refinamiento de la misma

mediante la generación de tendencias (*trends*) y direcciones internas, que en este caso de estudio no se utilizará, ya que no hace falta.

Cabe destacar que en el espacio virtual solo son visibles tres esqueletos de la malla: que son la malla tope (azul), la malla del medio (verde) y la malla base (amarillo) (Fig. 60). El resto de las estructuras son proyecciones de estas, por lo que solo es necesario realizar el control de calidad a estas tres mallas (p. 78).

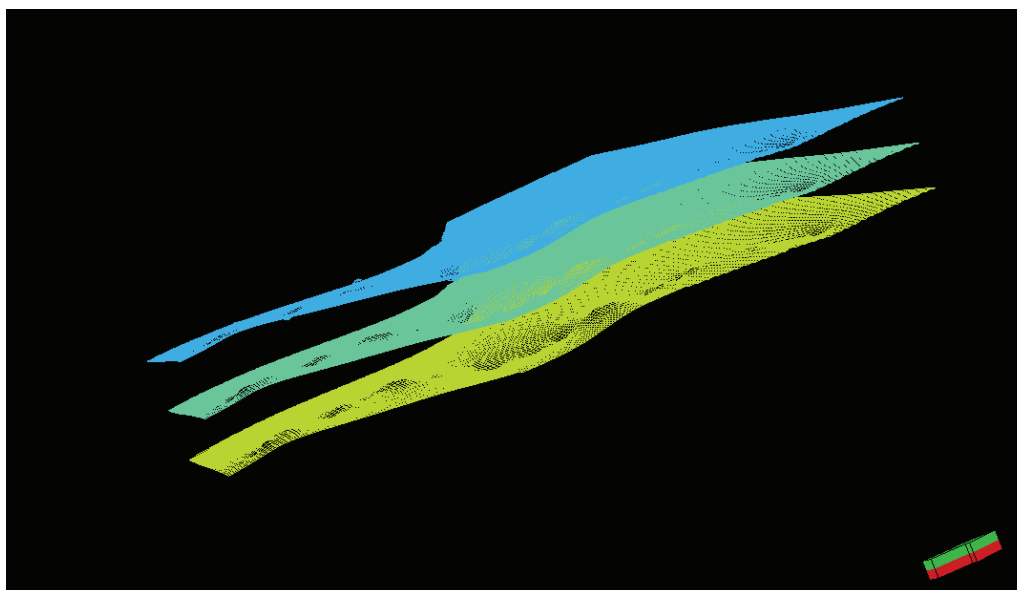


Figura 60 Esqueleto (Mallado) Superior- Medio- Inferior utilizado como marco para la realización del modelo general.

La construcción de la malla tridimensional requiere como datos de entrada la falla interpretada y previamente modelada en el espacio virtual § (Figura 59), el polígono que delimita el área de estudio (Pindoyacu límites) § (Figura 60) y de la selección de los siguientes parámetros:

- ✓ Tamaño de las celdas; 100 X 100m para los fines de este proyecto.
- ✓ Coordenadas de la malla; dadas por las coordenadas del polígono Pindoyacu Límites.
- ✓ Interpolación de la falla principal.

Inicialmente se creó un mallado de 100 X 100, para obtener así más detalle a la hora de modelar las distintas facies junto con sus diversas propiedades petrofísicas. Este

mallado da como resultado 136 celdas en dirección I y 200 celdas en dirección J. La orientación de esta sigue la obtenida del fallamiento principal. Cabe mencionar que como parte del modelo de simulación la intersección entre el mallado y las fallas se realizó tipo “zigzag” para evitar problemas de ortogonalidad en la malla final.

d) MAKE HORIZONS

Según el manual de Modelado Geométrico de PETREL, Property Modeling (2010), Un horizonte se define como una superficie en la malla tridimensional. Equivalentemente, desde una perspectiva geológica un horizonte es definido como una superficie que está definida por una característica geológica invariable dentro del horizonte, como por ejemplo un mismo tiempo geológico, una unidad lito estratigráfica, un reflector sísmico, igual litología, etc.

En este proyecto en particular los horizontes fueron definidos con la introducción de los mapas en profundidad establecidos para el horizonte M1 de interés y los topes estratigráficos previamente establecidos en los pozos a través de los diferentes registros eléctricos. (Fig. 61).

Una vez cargada esta información se realizó una revisión detallada cuidando que los horizontes no se crucen en ningún punto, para su posterior aprobación.

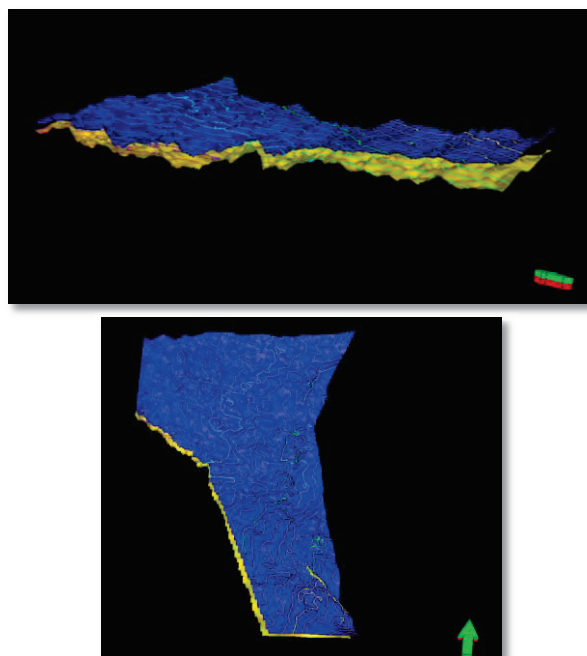


Figura 61 Horizontes del TM1S y BM1S en el espacio virtual.

e) *MAKE ZONES AND LAYERING*

1. *Make zones*: Según el manual de Petrel, una zona se define como el volumen entre dos horizontes. En el contexto del modelado geométrico, el modelado de zonas es muy similar al modelado de horizontes, siendo los datos de entrada los topes estratigráficos o mapas isócronos.

Al ser los horizontes objetivo TopeM1 y BaseM1, existe una sola zona en el proceso.

2. *Layering*: La generación de capas (Layering), por ser la división final dentro del modelo necesita ser definida para cada uno de los horizontes, en este caso una sola zona. El número de capas por zona es controlado por el espesor vertical de cada una de ellas, siendo este el valor de 30 capas, Pero debido a los requerimientos en el área de simulación, esta fue definida lo más “gruesa” posible pero sin perder definición de facies en el upscale. Al final, el total del número de celdas registradas dentro del yacimiento fue de **816000**. Y el número de valores definidos fue de **490140** (Tabla 3).

Tabla 3 Número total de celdas en la malla 3D.

Horizonte	Numero de celdas
TM1-BM1	136 → I
	200 → J
	30 → Capas de la malla
	TOTAL= 816000

Finalmente después de este paso, se generó el modelo geométrico que dará soporte al modela de facies, de porosidad y al de saturación de agua, según se describe a continuación.

4.6.1. MODELADO DE FACIES

Se generó una tabla de parámetros que utiliza valores discretos, conocidos en Petrel® como números enteros asociados a una propiedad específica. Esta tabla generada se denominó “Facies_M1”. Definida por los códigos señalados en la (Fig. 62).

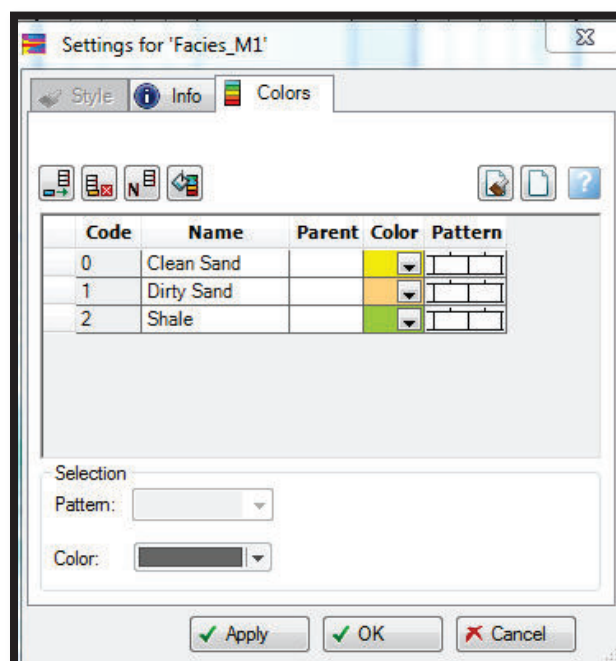


Figura 62 Tabla de parámetros usada en la interpretación de registros y posteriormente en la simulación del modelo de facies.

A partir de esta definición la construcción del modelo de facies se realizó de la siguiente manera:

1. Interpretación de facies a partir de los registros eléctricos y evaluaciones petrofísicas GR, Neutrón, Sónico, Resistivo y Densidad.
2. Escalamiento (*scale up well logs*) de datos del pozo de referencia en el modelo.
3. Análisis de los datos en función al modelo sedimentológico establecido, seleccionado de acuerdo a la cantidad de información disponible, en el caso de los modelos con tres y nueve pozos se estableció que el modelo

sedimentológico es la presencia de un delta, construyendo así para los modelos un modelo teórico que represente el mismo y posteriormente para los modelos con catorce pozos se ha establecido el modelo sedimentológico la evolución de lóbulos deltaicos, los cuales fueron detectados por los atributos sísmicos.

4. Análisis del variograma.

Una vez realizado esto, se obtiene un registro de facies, el cual es escalado en cada uno de los pozos para así obtener una representación por nivel de cada una de estas facies; el método utilizado para este fin es el “*most of*” o “el mas de” que va a colocar en cada celda el valor, que en mayor porcentaje, aparezca dentro de ese nivel. (Fig. 63); en consecuencia las celdas cuyas capas sean menores a la resolución de la celda referente no serán tomadas en consideración.

Un aspecto fundamental en este proceso, es el escalamiento adecuado, el cual será tratado en detalle debido a la importancia que tiene este para la correcta elaboración del modelo.

El escalamiento ha sido definido como el proceso de asignación de valores a las celdas de la malla tridimensional que son atravesadas por los pozos (PETREL, Property Modeling (2010). Como la celda es la unidad elemental de la malla solo puede contener un único valor, por tal motivo éste debe ser un promedio del registro de pozos en la ubicación de la celda (Fig. 63).

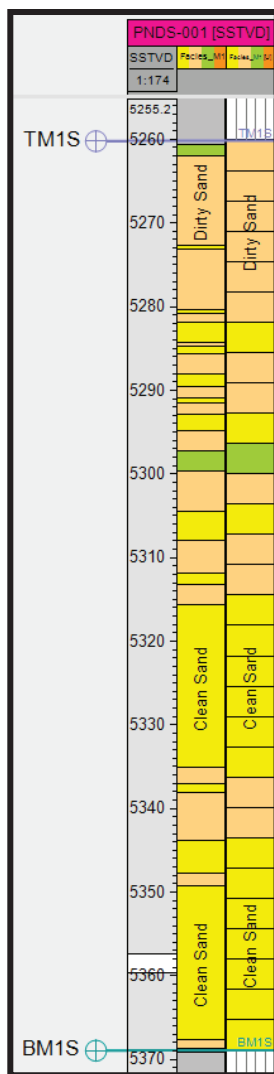


Figura 63 Comparación entre el registro de facies y facies escalada

Es necesario evaluar la relación entre los valores de la columna correspondiente a las facies interpretadas en los registros de pozo y la columna correspondiente a las celdas escaladas (*Upscaled cells*).

Luego de escalar los registros, estos se convierten en una propiedad tridimensional que se genera en la posición del pozo en el espacio virtual del modelo (Fig. 64).

Es fundamental que el escalamiento se haya realizado respetando la distribución de frecuencia de los registros, de lo contrario se considera que el escalamiento no honra

los datos y es necesario un reajuste. Este caso se dió en este proyecto, ya que al momento de visualizar en una ventana 3D el escalamiento inicialmente realizado no se ajustaba correctamente entre los pozos y los topes establecidos; de esta manera hubo necesidad de crear un proyecto nuevo a fin de escalar de forma correcta. Estas circunstancias llevaron a deducir que el modelo se pudo haber corrompido debido a problemas del Software relacionados a un manejo repetitivo y la concurrencia de factores externos a este.

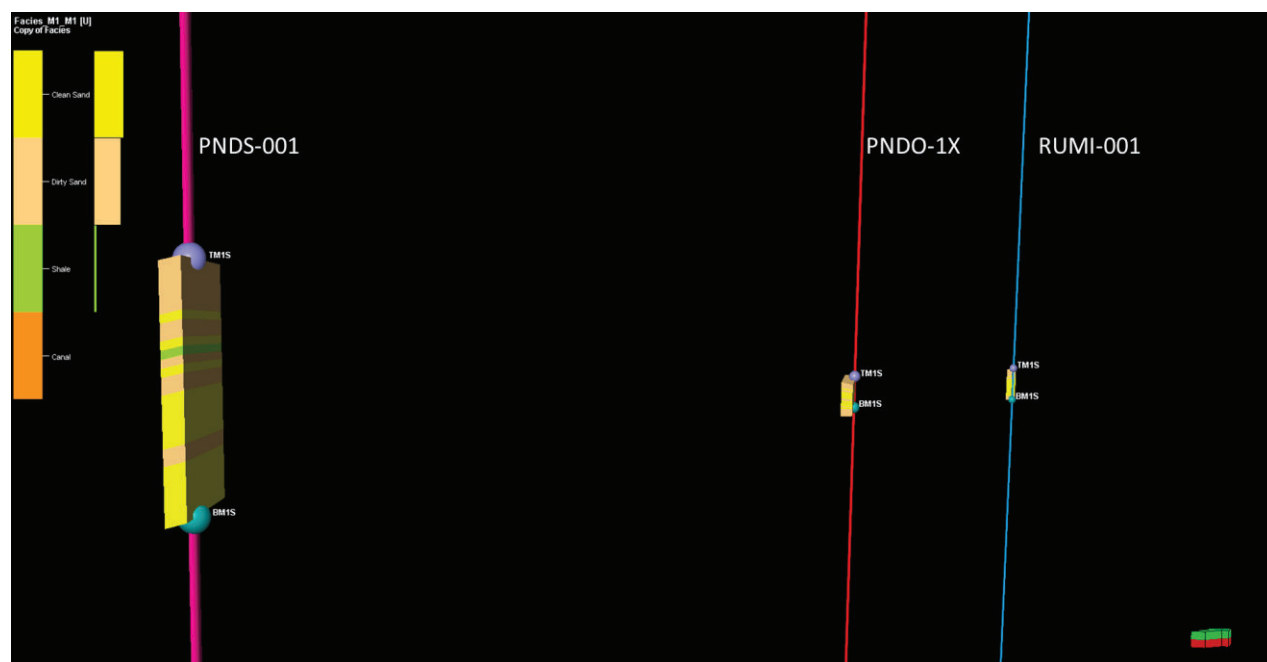


Figura 64 Propiedad de Facies escaladas.

Una vez realizado un correcto escalamiento se reconstruyó el histograma comparativo (Fig. 65), el cual evidencia la correlación entre las proporciones de las variables estudiadas (Fig. 66).

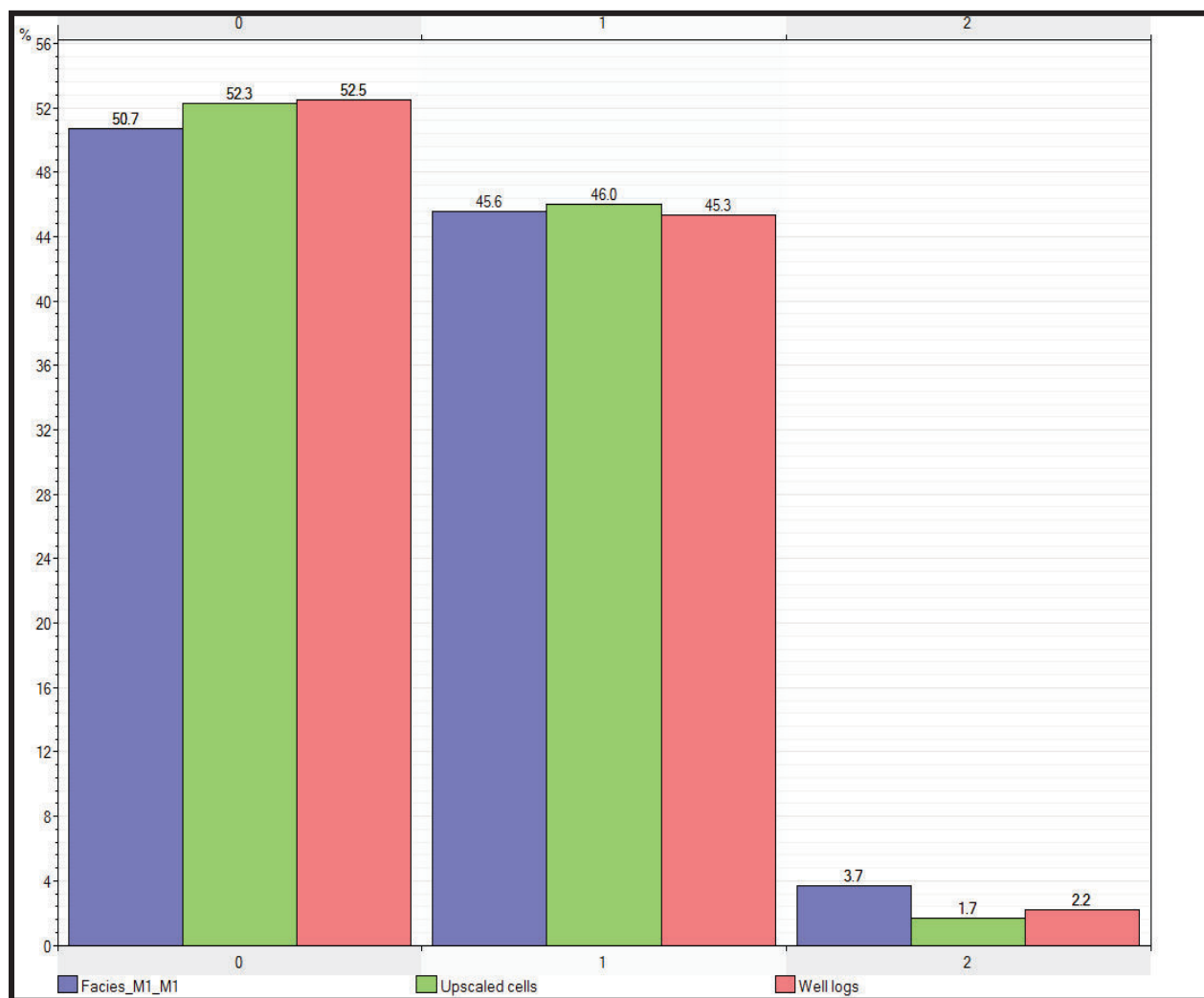


Figura 65 Histograma del registro de Facies escalado.

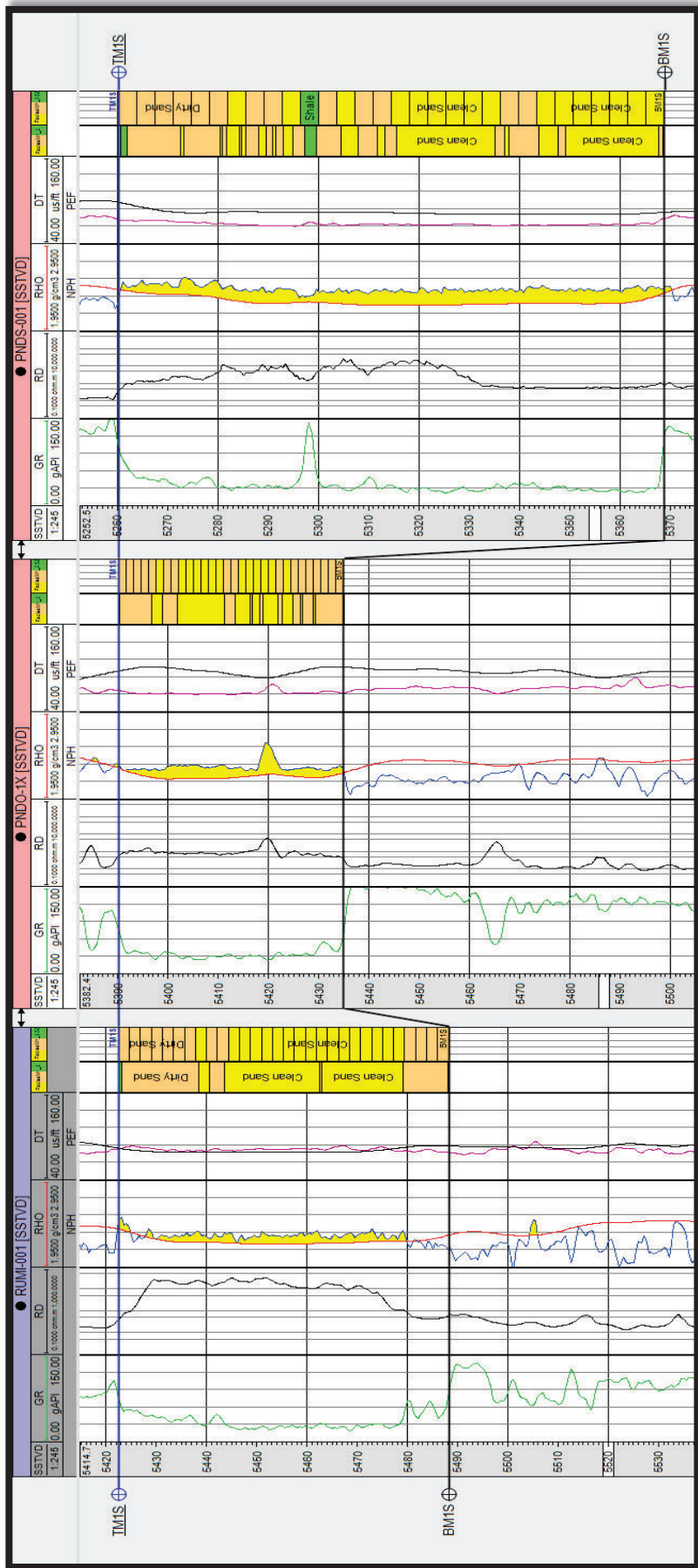


Figura 66 Sección estratigráfica mostrando el registro de facies original (izq.) vs el registro escalado (der.)

En un siguiente paso, antes de realizar el poblamiento de las facies, se efectuó un análisis de los datos con el fin de establecer posibles tendencias de las facies dentro del reservorio. El software Petrel®, posee dentro de sí el modelo llamado “data analysis” (análisis de datos), el cual va a permitir obtener mediante el análisis geoestadístico distribuciones espaciales coherentes a los datos de ingreso. Los datos van a estar ligados a las funciones provenientes de los variogramas obtenidos de las diversas facies en el yacimiento y ajustados por el usuario a varias tendencias teóricas de los cuerpos depositados de acuerdo al modelo sedimentológico seleccionado.

4.6.2. MODELADO DE LA POROSIDAD

El escalamiento de la porosidad se realizó con el método aritmético, el cual respeta la distribución de los datos del registro y además fue condicionado a las facies previamente generadas. De forma similar que con las facies, un análisis de los datos (*data analysis*) fue realizado para definir el variograma general para cada tipo de roca en el reservorio.

Para probar la porosidad, el algoritmo utilizado fue SGS (Simulación Secuencial Gaussiana), el cual es un método estocástico que da valor a la distribución de la porosidad y el variograma. Posteriormente esta propiedad fue condicionada a las facies. Esta condición permitirá que las facies de arenisca limpia tengan las mejores porosidades tanto como que las regiones de lutitas tenga los valores más bajos.

Para respetar los cuerpos definidos en el modelo de facies se suministró dicho modelo como variable secundaria junto con un coeficiente de correlación. El coeficiente de correlación determina el impacto o que tan fuerte la variable secundaria afectará a los resultados, siendo 1 y -1 correlaciones al 100%, mientras 0 significa que no existe correlación alguna (Tabla 4):

Tabla 4 Coeficiente de correlación para la Propiedad de Porosidad.

TIPO DE ROCA	CONSTANTE
Arenisca Limpia	0.8
Arenisca Sucia	0.8
Lutita	0.8

4.6.3. MODELADO DE LA SATURACION DE AGUA (S_w)

Es conocido que la saturación de fluido de una formación está asociada a la fracción de volumen poroso ocupada por el líquido.

En sí, la saturación de agua (S_w) ha sido definida como “la fracción (o porcentaje) del volumen de los poros de la roca del yacimiento que está llena de agua. Por lo general se supone, a menos que se sepa lo contrario, que el (V_o) volumen de los poros que no están llenos de agua, están llenos de hidrocarburos” (Schlumberger, 1989). La S_w de una formación puede variar de un 100% hasta un valor muy pequeño, sin importar que tan productiva sea la roca del yacimiento en petróleo o gas, siempre habrá una pequeña cantidad de agua capilar que el petróleo no puede desalojar; generalmente dicha saturación se conoce como saturación de agua irreducible (S_{wi}) o connata. Los poros deben saturarse de algún líquido, de este modo la suma de todas las saturaciones de una determinada roca de saturación debe ser igual a 100%. Generalmente la saturación de hidrocarburos es $S_h = 1 - S_w$ (Modificado de Schlumberger, 1989).

Para el presente modelo, la saturación de agua se escaló utilizando el método aritmético, el cual respeta la distribución del registro.

A fin de poblar esta propiedad se utilizó el algoritmo SGS (Sequential Gaussian Simulation) además de introducir como variable secundaria el modelo de facies. En cuanto a la aplicación del coeficiente de correlación (Tabla 5), se utilizaron valores constantes para cada tipo de roca de acuerdo a la representación que se busca obtener para el modelo.

Tabla 5 Coeficiente de correlación para la Propiedad de Saturación de agua.

TIPO DE ROCA	CONSTANTE
Arenisca Limpia	0.6
Arenisca Sucia	0.6
Lutita	0.6

4.6.4. MODELADO DEL CONTENIDO DE ARCILLA

El modelado del contenido de arcilla permitirá visualizar los lugares donde se encuentran las lutitas en la secuencia de estudio, tomando en consideración que las lutitas están integradas por partículas de arcilla y limos.

Como variable secundaria se suministró el modelo de porosidad, y como en los anteriores casos, el coeficiente de correlación fue definido como valores constantes de acuerdo a la correlación que se busca obtener con la variable secundaria (Tabla 6):

Tabla 6 Coeficiente de correlación para la Propiedad de contenido de arcilla

TIPO DE ROCA	CONSTANTE
Arenisca Limpia	0.9
Arenisca Sucia	0.9
Lutita	0.9

4.6.5. MODELADO DEL ESPESOR DE LAS ARENAS “NET TO GROSS”

En un yacimiento una fracción del **Volumen de Roca (VR)** tendrá propiedades de almacenamiento de fluidos y una fracción aún menor tendrá la capacidad de almacenar petróleo. Estas dos características se resumen en el **Net to Gross (NTG)**, el cuál depende de valores mínimos de corte en cuanto a arcillosidad y porosidad; ya que al aplicar tales cortes se evalúa la capacidad de almacenamiento de fluidos de la roca. (Romero, comunicación personal, 2014)

A fin de definir el **NTG** en el software, se procedió a realizar el poblamiento de esta propiedad dentro de la zona considerada utilizando los diferentes algoritmos considerados, para así tener una tendencia más acorde con los parámetros obtenidos dentro del escalamiento y los registros.

Como variable secundaria se suministró el modelo de facies, mientras que el coeficiente de correlación para cada tipo de roca, con valores constantes (Tabla 7) definidos de acuerdo a la correlación con la variable secundaria seleccionada:

Tabla 7 Coeficiente de correlación para la Propiedad Net to Gross

TIPO DE ROCA	CONSTANTE
Arenisca Limpia	0.9
Arenisca Sucia	0.9
Lutita	0.9

4.6.6. MODELO DE PERMEABILIDAD

Los datos usados en esta fase de estudio provinieron de los pozos que poseían el registro de Permeabilidad. A partir de esto se obtuvo la relación de permeabilidad - porosidad ajustada a cada una de las facies, escalada y luego poblada (Fig. 67).

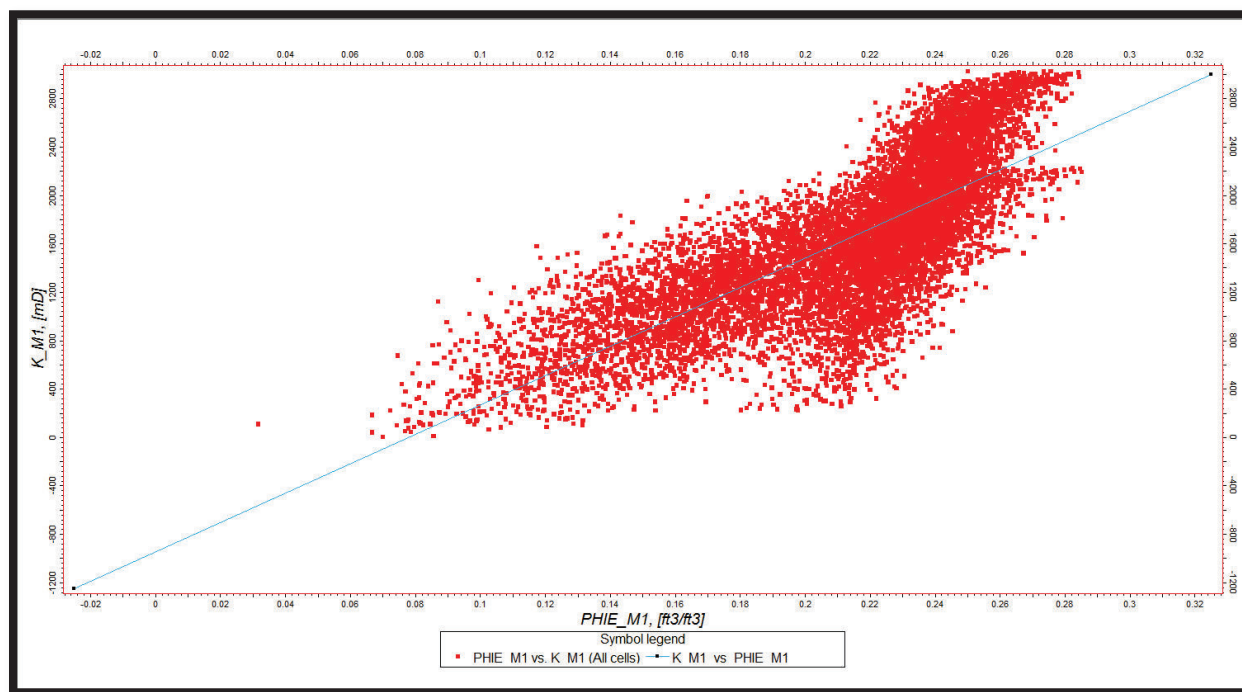


Figura 67 Relación Porosidad- Permeabilidad obtenida del modelo con tres pozos, vemos la relación directa.

Como variable secundaria se utilizó el modelo de porosidad; y como coeficiente de correlación se definieron los valores constantes para cada tipo de roca (Tabla 8) en función de la correlación requerida con la variable secundaria:

Tabla 8 Coeficiente de correlación para la Propiedad de Permeabilidad

TIPO DE ROCA	CONSTANTE
Arenisca Limpia	0.9
Arenisca Sucia	0.9
Lutita	0.9

4.6.7. CONTACTO AGUA- PETRÓLEO

El contacto agua- petróleo debe definirse para la posterior estimación del volumen de reservas en la secuencia de estudio, razón por la cual se la deberá definir:

Este contacto se ubica aproximadamente en -5480ft SSTVD como se puede observar en la (Fig. 68) en el registro de Saturación de Agua **Sw**, visto por el pozo RUMI_001.

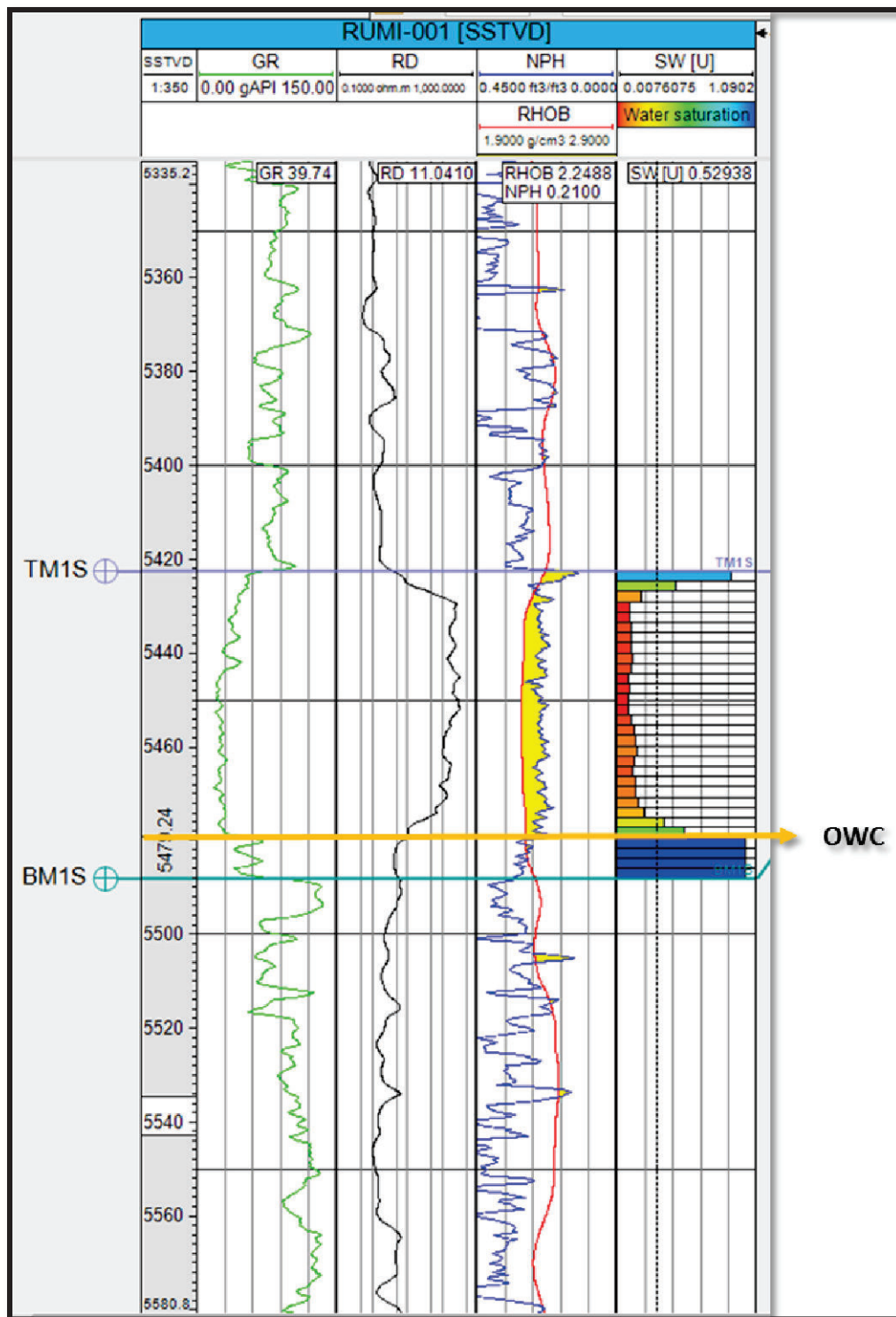


Figura 68 Pozo RUMI-001 con la ubicación del contacto Agua-Petróleo original mostrando el registro de resistividad en comparación con el obtenido por la evaluación petrofísica, OWC (Oil water contact).

4.6.7.1. Contacto Agua- Petróleo Pindoyacu

En el pozo PNDO-002 ubicado en la parte central del campo, no se aprecia un contacto marcado como en el caso anterior, sin embargo aparece con buenas características de saturación de petróleo, siendo el límite máximo aproximadamente -5455 SSTVD (Fig. 69).

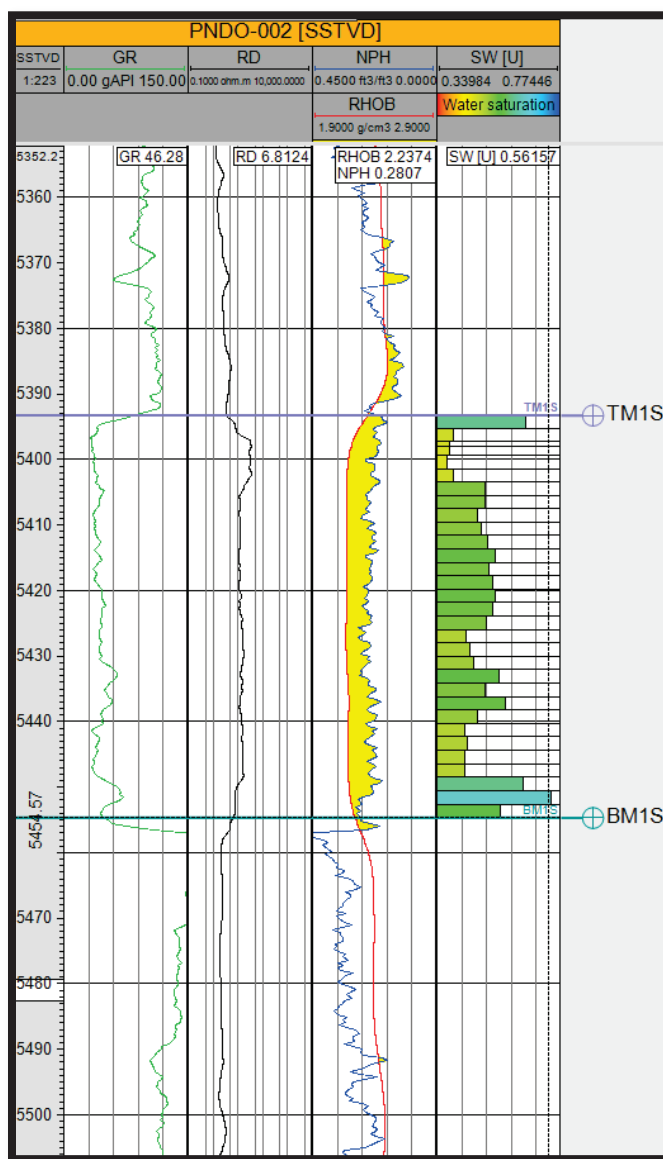


Figura 69 Pozo PNDO-002 con la ubicación del contacto Agua- Petróleo Original mostrando el registro resistivo en comparación con el obtenido por la evaluación petrofísica.

4.6.7.2. Contacto Agua- Petróleo Pindoyacu Sur

En la parte sur del yacimiento se ubicó un contacto a -5320 SSTVD (Fig. 70), esta zona del yacimiento tiene una diferencia estructural de forma mas elevada, se lo puede apreciar en los diferentes mapas previamente elaborados (mapas isópacos), pero contiene un contacto mucho más elevado que las dos zonas anteriores, por lo que se puede asumir que existe una separación, posiblemente de índole estratigráfico.

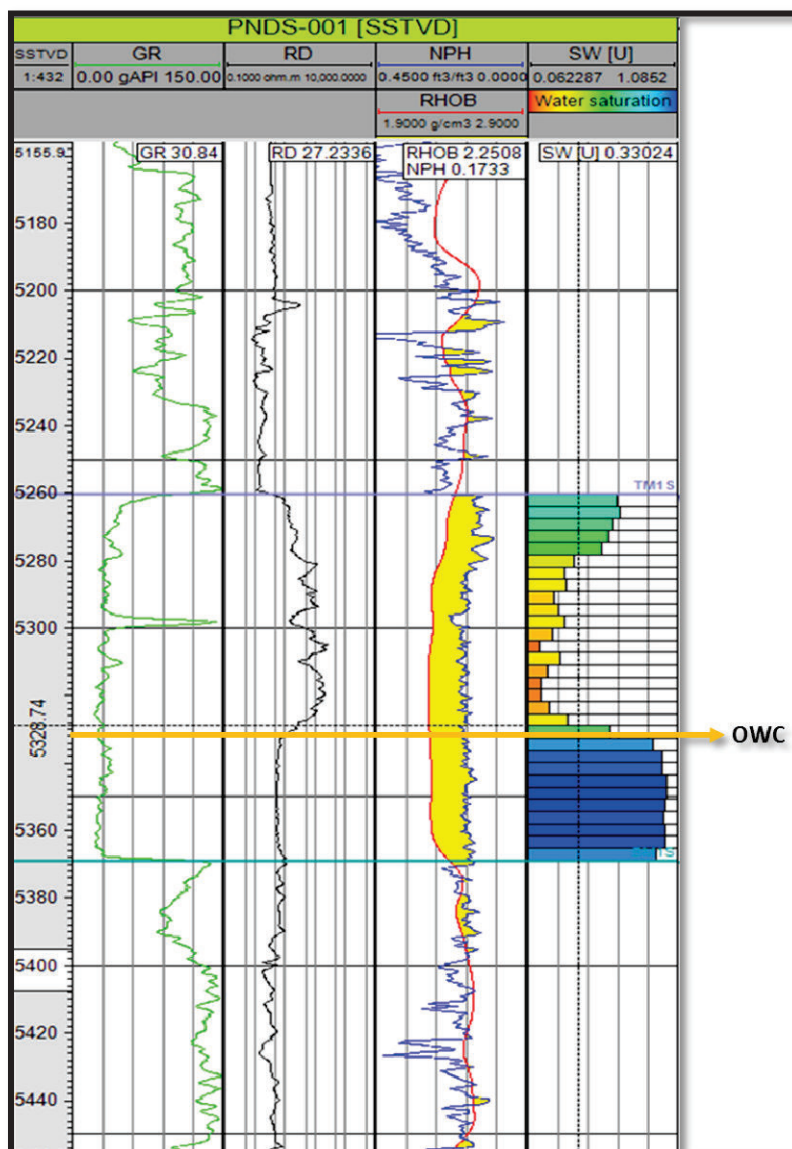


Figura 70 Pozo PND-001 con la ubicación del contacto Agua- Petróleo Original mostrado por el registro resistivo en comparación con el obtenido por la evaluación petrofísica.

4.6.8. MODELADO DE OBJETOS

En el modelado de Objetos, al ser un algoritmo probabilístico, los resultados no variarán en forma significativa con respecto a los obtenidos en los modelos anteriores con el método de Simulación Secuencial Gaussiana. La diferencia entre estos métodos radica en el uso del polígono extraído con la geometría de los lóbulos propuesto a partir de los atributos sísmicos obtenidos.

Los Atributos sísmicos permitieron la extracción de un geocuerpo que está representando la geometría de los espacios entre los lóbulos donde no es depositada la arena, denominándolo así como el espacio intra- lóbulo, representando entonces una litología diferente, propuesta arcillosa.

Este proceso fue realizado con el objetivo de ilustrar un modelo geocelular que respete el modelo sedimentológico- estratigráfico propuesto para la secuencia M1.

De igual forma que con el anterior método de **SGS** después de establecer el modelo de facies (Fig. 71) se elaborara todos los modelos anteriormente citados, Porosidad Efectiva, Permeabilidad, Saturación de Agua, Contenido de arcillas, etc. Obteniendo así de igual forma una estimación del volumen de petróleo en el reservorio a partir del método de modelado de objetos.

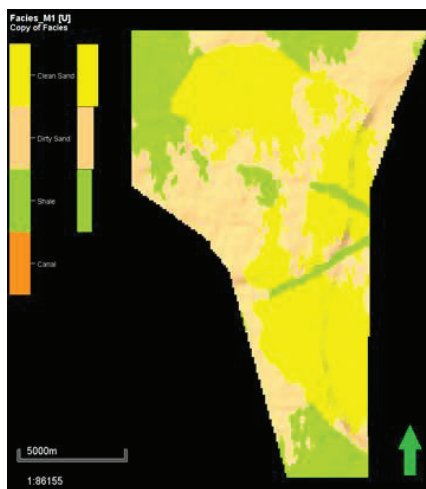


Figura 71 Población de facies con la presencia de los lóbulos, método probabilístico.

4.6.9. ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN Y RESERVAS.

(Modificado de Petrel *Property Modeling*, 2010) el cálculo de volumen estático es aplicable para obtener una razonable revisión del volumen en sitio de petróleo y/o gas (STOIIP *Stock tank oil initially in place*).

Este proceso permite estimar varios volúmenes (volumen del yacimiento, poros, y fluidos) en una malla 3D. Esta estimación de volumen es el último paso a realizarse después de haber establecido y calculado todas las propiedades petrofísicas necesarias: Porosidad efectiva, Saturación de agua y **NTG**, así como la determinación de la superficie del contacto agua- petróleo.

Las estimaciones serán presentadas en el siguiente capítulo, donde se presentan 7 casos de estudio que se obtuvieron variando la cantidad de información de entrada (pozos ingresados), para finalmente realizar una comparación de los resultados de la estimación de volumen total de petróleo en el reservorio obtenida entre los diferentes casos.

$$STOIIP = \frac{\text{Volumen de poros} \times (1 - S_w)}{B_o}$$

Donde,

STOIIP = Stock tank oil initially in place (el volume de petróleo en un reservorio antes de su producción)

Sw = Water *Saturation*, Saturación de agua

Bo = factor volumétrico de formación de petróleo

Factor de recobro se define a este como el porcentaje de petróleo o gas *in-situ* en un yacimiento que en última instancia podrá ser extraído mediante técnicas primarias o secundarias; para fines de este proyecto se ha considerado que todo el petróleo existente puede ser extraído, ya que no se ha ingresado ningún parámetro que lo restrinja.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo, se estudiará los distintos resultados obtenidos a partir de los pasos previamente ejecutados para la generación de los distintos modelos geocelulares. Al haber llegado a la etapa final de la construcción de los modelos se establecerá una comparación entre los modelos generados con los mismos métodos variando la cantidad de información ingresada para cada uno, para así poder enfatizar en la importancia de la cantidad de la misma.

5.1. INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Posteriormente a la correlación sísmica- pozo a través de la construcción de los sismogramas sintéticos, se pudo analizar que, por ejemplo, en la correlación del pozo PNDS-001, observada en la (Fig. 72), el TopeM1 va por el cruce cero (de negativo a positivo) de la información sísmica, y la BaseM1 va por el cruce cero (de positivo a negativo) de la información sísmica.

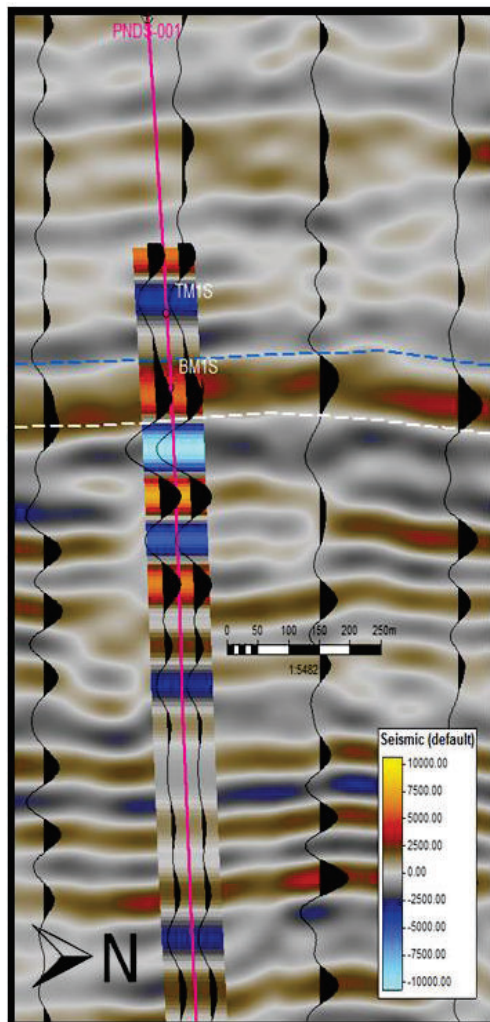


Figura 72 Correlación Sísmica- Pozo

Desde el punto de vista sísmico y en este proyecto en particular, es fácil seguir el cruce por cero. En la (Fig. 72) se puede observar que tanto la base como el tope de la arena M1 van por un cruce por cero (líneas de color blanco y azul respectivamente).

5.1.1. BASE DE LA ARENISCA M1

Dicho tope se encuentra en un cruce por cero (de positivo a negativo de arriba hacia abajo) en la sísmica. La propagación de este horizonte por el volumen sísmico es relativamente fácil ya que dicho pico, y su correspondiente cruce por cero, se puede seguir por todo el volumen sísmico.

5.1.2. TOPE DE LA ARENISCA M1

El tope se encuentra en un cruce por cero (de negativo a positivo de arriba hacia abajo) en la sísmica. La interpretación sísmica de este horizonte es más compleja que la interpretación de la Base Arena M1. Esto se debe a que el TopeM1, tiene muy poco contraste de impedancia acústica respecto a la capa supra yacente. Para la sísmica, lo que no tiene contraste de impedancia, es transparente.

La interpretación sísmica de los horizontes objetivos fue realizada una vez culminado el amarre sísmica- pozo, se desplegó los 14 pozos en el área, y se activaron los marcadores de los horizontes a ser interpretados (TopeM1- BaseM1).

La interpretación se la realizó primero en líneas compuestas "*random line*" visualizando los tres pozos delimitadores del área que son RUMI_001, PNDO_1X_ PNDS_001, donde se realizó la interpretación para posteriormente proceder a realizar la interpretación en las *inlines* cada 60 y las *xlines* cada 8.

La interpretación fue más sencilla para la base de la arena, ya que se pudo distinguir claramente el límite. El problema se presentó el momento de interpretar el tope de la arena, ya que en algunos sectores se podía visualizar reflectores dobles é incluso en ocasiones la sísmica no alcanzaba a tener una buena resolución evitando así su visualización.

5.2. ANÁLISIS DE LOS ATRIBUTOS SÍSMICOS

Tras haber realizado el modelado de objetos, se trabajó con los atributos sísmicos, lo que resalto ciertas estructuras de interés, por lo cual se decidió hacer un trabajo adicional y un estudio de estos "lóbulos".

A partir del conocimiento del significado de facies, así como también de un correcto dominio de la geología regional y la evolución de la cuenca es posible dar significado a

estos para poder definir la evolución geológica que llevo a la formación de estos "lóbulos".

Es así como en el presente estudio, se realizó una interpretación de los atributos sísmicos, y el análisis de electro facies, basados en el modelo sedimentológico presentado previamente en los capítulos §3.3.1 y §3.3.2.

Sin embargo los modelos generados están basados en los algoritmos y siguen las leyes estadísticas y matemáticas de acuerdo al método aplicado, que simulan la realidad más probable de acuerdo a valores puntuales (datos fuertes de pozo), por lo que se plantea: ¿son los modelos generados una representación geológica del ambiente sedimentario presente del área de estudio durante su depósito? O ¿cuál es el método que mejor refleja el ambiente sedimentario de nuestro horizonte?

5.2.1. EVOLUCIÓN ESTRATIGRÁFICA RESUMIDA DE LA ARENA M1

La superficie de máxima inundación (MFS) es depositada por debajo de la arena M1, posterior a esta comienza la etapa regresiva, presentando un escenario progradante depositando la arenisca M1, compuesto por niveles arenosos propios de los deltas; posterior a este evento; continua la siguiente superficie de inundación depositando la secuencia lutítica sobre la arenisca M1 (Fig. 73).

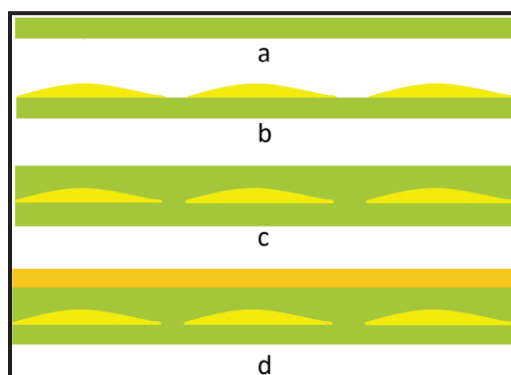


Figura 73 Cuadro esquemático de la evolución sedimentológica de la secuencia M1. a) Secuencia Lutítica infrayacente a la secuencia M1. b) Deposición de la secuencia M1 por efecto de los lóbulos deltáicos. c) Deposición de la secuencia predominante lutítica "Tope de Napo" sobre la secuencia M1 d) Deposición de la secuencia Basal Tena.

5.2.2. MODELO ANÁLOGO

Gracias a los atributos sísmicos previamente presentados § 4.5.4. y a la evolución sedimentológica propuesta para la secuencia M1, se pudo presentar un modelo análogo (Fig. 74, 75) de lo que sería la depositación de la secuencia M1.

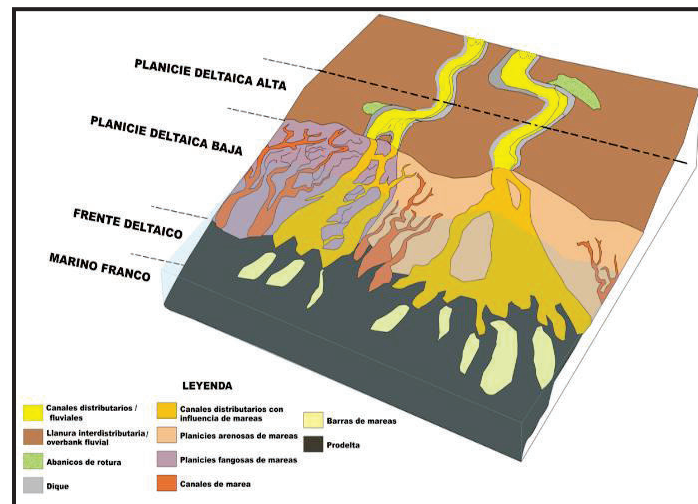


Figura 74 Modelo idealizado de depositación de la secuencia M1 en el campo Pindoyacu-Rumi

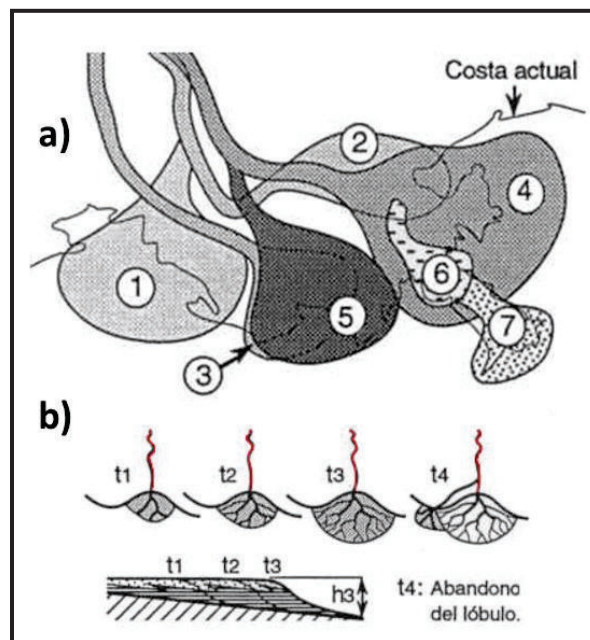


Figura 75 a) Posición de los 7 lóbulos del Mississipi b) Progradación y abandono de un lóbulo deltaico (Tomado de Hernandez, 2001)

5.3. DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS DE SALIDA

A continuación se presentan los modelos para cada propiedad y un análisis de los resultados obtenidos.

5.3.1. CASO DE ESTUDIO N°1.

En este caso se realizó la población con la información de 3 pozos, haciendo uso del algoritmo probabilístico y el uso de los diferentes métodos del mismo. Para la población de facies, el uso del método SIS (Simulación Secuencial Indicadora), y el resto de propiedades fueron pobladas con el método de SGS (Fig. 76).

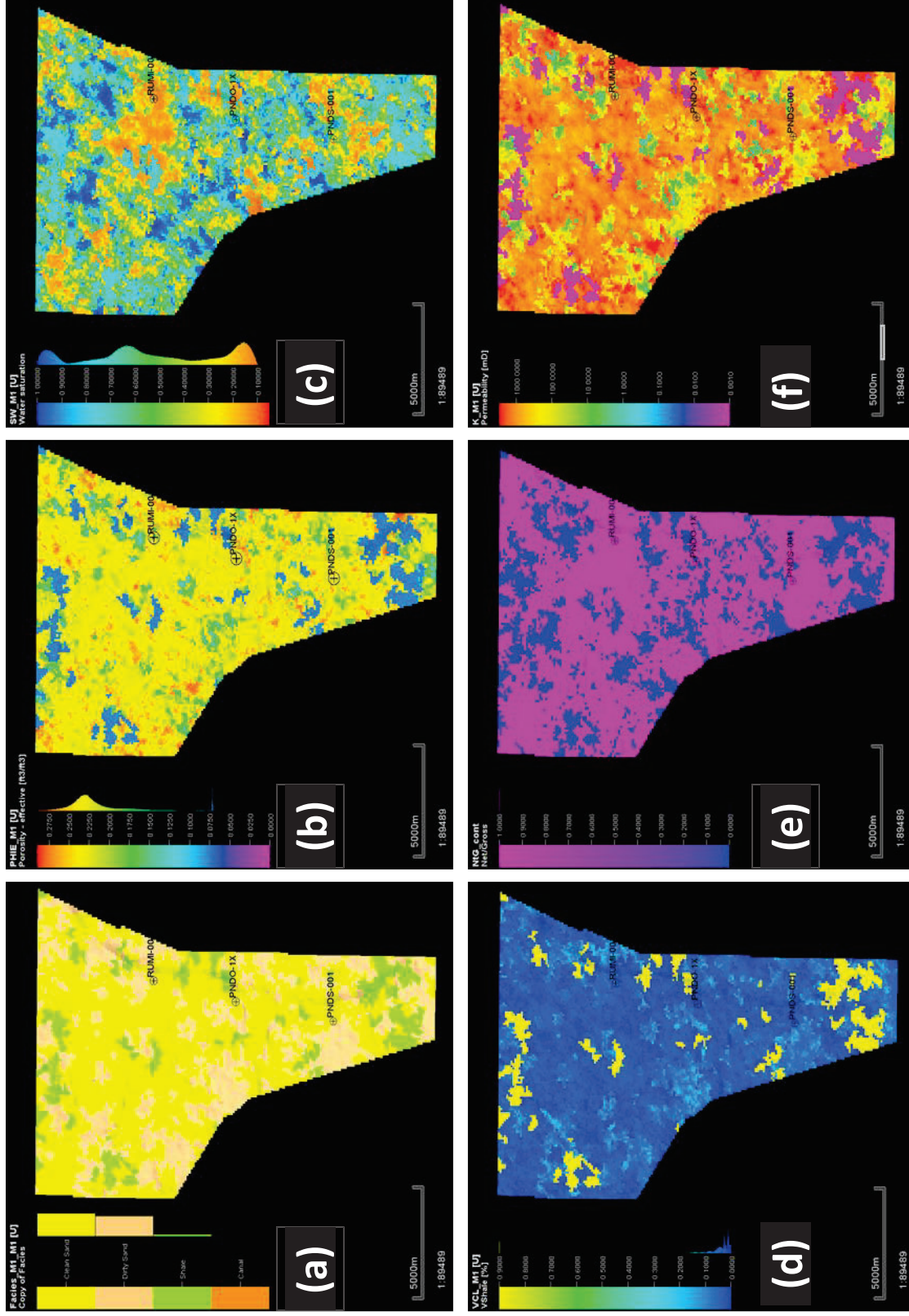


Figura 76 Caso de estudio N°1: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad

Una vez elaborado el modelo con las seis propiedades, se procedió a la estimación del volumen total de petróleo en el reservorio (STOIIP), arrojando el resultado de 262 millones de barriles, ver Anexo 6.

5.3.2. CASO DE ESTUDIO N°2.

En este caso se realizó la población con la información de 9 pozos, haciendo uso del algoritmo probabilístico y de los diferentes métodos del mismo. Para la población de facies, el uso del método SIS (Simulación Secuencial Indicadora), y el resto de propiedades, fueron pobladas con el método de SGS (Fig. 77).

Análisis del caso de estudio:

Una vez elaborado el modelo con las seis propiedades se procedió a la ejecución de la estimación de volumen para la evaluación del “STOIIP” arrojando el resultado de 249 millones de barriles, ver Anexo 7.

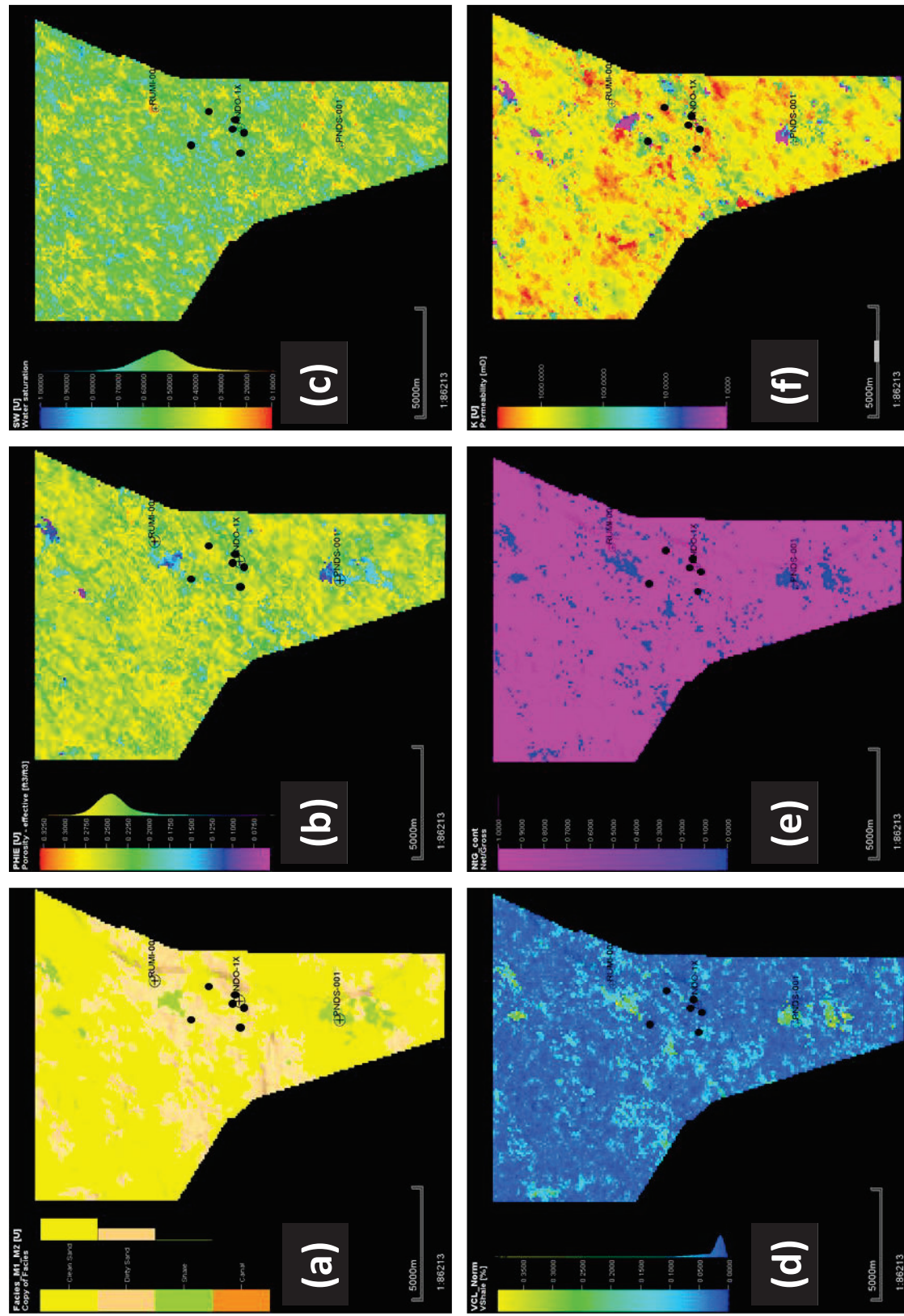


Figura 77 Caso de estudio N°2: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad

5.3.3. CASO DE ESTUDIO N°3.

La ubicación diferente de los bloques Pindayacu y Rumi, a pesar de pertenecer a la misma estructura, se puede deber a la posible separación por la presencia de valles entre estos, pero ambos bloques siguen siendo parte de un mismo alto estructural.

En este caso se realizó la población con la información de la totalidad de los pozos (14), haciendo uso del algoritmo probabilístico, aplicando el método de modelado de objetos, con el fin de introducir el polígono extraído a partir de los atributos sísmicos (Fig. 78).

Análisis del caso de estudio:

Una vez elaborado el modelo con las seis propiedades, se procedió a la ejecución de la estimación de volumen para la evaluación del “STOIIP” arrojando el resultado de 376 millones de barriles, ver Anexo 8.

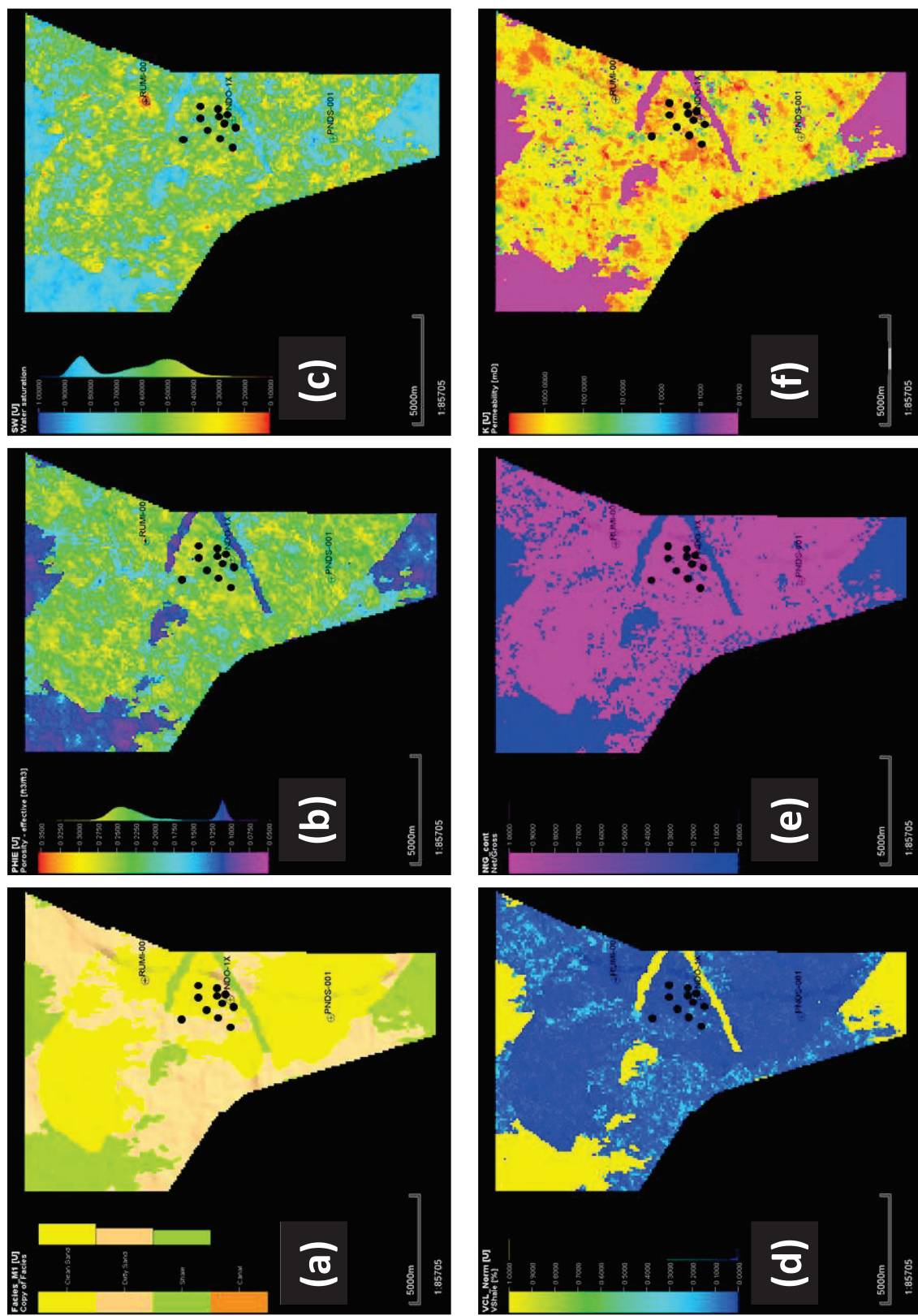


Figura 78 Caso de estudio N°3: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad

5.3.4. CASO DE ESTUDIO N°3_2.

En este caso se realizó la población con la información de la totalidad de los pozos (14), haciendo uso del algoritmo probabilístico aplicando el método de modelado de objetos, con el fin de introducir el polígono extraído a partir de los atributos sísmicos. En este se decidió realizar 20 corridas para el modelo, después de realizar las diferentes corridas se realizó un promedio de estas, con el modelo resultante promedio se procedió a realizar el resto de propiedades. (Fig. 79).

Análisis del caso de estudio:

Una vez elaborado el modelo con las seis propiedades se procedió a la ejecución de la estimación del volumen total de petróleo en el reservorio arrojando resultados de 364 millones de barriles, ver Anexo 9.

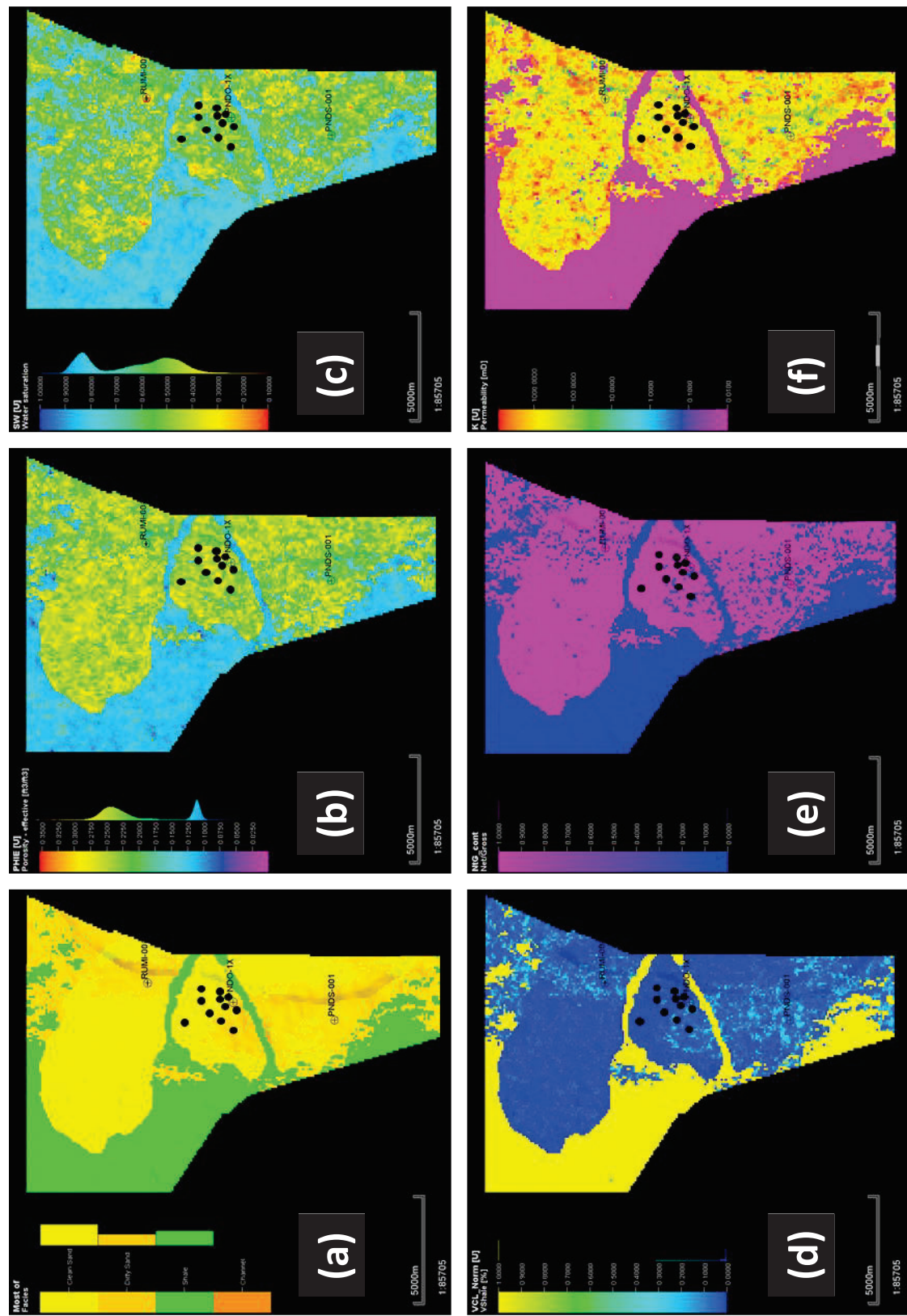


Figura 79 Caso de estudio N°3_2: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad

5.3.5. CASO DE ESTUDIO N°4.

En este caso se realizó la población con la información de 3 pozos, haciendo uso de un modelo sedimentario teórico para que el algoritmo determinístico refleje en lo posible buenos resultados, haciendo uso del método de kriging para la población de propiedades (Fig. 80).

Análisis del caso de estudio:

Una vez elaborado el modelo con las seis propiedades se procedió a la ejecución de la estimación del volumen total de petróleo en el reservorio arrojando el resultado de 183 millones de barriles, ver Anexo 10.

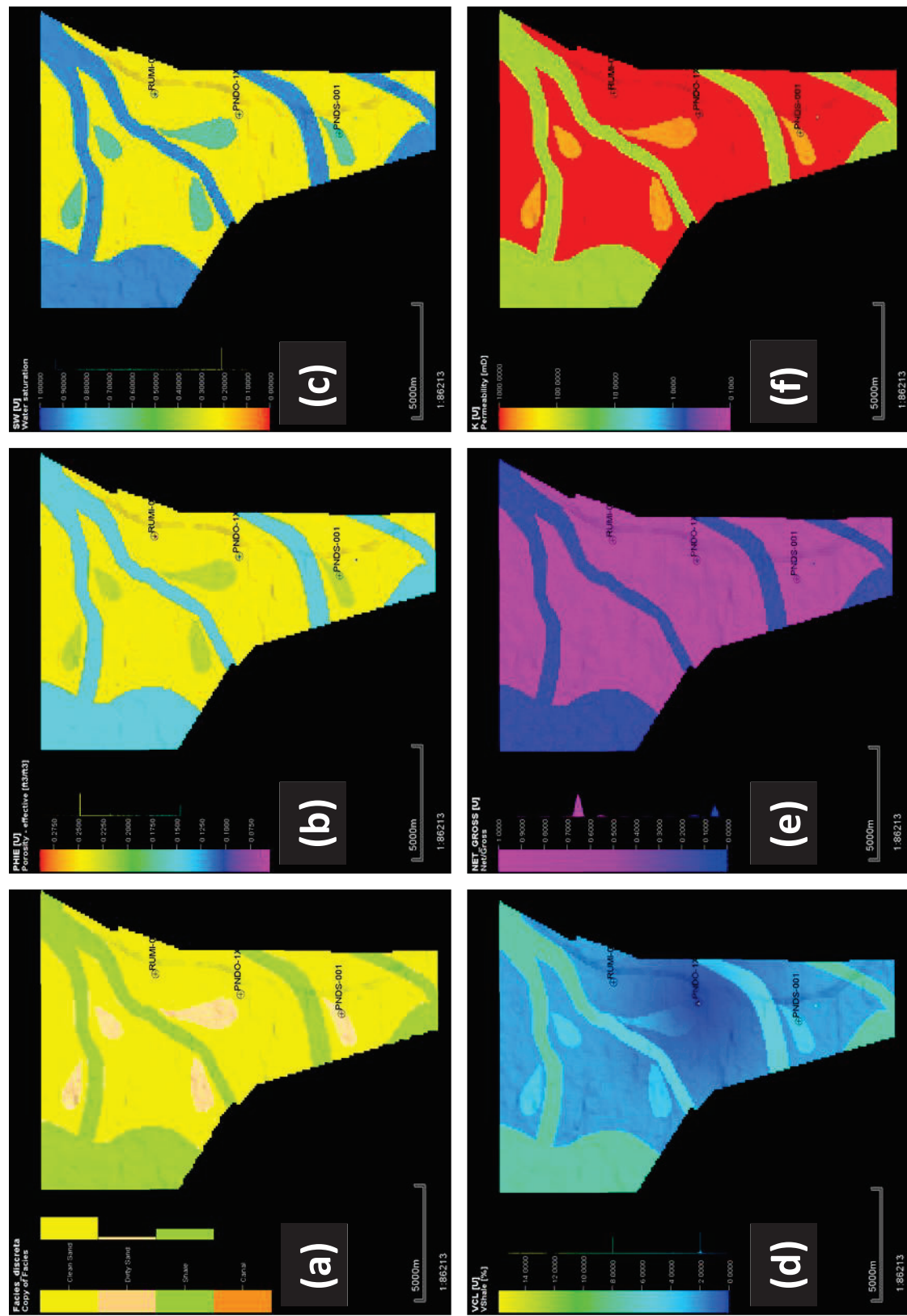


Figura 80 Caso de estudio N°4: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad

5.3.6. CASO DE ESTUDIO N°5.

En este caso se realizó la población con la información de 9 pozos, de igual forma el uso del modelo sedimentario teórico con el algoritmo determinístico y la aplicación del método de kriging para la población de propiedades (Fig. 81).

Análisis del caso de estudio:

Una vez elaborado el modelo con las seis propiedades, se procedió a la ejecución de la estimación del volumen total de petróleo en el reservorio arrojando el resultado de 194 millones de barriles, ver Anexo 11.

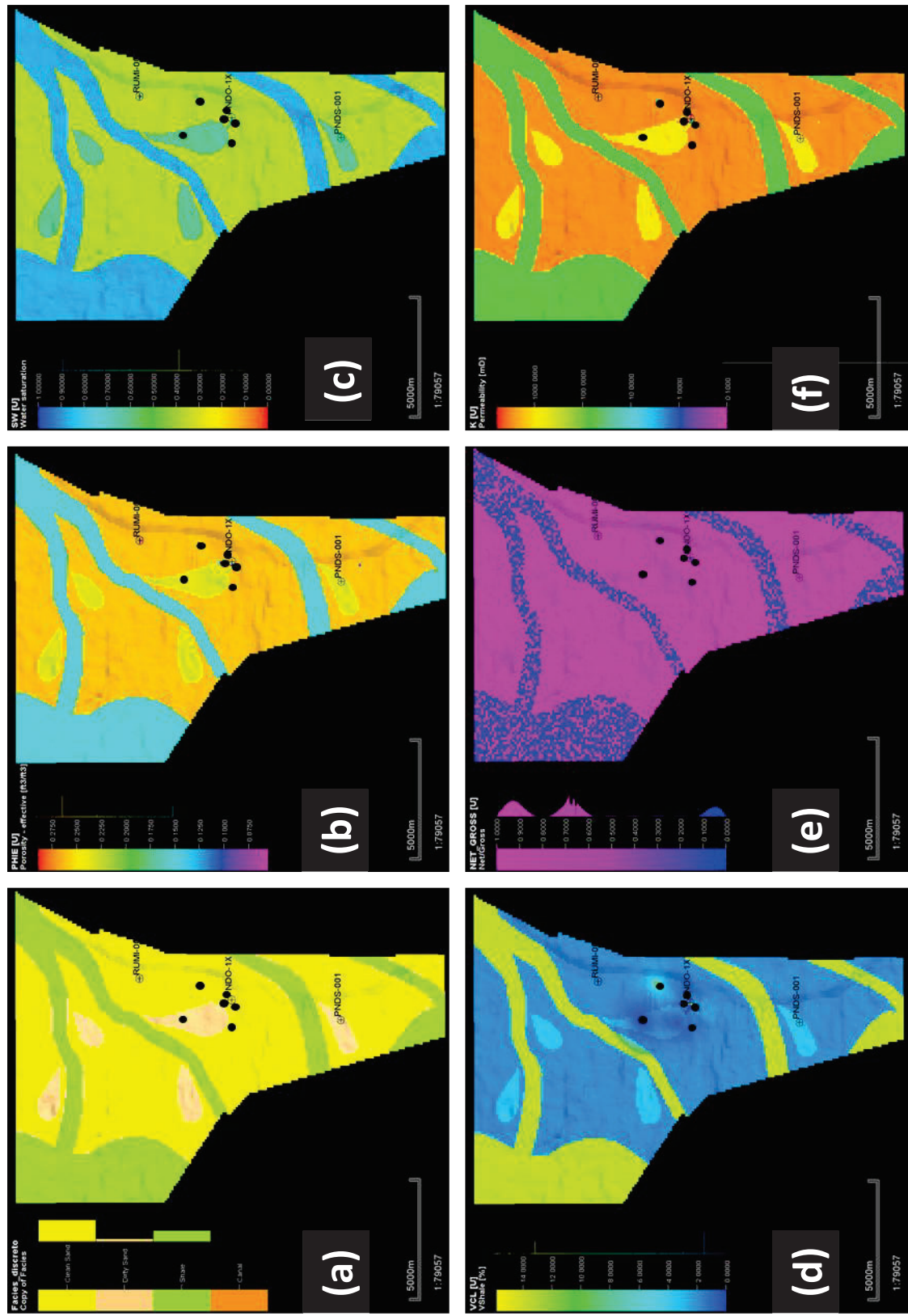


Figura 81 Caso de estudio N°5: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad

5.3.7. CASO DE ESTUDIO N°6.

En este caso se realizó la población con la información de la totalidad de los pozos (14), haciendo uso del algoritmo determinístico usando el método de kriging, e ingresando con mapas de probabilidades el polígono extraído a partir de los atributos sísmicos (Fig. 82).

Análisis del caso de estudio:

Una vez elaborado el modelo con las seis propiedades, se procedió a la ejecución de la estimación del volumen total de petróleo en el reservorio arrojando el resultado de 364 millones de barriles, ver Anexo 12.

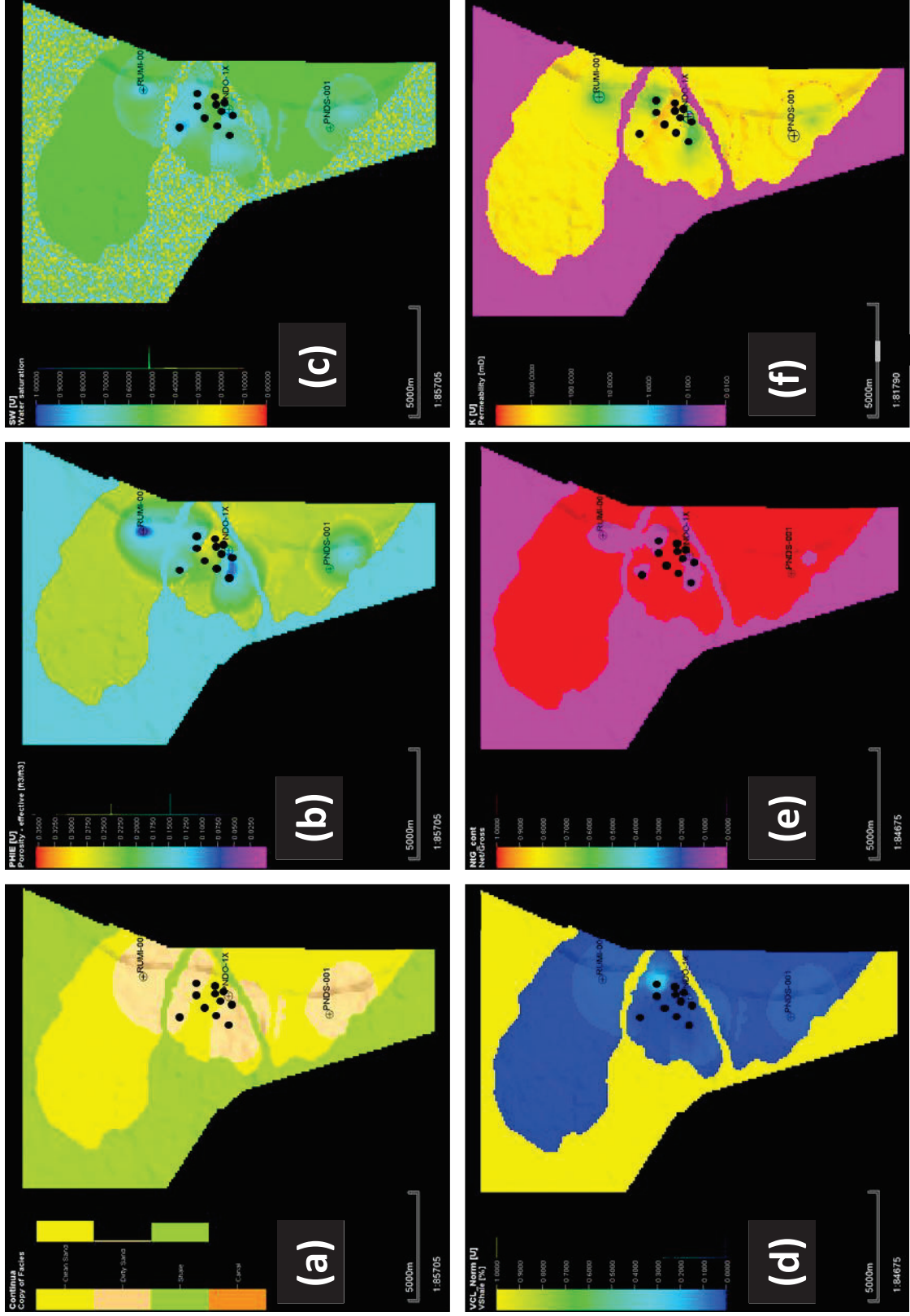


Figura 82 Caso de estudio N°6: a) Población de Facies, b) Población de Porosidad Efectiva, c) Población de Saturación de agua, d) Población de Contenido de arcilla, e) Población de Net/Gross, f) Población de Permeabilidad

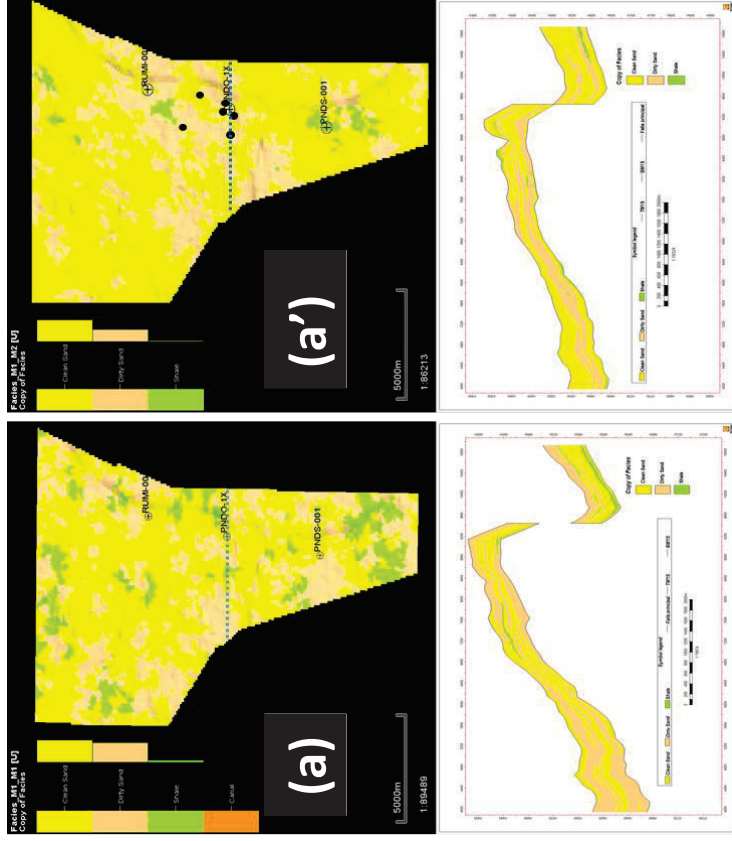
5.4. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS

5.4.1. ALGORITMO: PROBABILÍSTICO

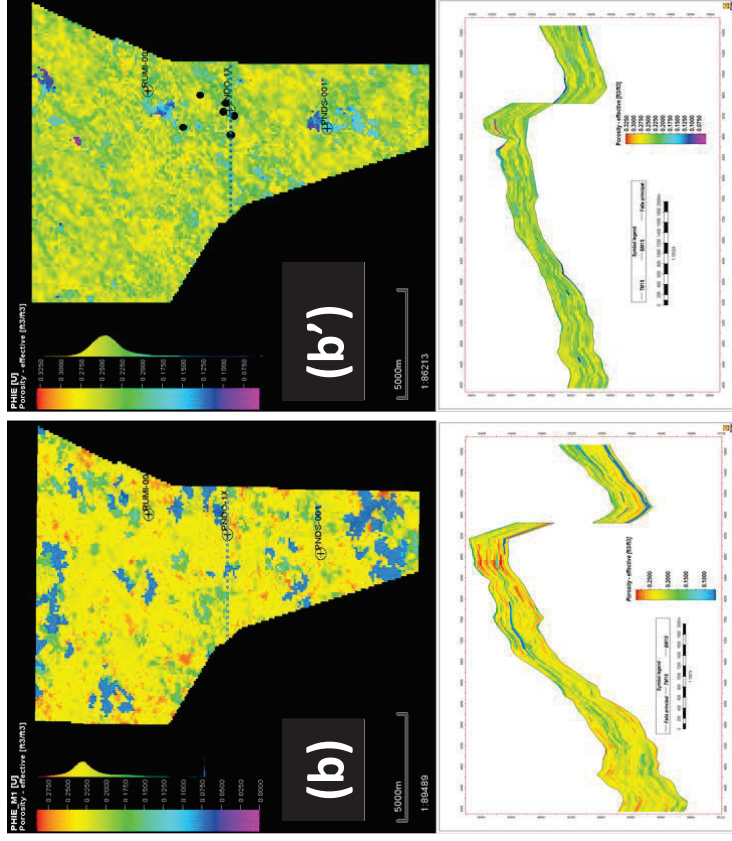
5.4.1.1.Método: Simulación Secuencial Gaussiana y Simulación Secuencial Indicadora

Este algoritmo da valor a los datos originales, sin embargo lo que sucede entre los puntos es una función de relación estadística entre aquellos que poseen información. Este algoritmo usa una técnica aleatoria en la selección de los datos para cada nodo o punto de la malla computado.

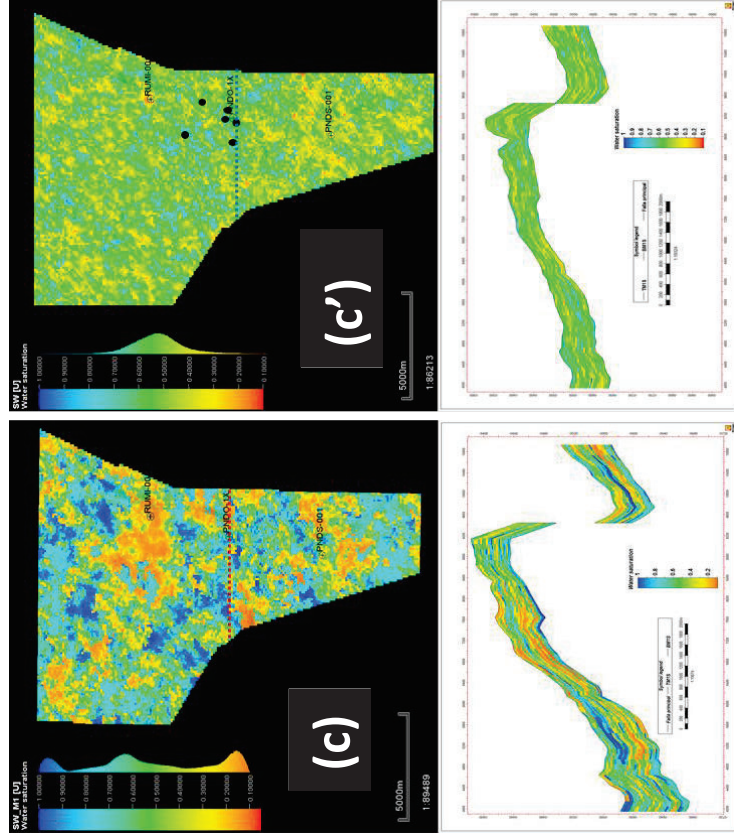
A continuación se presenta una comparación para cada modelo pero variando la cantidad de información de entrada:



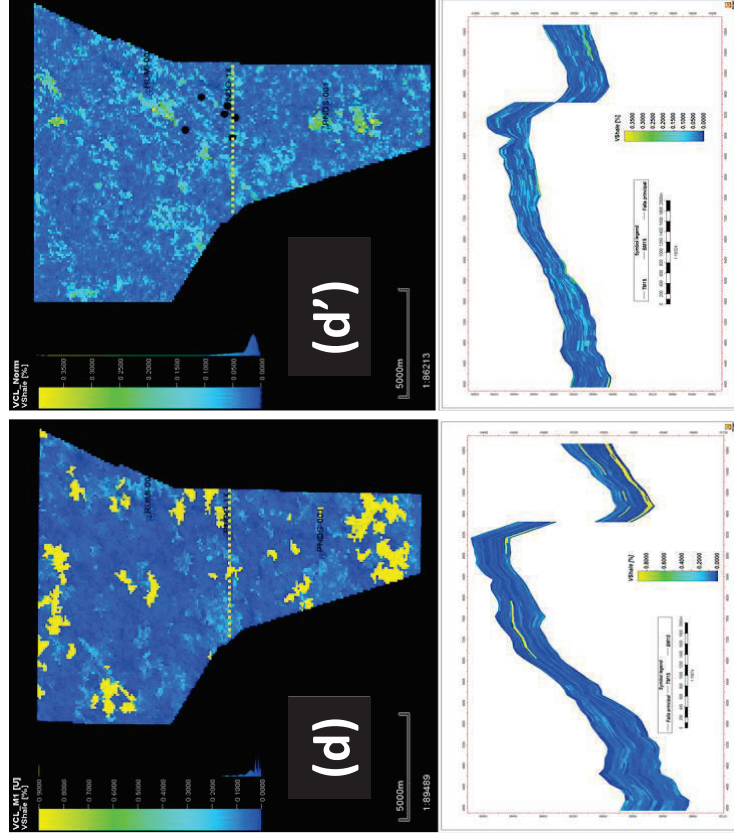
Los 2 modelos de **Facies** a partir de 3 y 9 pozos (a) y (a') respectivamente se ve una diferencia en cuanto a la cantidad de cuerpos de cuerpos arcillosos.



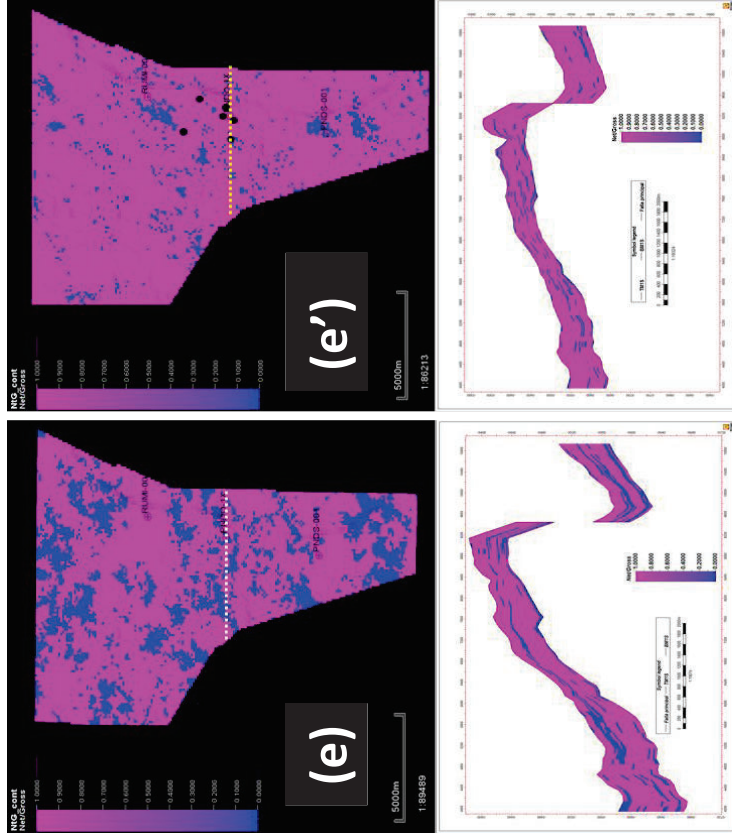
Los 2 modelos de **Porosidad Efectiva** a partir de 3 y 9 pozos (b) y (b') respectivamente, respetan la litología tomando propiedades petrofísicas acordes. Sin embargo, en el modelo construido a partir de 3 pozos se puede tener una identificación mas precisa de los cuerpos, que ponga en evidencia la diferencia entre las porosidades de areniscas limpias y los cuerpos arcillosos.



Los 2 modelos de **Saturación de Agua** a partir de 3 y 9 pozos (c) y (c') respectivamente, en el caso (c) muestra cuerpos de lutita con altos valores de saturación de agua como era de esperarse. Sin embargo, en el modelo construido a partir de la información proveniente de 9 pozos, no se observa una clara diferencia de la **Sw** en los diferentes cuerpos.



Los 2 modelos de **contenidos de arcillas** a partir de 3 y 9 pozos (d) y (d') respectivamente, reflejan bueno resultados. La petrofísica respectiva para tipo de roca es respetada de acuerdo al tipo de litología.



Los 2 modelos de **Espesor de Arenas** a partir de 3 y 9 pozos (e) y (e') respectivamente, muestra en ambos casos la clara diferencia marcada en donde se hacen presentes los cuerpos de lutita.

Los 2 modelos pertenecientes a la propiedad de **Permeabilidad** a partir de 3 y 9 pozos (f) y (f') respectivamente, muestra en ambos casos que respeta la permeabilidad correspondiente a las lutitas.

A pesar de que el algoritmo probabilístico trabaja bien con pocos datos, en ciertas propiedades como la saturación de agua, permeabilidad, no aporta con buenos resultados, ya que a pesar de contar con una variable secundaria, no sigue esta propiedad como se esperaría.

De igual forma se realizó una comparación entre los resultados de la estimación de volumen que se realizó, para los diferentes modelos (Tabla 9):

Tabla 9 Comparación de los cálculos de Volumen de los modelos Probabilísticos.

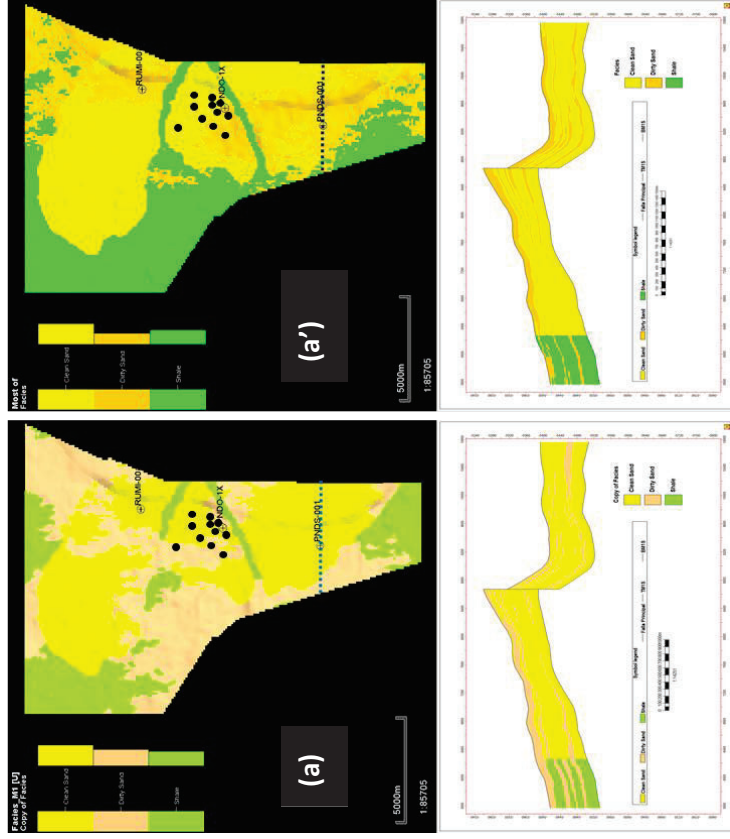
	3 POZOS	9 POZOS	Diferencia
Bulk Volume	2459	2334	125
Net Volume	2056	2139	83
Pore Volume	454	512	58
STOIIP	262	249	13
Recoverable oil	262	249	13

Esta tabla refleja que, cuando se usa mayor cantidad de información proveniente de pozos, los valores de POES (o STOIIP por sus siglas en ingles *Stock- Tank Oil Initially In- Place*), aumentan, al igual que el volumen.

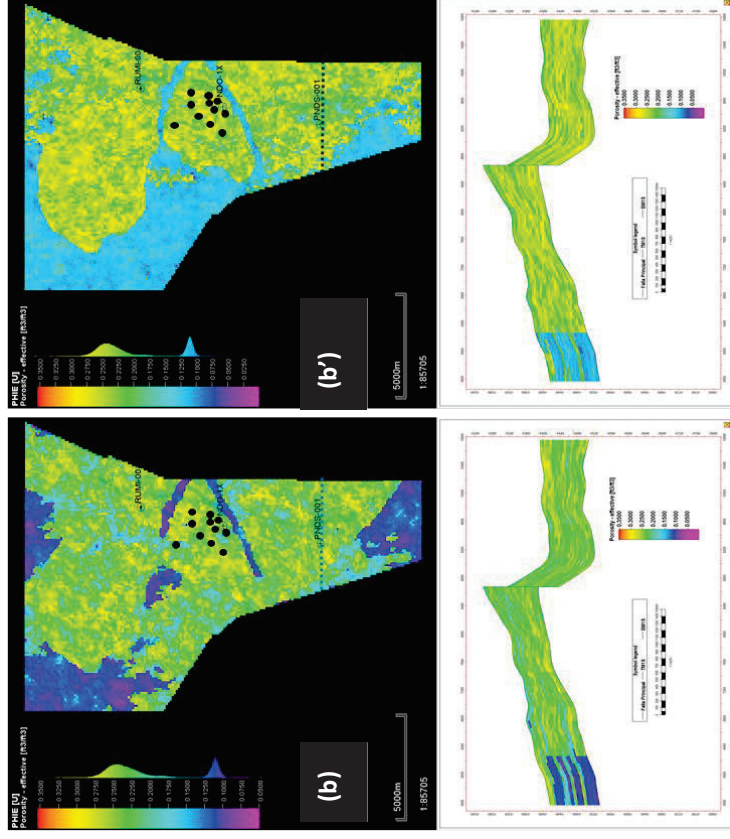
5.4.1.2.Método: Simulación Secuencial Gaussiana y Simulación Secuencial Indicadora + Modelado de objetos

La diferencia con los párrafos anteriores es que en la generación del modelo final, además de basarse en Simulación Secuencial Gaussiana, se aplicó el método de modelado de objetos, mostrando una clara diferencia con los modelos previamente presentados, ya que los cuerpos se ven mas definidos y se aprecia una mejor distribución. Sin embargo es un algoritmo que esta influenciado por la manipulación del usuario por lo tanto se puede manejar todos sus parámetros, como es en este caso, la litología.

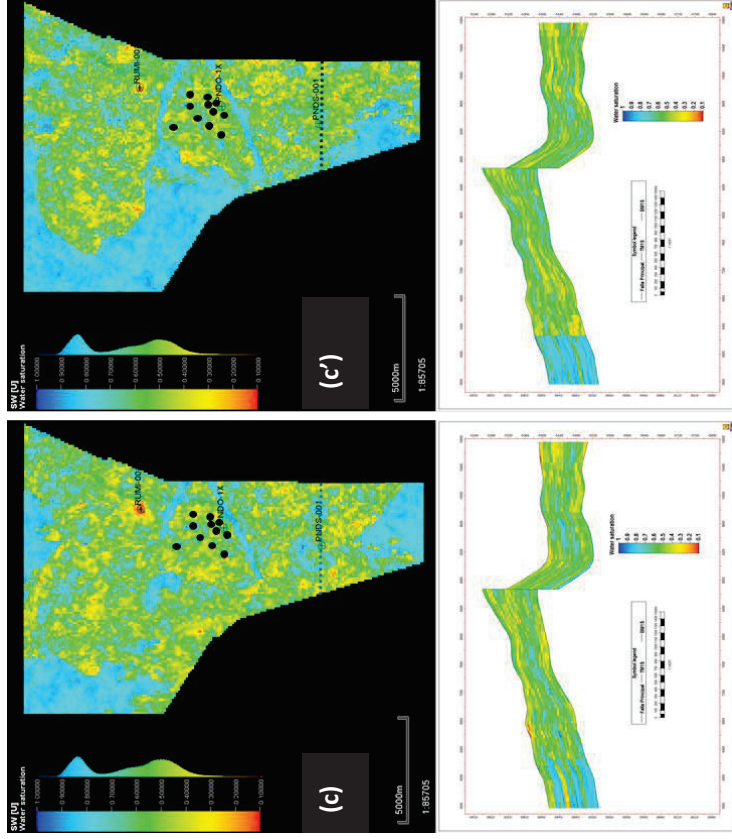
En este caso el modelo representado ha sido modificado por la inclusión de los Atributos Sísmicos, los cuales pusieron en evidencia los límites de los lóbulos deltaicos; el aumento a 20 corridas para las propiedades, permitió un resultado más representativo geológicamente, tomando en cuenta el modelo sedimentológico presentado, para este campo.



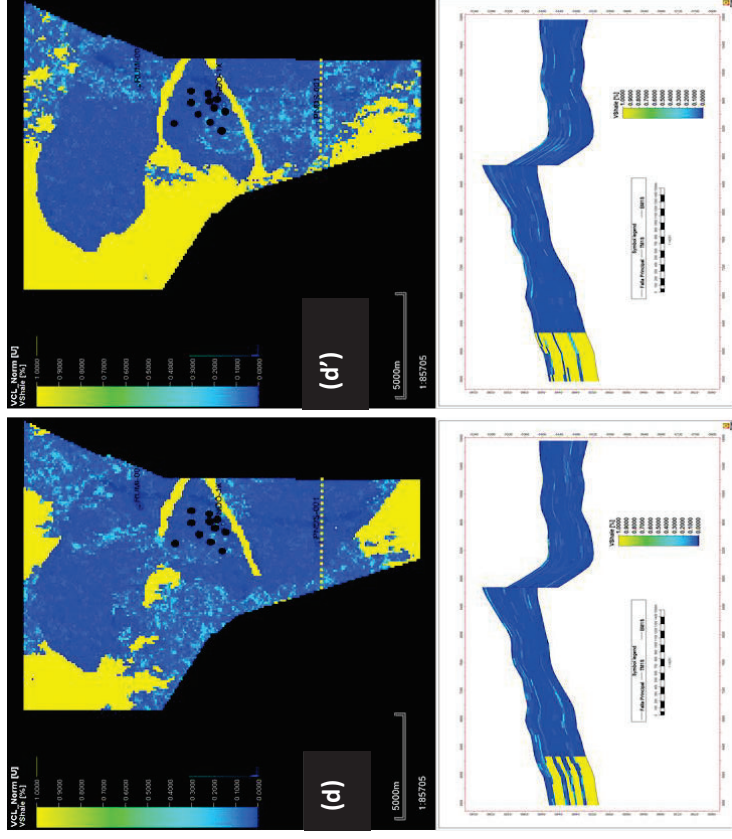
Los 2 modelos correspondientes a 14 pozos, (a) y (a') respectivamente con la propiedad de **facies**, muestra una clara diferencia con los modelos anteriormente presentados. La aplicación total de la información, ha permitido obtener una mejor visualización de los cuerpos.



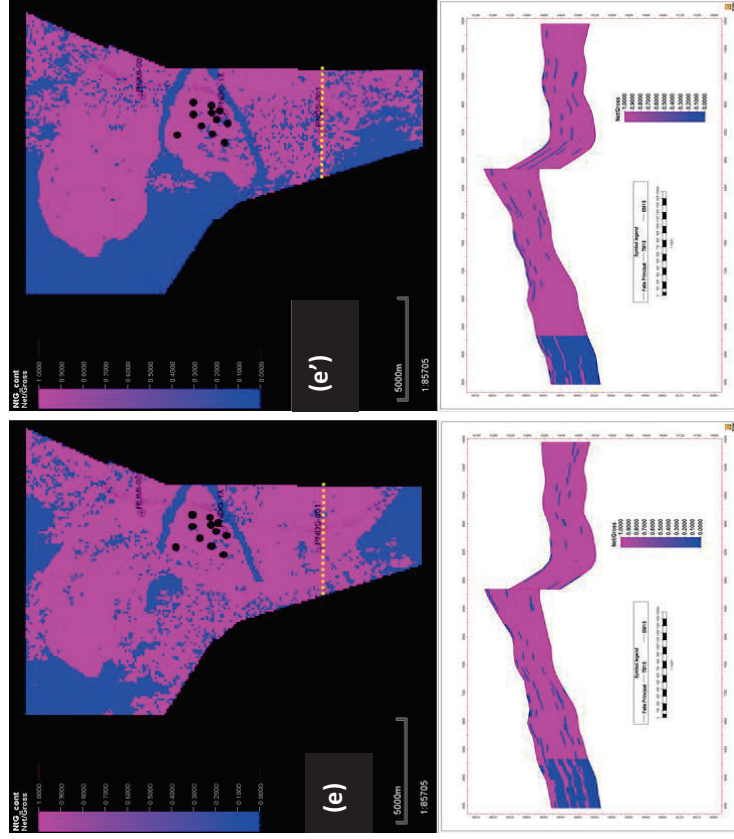
Los 2 modelos correspondientes a 14 pozos, (b) y (b') de la propiedad de **Porosidad Efectiva**, permiten visualizar que en el caso de (b') el correspondiente a las 20 corridas da como resultado un modelo mas uniforme y con porosidades menos marcadas.



Dos modelos representando la propiedad de **Saturación de Agua**, donde la diferencia únicamente es la litología correspondiente a los cuerpos de arcilla. Cuyo contraste entre modelos no es marcada, a pesar que la información a sido limitada por la cantidad de evaluaciones petrolíficas disponibles para esta propiedad siendo menor al número de pozos ingresados.



Modelos de **Contenido de Arcillas** En todos los modelos, la litología fue respetada indicando altos contenidos de arcilla en el caso que corresponda. La visualización es clara.



Modelos de **Net to Gross**.
 Los modelos reflejan las propiedades petrofísicas correspondientes a la litología esperada en cada caso de estudio.

Modelos de **Permeabilidad**.
 En todos los modelos presentes, las propiedades petrofísicas respetan cada litología, dando buenos resultados en todos los casos.

De igual forma se realizó una comparación para los resultados de la estimación de volumen, para los diferentes modelos (Tabla 10):

Tabla 10 Comparación de los cálculos de Volumen de los modelos Probabilísticos con atributo sísmico.

	14 Pozos + lóbulos	14 Pozos + lóbulos + 20 corridas
Bulk Volume	4449	4449
Net Volume	3298	3405
Pore Volume	785	760
STOIP	376	364
Recoverable oil	376	364

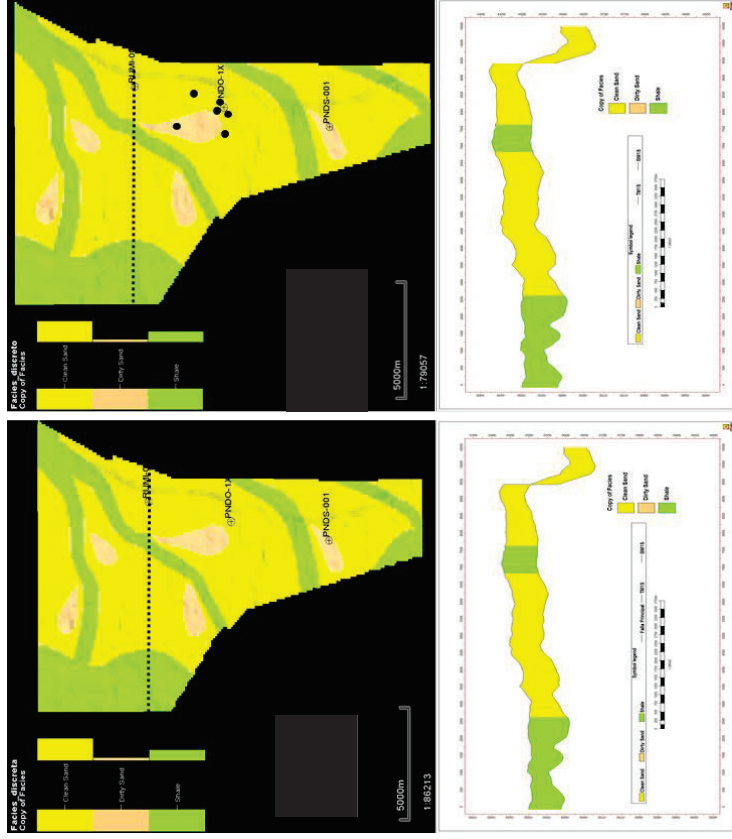
Los valores obtenidos a partir del caso de estudio con 20 corridas, muestran un rango más bajo que en el caso previo.

5.4.2. ALGORITMO: DETERMINÍSTICO

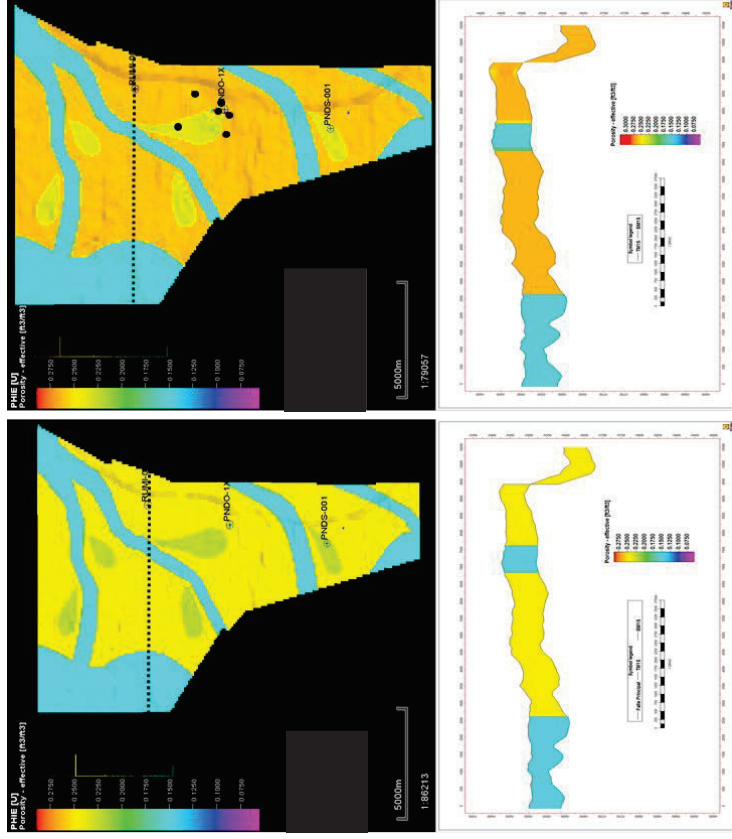
El algoritmo usado en este caso fue el Determinístico, que trabaja mejor con mayor cantidad de datos. Con este concepto claro se discriminará los modelos a continuación:

5.4.2.1.Método: Kriging

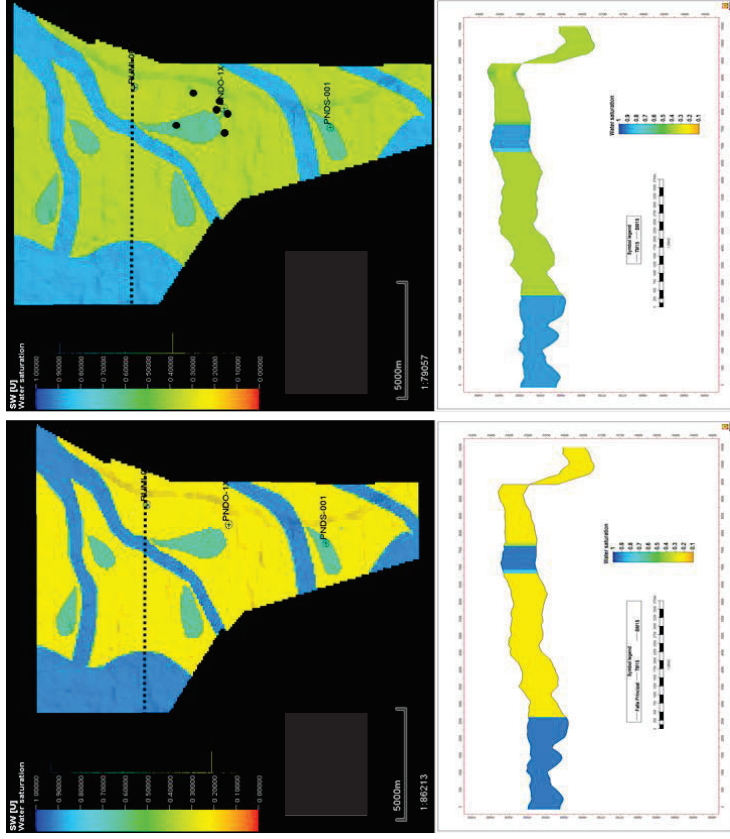
El algoritmo kriging tiende a producir mallas que conservan el porcentaje de los rangos de información inherentes en los datos originales. También agrupa los puntos cercanos, dotando así de mayor peso para los datos.



Modelo de Facies.
 No se aprecia una diferencia entre los modelos (a) y (a') debido al ingreso del modelo sedimentario teórico que fue usado.

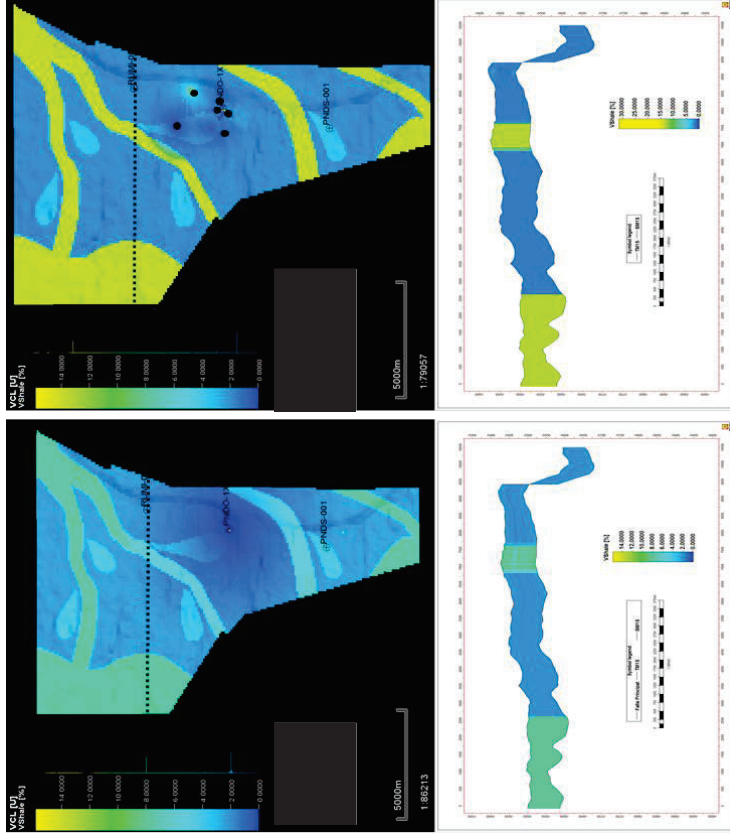


Modelo de Porosidad Efectiva.
 En ambos casos se observan tres notorios valores. Respetando las propiedades petrofísicas de cada litología.



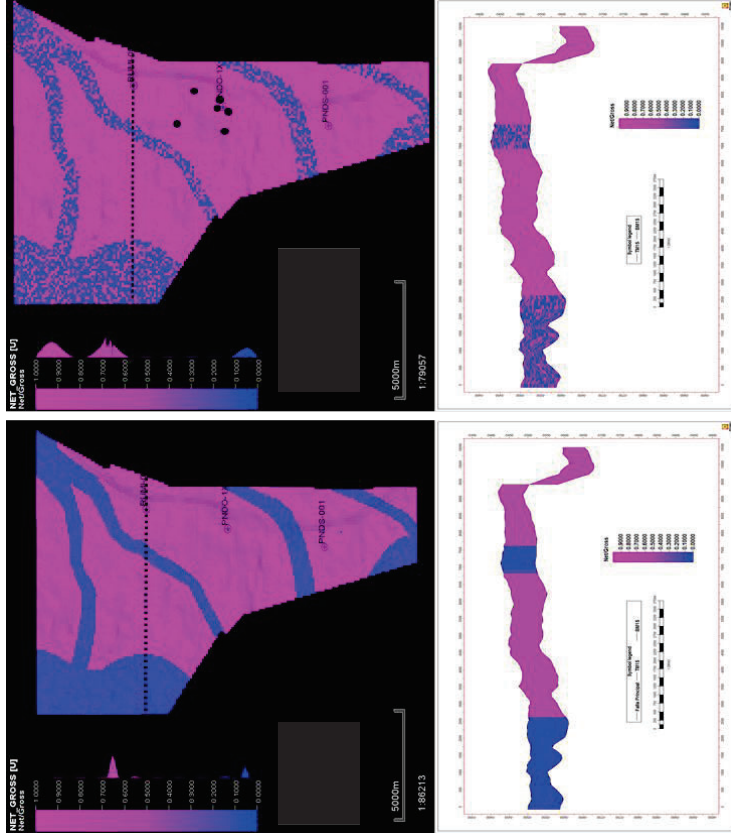
Modelo de Saturación de Agua.

Respetar en ambos casos las propiedades petrofísicas de cada litología, variando únicamente los valores.



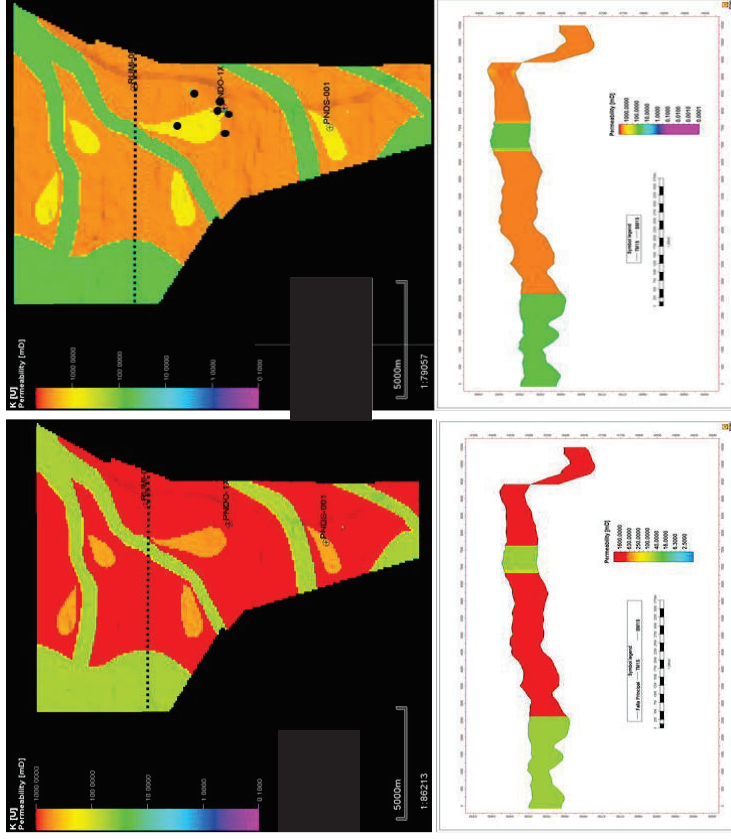
Modelo de Contenido de Arcillas.

En ambos casos lo único que varía es los valores correspondientes a cada litología.



Modelo de **Net to Gross**.

En ambos casos cumple con las condiciones petrofísicas para cada litología.



Modelo de **Permeabilidad**.

En ambos casos los valores de permeabilidad son los acordados para cada litología.

Los modelos analizados fueron creados con el algoritmo Determinístico, cuyo método aplicado fue el de Kriging, que por conocimiento teórico se sabe que este trabaja de mejor manera, con una mayor cantidad de datos, así como también se conoce que este algoritmo respeta más los datos duros (datos de pozo), de manera que los resultados que se van a obtener, van a ser más reales y acorde a los datos del pozos.

La elaboración de los modelos con el algoritmo determinístico y sin el modelo sedimentario teórico reflejo resultados poco coherentes para la geología, razón por la cual se tomo la decisión de agregar dicho modelo, basándose en la evolución propuesta para la secuencia M1, reflejando resultados mas acordes.

Como es de conocimiento, este algoritmo sigue los datos literalmente, sin hacer promedios entre los valores cercanos, así que se puede concluir la complejidad del campo de este proyecto.

De igual forma se realizó una comparación entre los resultados de la estimación de volumen, para los diferentes modelos (Tabla 11):

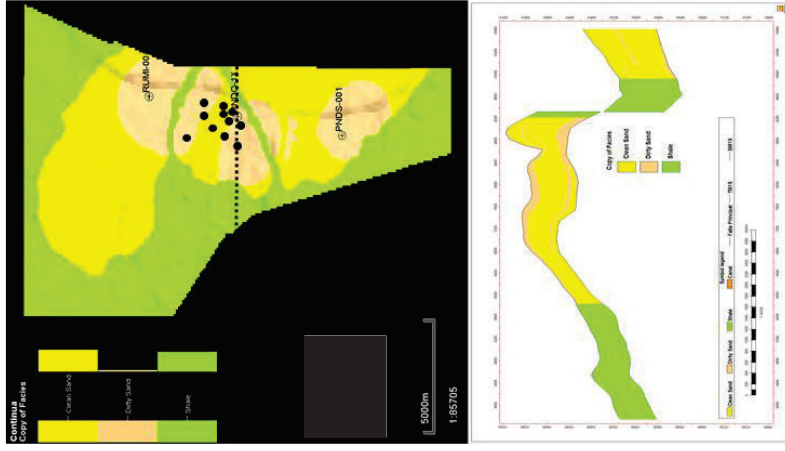
Tabla 11 Comparación de los cálculos de Volumen de los modelos Determinísticos.

	3 POZOS	9 POZOS	Diferencia
Bulk Volume	1887	1887	0
Net Volume	999	1329	330
Pore Volume	243	337	94
STOIIP	183	194	11
Recoverable oil	183	194	11

La Tabla 11 muestra una diferencia considerable entre los **Casos de Estudio, CE**, arrojando una sombra de incertidumbre a los resultados del **CE** con solo tres pozos, pues es conocido que este algoritmo trabaja de mejor forma con mayor cantidad de pozos, lo que hace suponer que resultados confiables son los obtenidos a partir del **CE** de nueve pozos.

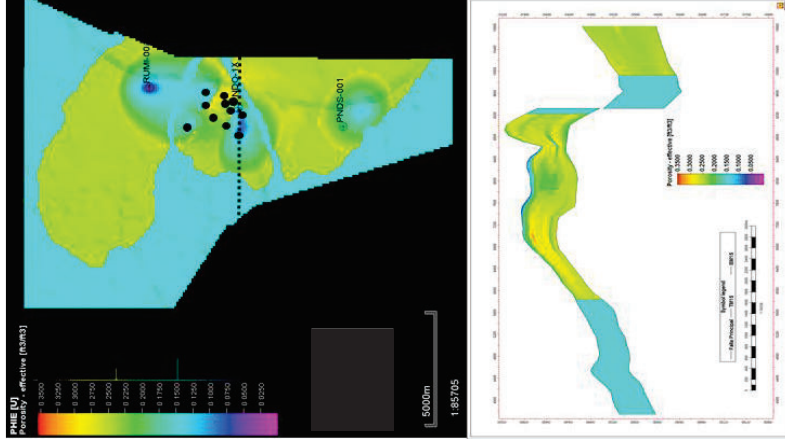
5.4.2.2. Aplicación del Método de Kriging + Modelado de Objetos (Atributo sísmico)

La diferencia de este caso con los anteriores es la aplicación del polígono extraído por los Atributos Sísmicos aplicados, y posteriormente ingresados en los diferentes modelos.



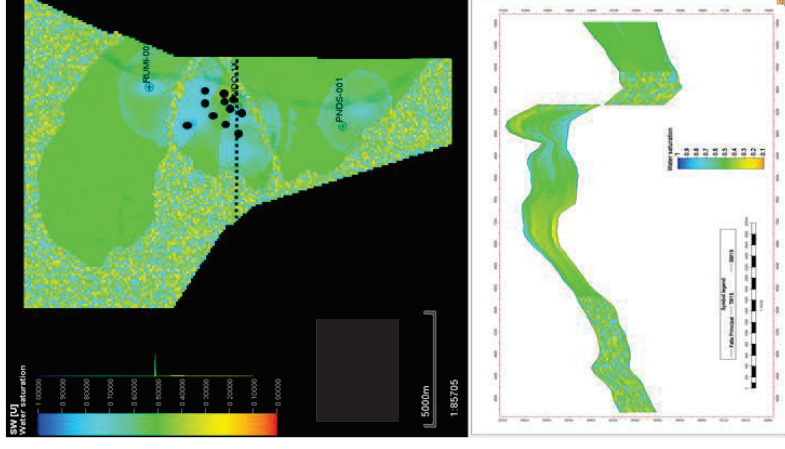
Modelo de Facies

Siendo un modelo que sigue literalmente los datos, los resultados son muy marcados. Si se tuviera más datos y más esparcidos la población de las facies sería mejor.



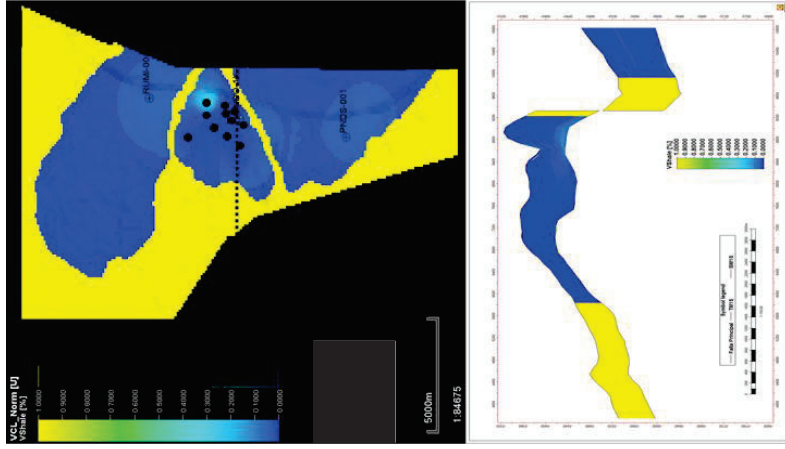
Modelo de Porosidad Efectiva

La población que se realiza en los lugares donde no se tiene el dato duro de pozo, es poblada por el algoritmo y se puede observar que sigue una población suavizada, sin variaciones marcadas. En los demás lugares la población no es representativa.



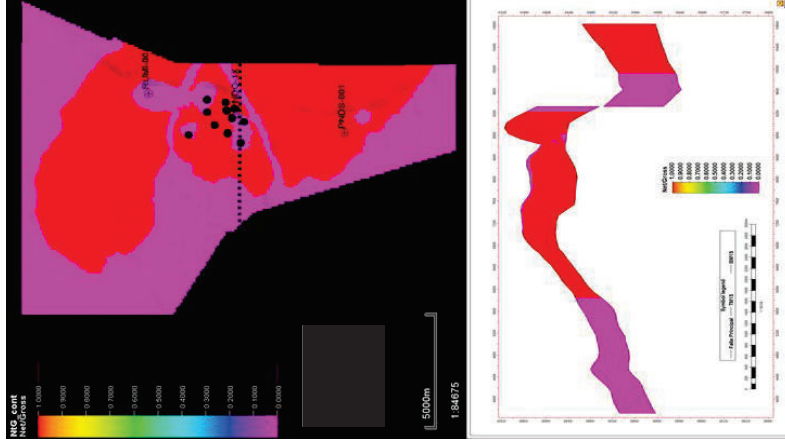
Modelo de Saturación de Agua

La propiedad de Sw en este caso, no muestra diferencias claras en las litologías



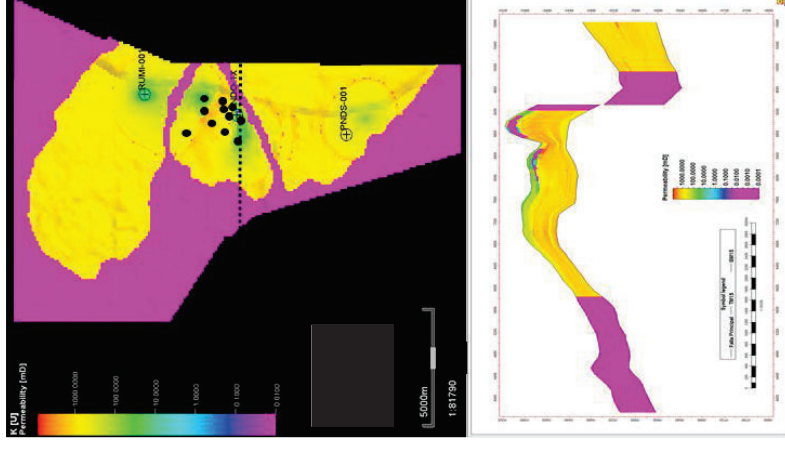
Modelo de Net to Gross

En este caso los resultados son muy marcados, reflejando modelos no realistas.



Modelo de Contenido de Arcilla

El modelo resultante respeta la litología, sin embargo se nota claramente que hace falta información para un modelo más realista.



Modelo de Permeabilidad

En este caso se respeta la litología, sin embargo no se tiene como resultado un modelo confiable.

En este caso se pudo observar la representación del modelo al introducir atributos sísmicos, a pesar de ser un algoritmo determinístico. Sin embargo en todos los casos ha respetado las características petrofísicas. De igual forma que en los anteriores casos, se ha realizado una estimación de volumen total de petróleo en el reservorio (Tabla 12) para poder realizar comparaciones.

Tabla 12 *Estimación de volumen total de petróleo en el reservorio para el caso del modelo determinístico con todos los pozos.*

	14 Pozos + lóbulos
Bulk Volume	4449
Net Volume	3044
Pore Volume	728
STOIP	364
Recoverable oil	364

Después de la construcción de los diferentes modelos, la población de propiedades y cálculo de volumen, y sobre todo el estudio de los algoritmos, pude concluir que para este caso de estudio en particular, lo mejor en este campo es la aplicación del algoritmo probabilístico, debido a que la cantidad de información disponible y pozos perforados, es muy baja para que los resultados sean confiables aplicando un algoritmo determinístico.

Adicionalmente la información es baja y los datos están esparcidos, siendo entonces así la mejor opción aplicar el método probabilístico que se basa en estadística entre los datos.

5.5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Tras haber realizado varios casos de estudio, se realizó una comparación entre los modelos de salida con el mismo algoritmo y método pero con cantidad de datos de entrada diferentes, de manera que la comparación sea válida.

Partiendo del análisis de todos los casos de estudio, se evidenció que el ingreso de la variable secundaria fue fundamental para el desarrollo del modelado de todas las propiedades, pues permitió apreciar la secuencia M1 y clarificar los mismos cuerpos en los modelos.

Cabe resaltar, la importancia de los registros eléctricos y evaluaciones petrofísicas para la provisión de información ya que al no contar todos los pozos con los mismos datos, se limita aun más la cantidad de información de entrada

A fin de tener más información para una comparación, se realizó el cálculo de volumen de las reservas. A pesar de que el algoritmo determinístico no arrojó resultados geológicamente coherentes, no se observó una variación significativa en los valores obtenidos. Cabe resaltar que para el Algoritmo Probabilístico se utilizó el método Simulación Secuencial Gaussiana, y este método es basado en kriging, método utilizado para el algoritmo determinístico. Esta circunstancia lleva a suponer que esta sería la razón por la que los resultados no varían de forma significativa.

Una vez presentados los resultados obtenidos a partir de la aplicación de diferentes algoritmos y métodos, la **Tabla 13** presenta una síntesis de las observaciones realizadas.

Tabla 13 Comparación de Algoritmos y métodos.

<u>Algoritmo Probabilístico</u>	<u>Algoritmo Determinístico</u>
<ul style="list-style-type: none"> - Crea un modelo que es confiable a las características estadísticas de los datos. - Su uso es recomendable cuando se tiene <i>pocos datos</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> - Genera un modelo que sigue los datos literalmente. - Se recomienda aplicar este algoritmo cuando se tiene <i>muchos datos</i>
<u>Método</u>	
<i>Simulación Secuencial Gaussiana</i>	<i>Kriging</i>
<ul style="list-style-type: none"> - Se usa cuando los datos se encuentran esparcidos o en caso de que sean escasos. - Usado con la finalidad de dispersar datos continuos (numéricos: porosidad, permeabilidad) 	<ul style="list-style-type: none"> - Crea resultados suavizados. - Estima el valor de la celda basado en los datos ingresados a su alrededor. - Usa variogramas para guiar la población de los datos.

De igual forma, posterior al análisis de los resultados obtenidos, se ha tomado de la decisión de realizar una tabla de evaluación de los modelos resultantes y sus diferentes propiedades y parámetros obtenidos, obteniendo como resultado las siguientes tablas:

LEYENDA

BUENO	
MEDIO	
MALO	

Tabla 14 Comparación de los modelos obtenidos con el algoritmo probabilístico

ALGORITMO PROBABILÍSTICO	3 POZOS	9 POZOS	14 POZOS + ATRIBUTOS SÍSMICOS
Distribución de los cuerpos	Yellow	Yellow	Green
Modelo de Facies	Yellow	Yellow	Green
Modelo de Porosidad Efectiva	Yellow	Yellow	Green
Modelo de Saturación de agua	Yellow	Red	Green
Modelo de Contenido de arcillas	Yellow	Yellow	Green
Modelo de Net to Gross	Yellow	Yellow	Yellow
Modelo de Permeabilidad	Red	Yellow	Yellow
Uso de variable secundaria	Green	Green	Green
Estimación de volumen	Red	Yellow	Green
Presencia de lóbulos deltaicos	Red	Red	Green

Tabla 15 Comparación de los modelos obtenidos con el algoritmo determinístico

ALGORITMO DETERMINÍSTICO	3 POZOS	9 POZOS	14 POZOS + ATRIBUTOS SÍSMICOS
Distribución de los cuerpos	Red	Red	Yellow
Modelo de Facies	Red	Red	Yellow
Modelo de Porosidad Efectiva	Red	Red	Yellow
Modelo de Saturación de agua	Red	Red	Red
Modelo de Contenido de arcillas	Red	Red	Yellow
Modelo de Net to Gross	Red	Red	Yellow
Modelo de Permeabilidad	Red	Red	Yellow
Uso de variable secundaria	Green	Green	Yellow
Estimación de volumen	Yellow	Yellow	Green
Presencia de lóbulos deltaicos	Red	Red	Green

Como se puede inferir de esta tabla, no existe un algoritmo o método superior, únicamente su aplicación depende del caso de estudio y de la cantidad de información disponible.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES

- El uso al máximo de los recursos disponibles (sísmica, estratigrafía, sedimentología, registros eléctricos, evaluaciones petrofísicas, etc) mejorará la calidad de los resultados. De igual manera el estudio previo de los mismos, maximizará la eficiencia en la perforación.
- La adquisición y validación temprana de la información en este caso en particular de la sísmica permite la toma de decisiones oportunas con eficiencia.
- La adquisición de información tanto sísmica, registros eléctricos, evaluaciones petrofísicas, etc. se debe considerar como una inversión y no como un gasto.
- Si se hubiese realizado el estudio de la sísmica antes de la perforación, se habría detectado la presencia de los lóbulos deltaicos, de manera que solo con la aplicación de una prueba de presión al pozo Pindoyacu 1X con un radio de investigación más extenso, se habría reflejado resultados que confirmen la existencia o no de una litología diferente.
- En caso de confirmar la variación litológica en la extensión del campo, confirmando que las áreas intra-lóbulos es de litología arcillosa, se pudiera evitar posibles pérdidas económicas al impedir la perforación de dicha área y ubicar plataformas estratégicas para optimizar los reservorios.
- Los modelos fueron realizados sobre la base de topes estructurales identificados en el presente trabajo a través de la interpretación geofísica y en base a topes estratigráficos aportados por el equipo de Schlumberger, los cuales posteriormente fueron ajustados para este trabajo.
- Es completamente necesario e indispensable que tanto el cubo sísmico como los pozos estén referidos correctamente a la superficie, para poder realizar una correcta calibración sísmica – pozo. En el presente proyecto se tuvo que

modificar este parámetro para posteriormente tener la correcta calibración sísmica – pozo, paso clave para la posterior elaboración de los modelos.

- A pesar de que el algoritmo probabilístico es un algoritmo que en teoría trabaja bien cuando hay pocos datos, en el caso de estudio no se ha observado un buen ajuste debido en parte a la complejidad de la geología de la zona y los vacíos en su conocimiento. De igual forma, la existencia de los 14 pozos es aún muy poca información para un resultado confiable, sin embargo da mejores resultados que la población con el algoritmo determinístico.
- Cuando se realizó el proceso de interpretación de horizontes es fundamental que la persona que realice este trabajo tenga un conocimiento integral del modelo de sedimentación de la zona, de tal manera que se pueda realizarlo de acuerdo a ese modelo e interpretar correctamente.
- La interpretación de horizontes debe ser ajustada a un número de líneas seguidas de tal forma que se siga una continuidad y sin obviar detalles importantes.
- La elección del algoritmo al momento de construir el modelo será fundamental para obtener buenos resultados. Es importante conocer muy bien cómo trabaja cada uno de ellos.
- A pesar de ser 14 los pozos existentes, no es el mismo número de ciertos registros eléctricos y evaluaciones petrofísicas disponibles como los de Permeabilidad, Saturación de Agua, Contenido de Arcillas, etc; limitando aún más la cantidad de información.
- La arenisca M1 es depositada por procesos deltaicos, y se ve afectada por procesos de abandono del canal, formando lóbulos, que en el caso de este campo se puede visualizar tres diferentes lóbulos y los espacios intra- lóbulos donde no existe la depositación de las arenas.

7.2. RECOMENDACIONES

- En caso de que se llegara a perforar un pozo en las zonas intra-lobulares, se recomienda que con esta nueva información volver a realizar la población del modelo y el cálculo de volumen, pudiendo así asegurar la litología propuesta para esta zona y la estimación del volumen de reservas.
- De acuerdo a lo que se pudo observar en la aplicación de los atributos sísmicos en el volumen sísmico, milisegundos más arriba del tope de la secuencia M1, se pudo apreciar un considerable número de lo que se podría considerar como canales erosivos que aparentemente se extienden hacia el noroeste de la estructura haciendo esta zona un posible plan de estudio por explorar.
- El estudio previo de toda la información disponible previa a la perforación de pozos, es fundamental para optimizar resultados.
- Como se pudo observar en este proyecto, es de fundamental importancia obtener un modelo geológico coherente, para poder realizar una representación razonable en el modelo geocelular, recordando que los modelos reflejaran lo que el usuario quiere representar.
- La calibración sísmica- pozo será uno de los pasos mas importantes, para así poder estar seguros que nos encontramos interpretando en el horizonte correcto.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

Arche A. (2010). Sedimentología Del proceso físico a la cuenca sedimentaria. *Consejo Superior de investigaciones científicas, Madrid*

Baby P, Rivadeneira M, Christophoul F, Barragan R. (1999). Style and timing of deformation in the Oriente basin of Ecuador. *Fourth ISAG, Goettingen (Germany)*.

Baby P, Rivadeneira M, Barragán M. (2004). LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGIA Y PETROLEO. *Editores Científicos, 295p*.

Baldock J. (1982). Geología del Ecuador. *Boletín de la Explicación del Mapa Geológico de la República del Ecuador, Esc 1: 1,000.000*.

Balkwill H, Rodriguez G, Paredes F, Almeida J. (1995). Northern part of the Oriente Basin, Ecuador: Reflection Seismic Expression os Structures, in A. J. Tankard, R. Suarez S, and H. J. Welsink, eds., Petroleum Basins of South America: AAPG Memoir 62, p. 559 – 571.

Barragán R, Christophoul F, White H, Baby P, Rivadeneira M, Ramírez F, Rodas J. (2014). Estratigrafía secuencial del cretácico de la Cuenca Oriente del Ecuador., *La Cuenca Oriente Geología y Petróleo*.

Barragán R, Ramírez F., Rodas J., Evidence of an Intra- Plate “Hot Spot” under the Ecuadorian Oriente Basin during the Cretaceous tectonic evolution.

Bellosi E., Valdez A., Gil W., Cerna R., Bailón R., Meissinger V. (2005). Stratigraphy and Sedimentology of the Block 16, Oriente Basin, Integration of previous studies. *Repsol Exploration Ecuador. Quito- Ecuador*.

Berrones G. (1992). Estudio de la subsidencia de la Cuenca oriental ecuatoriana entre el Jurásico superior y el reciente. *Simposium Nacional: Investigación y Desarrollo tecnológico en el área de hidrocarburos*, Conuep- Petroproducción (eds.), 2, 937- 968, Quito.

Berrones G., Jaillard E., Ordonez M., Bengston P., Benitez S., Jimenez N., and Zambrano I. (1993). Stratigraphy of the “Celica – Lancones Basin” (south- western Ecuador- Northwestern Peru). Tectonic implications, in Proceedings, *Second International Symposium on Andean Geodynamics, Oxford, September 1993: Paris, France, Institut Francais de recherché scientifique pour le developpement en cooperation (ORSTOM)*, p. 283 – 286.

Bés de Berc S. (2003) Rivers and Floodplains, forms, processes and sedimentary record. *Blackwell Science Ltd., London*.

Bristow C., Hoffstetter R. (1977). Lexique Stratigraphique Internacional. Ecuador.

Bruce S. (2011). An Introduction to Seismic Interpretation, *Discovery Series N°16*.

Boisvert, J., Pyrcz, M., and Deutsch, C.V. (2007). Multiple- Point Statics for Training Image Selection. *Natural Resources Research, Vol. 16, No. 4, December*.

Caballero C. (s.f.). Estratigrafía de secuencias. *Clase Sedimentología y Estratigrafía, Ccias de la Tierra. Fac. Ciencias – UNAM*.

Cabañas M., W.I. (1996). “Interpretación Geológica de Sismogramas Sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Rio Segura G-I”. *Geogaceta, 20 (1)*.

Caers J. and Zhang, T. (2002). Multiple- points geostatics: a quantitative vehicle for integrating geologic analogs into multiple reservoirs models. *Stanford University, Stanford Center for Reservoir Forecasting*.

Canfield R., Bonilla G., Raymond R. (1982). Sacha Oil Field of Ecuadorian Oriente. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. V66. No.8

Chiles J.P., Delfiner P. (1999). *Geostatistics Modeling Spatial Uncertainty*. John Wiley and Sons, New York, 696pp.

Chopra, S., and K. J. Marfurt. (2007). Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. *Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, OK, 456p*.

Christophoul F. (1999) Discrimination des influences eustatiques et tectoniques, dans les bassins liés à des chaînes de convergences: exemples du bassin Subandin d'Equateur. *Phd, Université Paul Sabatier*.

Conoco Ecuador LTD. (1990). Depositional environments of the Hollin and Napo formations, Block 16, Ecuador.

Dagum. (1971). Introducción a la Econometría. *Siglo XXI editors, séptima edición, México*.

Dashwood, D. & Abbots J. (1990). Aspects of the Petroleum geology of the Oriente Basin, Ecuador. *Geological Society Special Publication, n°50*.

Delgado, Yareth. (2011). Generación de un modelo de facies empleando técnicas geoestadísticas de alto orden en un área de la faja petrolífera del Orinoco. *Informe de pasantía para optar al título de Ingeniero Geofísico*.

Deutsch, C. V., and Journel, A. G. (1998). GSLIB: Geostatistical software library and user's guide. *2nd ed.: Oxford University Press, New York, 368p*.

Faucher. B, Savoyat. E. (1973). Esquema Geológico de los Andes Ecuatorianos.

Gaibor J. (2014). Estratigrafía de las cuencas, Cuencas Sedimentarias.

Glover, P. (2000). Petrophysique et Analyse Geologique des Diagraphies. *Department de Geologie et de Genie Geologique Universite Laval. Canadá.*

Guardiano. F, and Srivastava R. (1992) Multivariate geostatics: Beyond bivariate moments, in Soares, A., ed., Geostatics- Troia, Vol. 1 : Kluwer Academic, Dordrecht.

Haq B., Hardenbol J., Vail P. (1987). Chronology of Fluctuating Sea Levels Since the Triassic.

Hernandez, J. (2001). La sedimentación en los deltas, los estuarios y las cuencas deltaicas.

IPIMS. (2010).

Jaillard, E., (1997). Síntesis estratigráfica y sedimentológica del cretáceo y paleógeno de la Cuenca oriental del Ecuador.

Journel, A. G. (s.f). Chapter 2: Geostatistics: Roadblocks and challenges, in Soares, A., ed., *Geostatistics- Troia, Vol. 1: Kluwer Academic, Dordrecht, p. 213- 224.*

Matheron, G. (1965). Las variables Regionalizadas y su estimación. Tesis Doctoral. *Universidad de Paris. Francia.*

Mattax, C. y Dalton, R. (1990). Reservoir Simulation. *Society of Petroleum Engineers. Technology Today Series. June p.692-695.*

Murphy, D, Page, N and Rodin, E. (1990). *Mathematical Modeling- A tool for Problem Solving in Engineering, Physical, Biological and Social Sciences*. Oxford: Oxford University Press.

Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira- Este del Campo La Cira. (s. f.). *Recuperado el 5 de marzo de 2015, de <http://www.bdigital.unal.edu.co/4349/2/cesaraugustorojassuarez.2011.parte2.pdf>*

Overeem, I. (2008). *Geological Modeling: Introduction*. Community Surface Dynamics Modeling System. *University of Colorado at Boulder. Course material*.

Paláez, A. (2009). *La Geofísica en la Industri Petrolera*. Maestria- Geofísica, Blog Espol.

Porębski J., Steel R. (2003) Shelf Margin deltas: their stratigraphic significance and relation to deepwater sands. *Earth Science Reviews*.

Regueiro, J. (2008). "Evaluación sísmica de Yacimientos". *Octubre*.

Regueiro, J. (2006). "Inversión Geoestadística de Amplitudes Sísmicas empleando un método de optimización por mínimos cuadrados". *Trabajo de Grado, universidad Central de Venezuela, Caracas*.

Rojo, O. (2001). Modelos físicos y modelos matemáticos. *Revista Ciencias Exactas e Naturais, Vol. 3, no 1, Jan/jun*.

Rossi, B. (et. Al). (s. f.). *Modelado de Objetos*. CAPIS- Centro de Actualización Permanente en Ingeniería de Software Escuela de Posgrado. ITBA.

Samper, J. y Carrera J. (1989). *Geoestadística: Aplicaciones a la Hidrogeología. Centro Internacional de Métodos Numéricos en Ingeniería. Universidad Politécnica de Cataluña. Barcelona: España.*

Schlumberger. (2014). *Informe Interno. Quito*

Petrel (2007). *Interpreter's Guide to Seismic Attributes. Schlumberger October*

Petrel. (2010). *Seismic Visualization and Interpretation. Schlumberger 2010.*

Petrel. (2010) Property Modeling. Schlumberger 2010

Schlumberger. (1989). *Principios/ Aplicaciones de la Interpretación de Registros, Schlumberger Educational Services.*

Serra, O. (1985). *Sedimentary Environments from wireline logs. Schlumberger.*

Shepherd, M. (2009). *Reservoir Modeling and Geostatics. Volume AAPG Memoir 91: Oilfield production geology AAPG Special Volumes p. 157.*

Strebelle, S. (2002). *Conditional Simulation of Complex Geological Structures Using Multiple- Point Statics. Mathematical Geology, Vol. 34, No. 1, January.*

Tarback, E. J. y Lugtends, F.K. (2007). *"Ciencias de la Tierra. Una Introducción a la Geología Física". 8va edición. Pearson Prentice Hall. Universidad Autónoma de Madrid, España.*

Tomas. (2004). *Diseño de un modelo Geológico- Geotécnico 3D de La Vega Baja del rio Segura (Alicante, Se España). XVI. Congreso Internacional de Ingeniería Grafica.*

Tschopp H. J. (1953). Oil explorations in the Oriente of Ecuador. *Bulletin of the American association of petroleum geologists*.

Urien, C. Zambrano, J. & Martins L. (1988) South Atlantic Opening and Basins in Southern South America. *Joint Oceanographic Assembly- JOA*.

Van der Kruk, J., Wapenaar, C.P.A., and Fokkema, J.T. (2001). "Comparison of resolution functions of 3-D multi- component with 3-D single- component imaging algorithms for ground penetrating radar data". *Exp. Abst., 5th Annual Meeting of the Society of Exploration Geophysicists of Japan, Japan, 229-236*.

Wasson, T y Sinclair, J. (1927). Geological explorations east of the Andes in Ecuador. *Bulletin of the American Association of petroleum geologists*

White H., Skopec R., Ramirez F. (1995) Reservoir Characterization of the Hollin and Napo Formations Western Oriente Basin, Ecuador. *AAPG Memoir 62. Petroleum Basins of South America, pp573 – 569*.

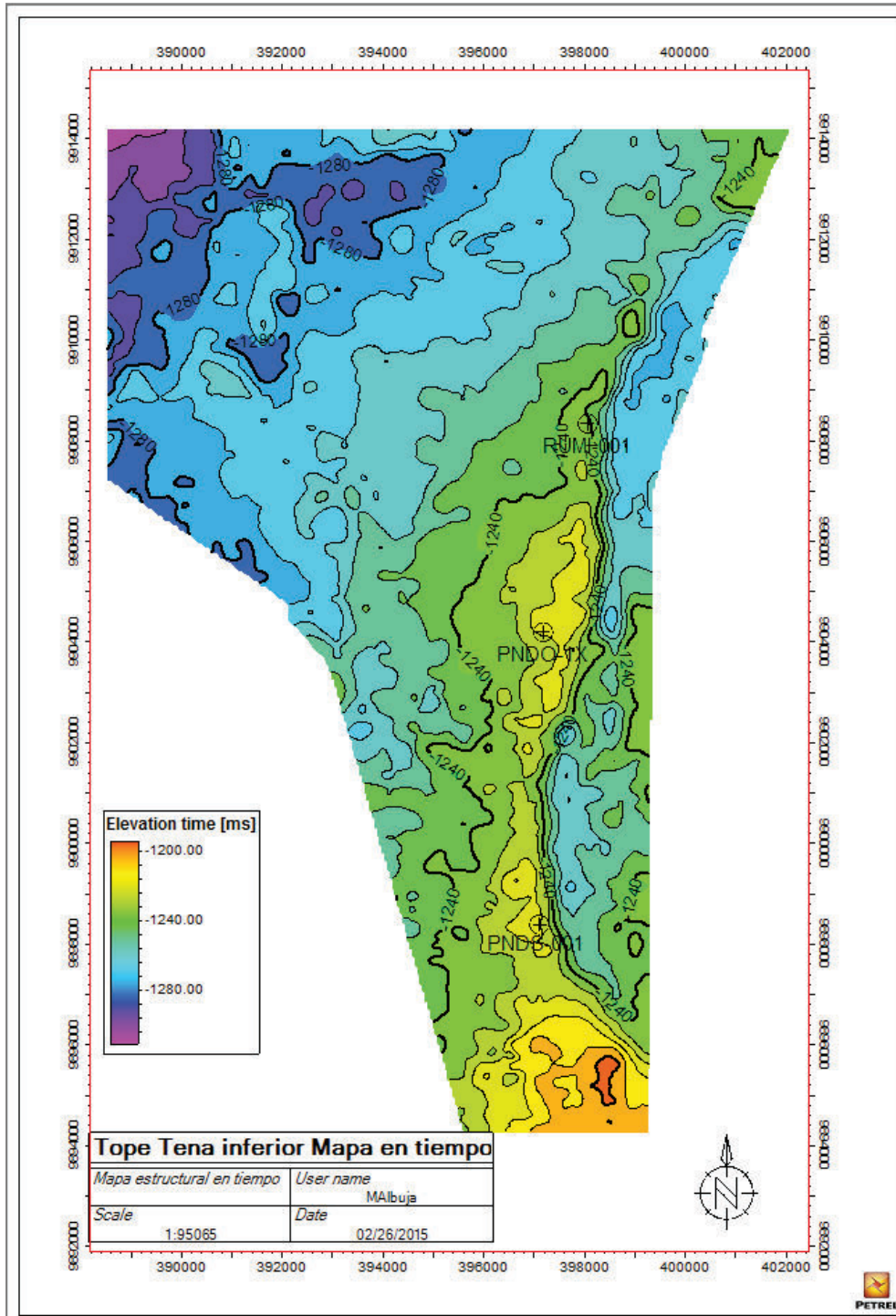
Yarus, J. (2009). Geocelular Modeling, Search and Discovery Article. *Adapted from presentation at AAPG Geoscience Technology Workshop, "Geological Aspects Resources and Reserves," Houston, Texas*.

Yoris, F. (s.f.) Estratigrafía por secuencias.

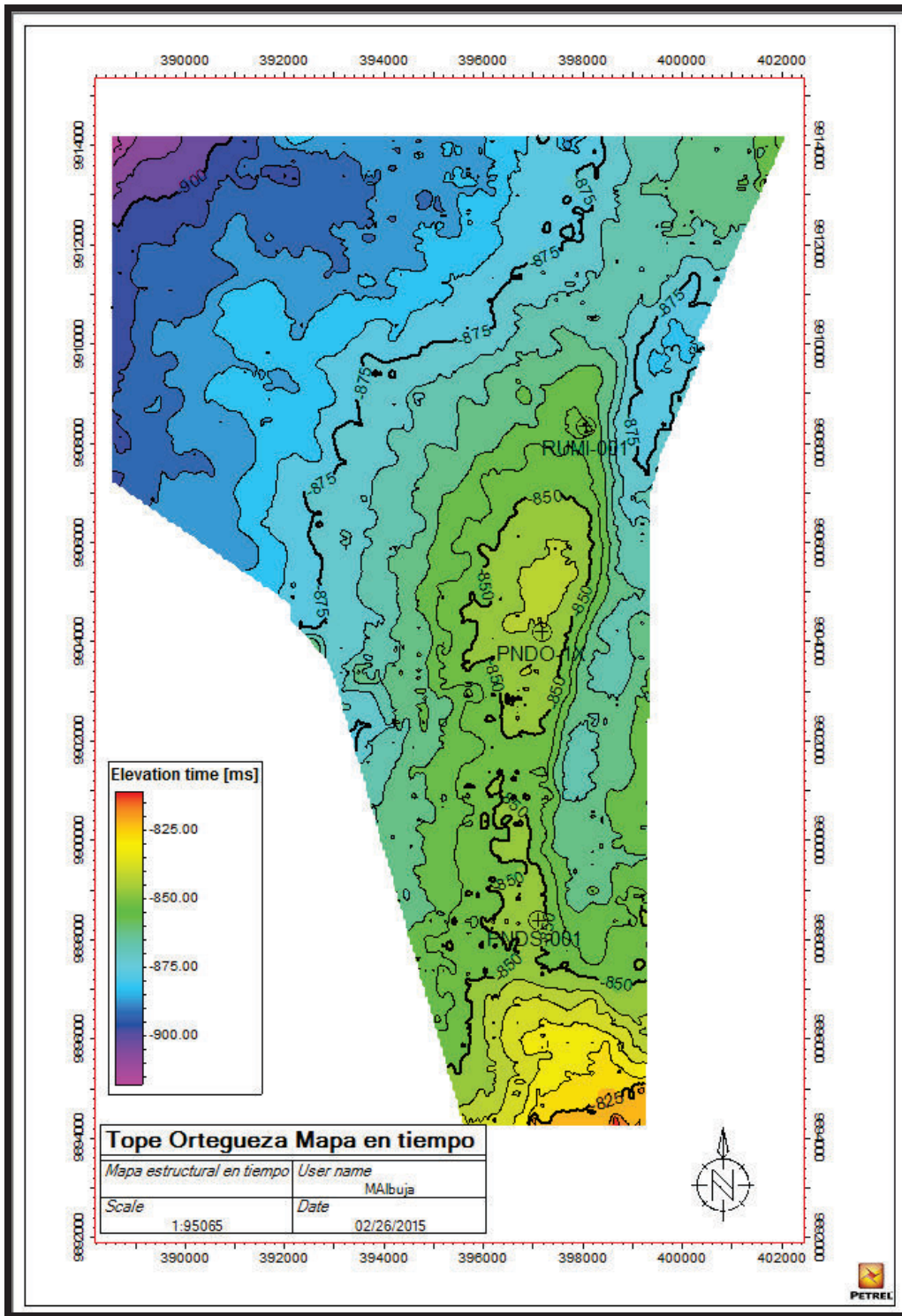
Zhang, Y. (2007). Introduction to Geostatics- Course Notes. *Department of Geology and Geophysics. University of Wyoming.*

ANEXOS

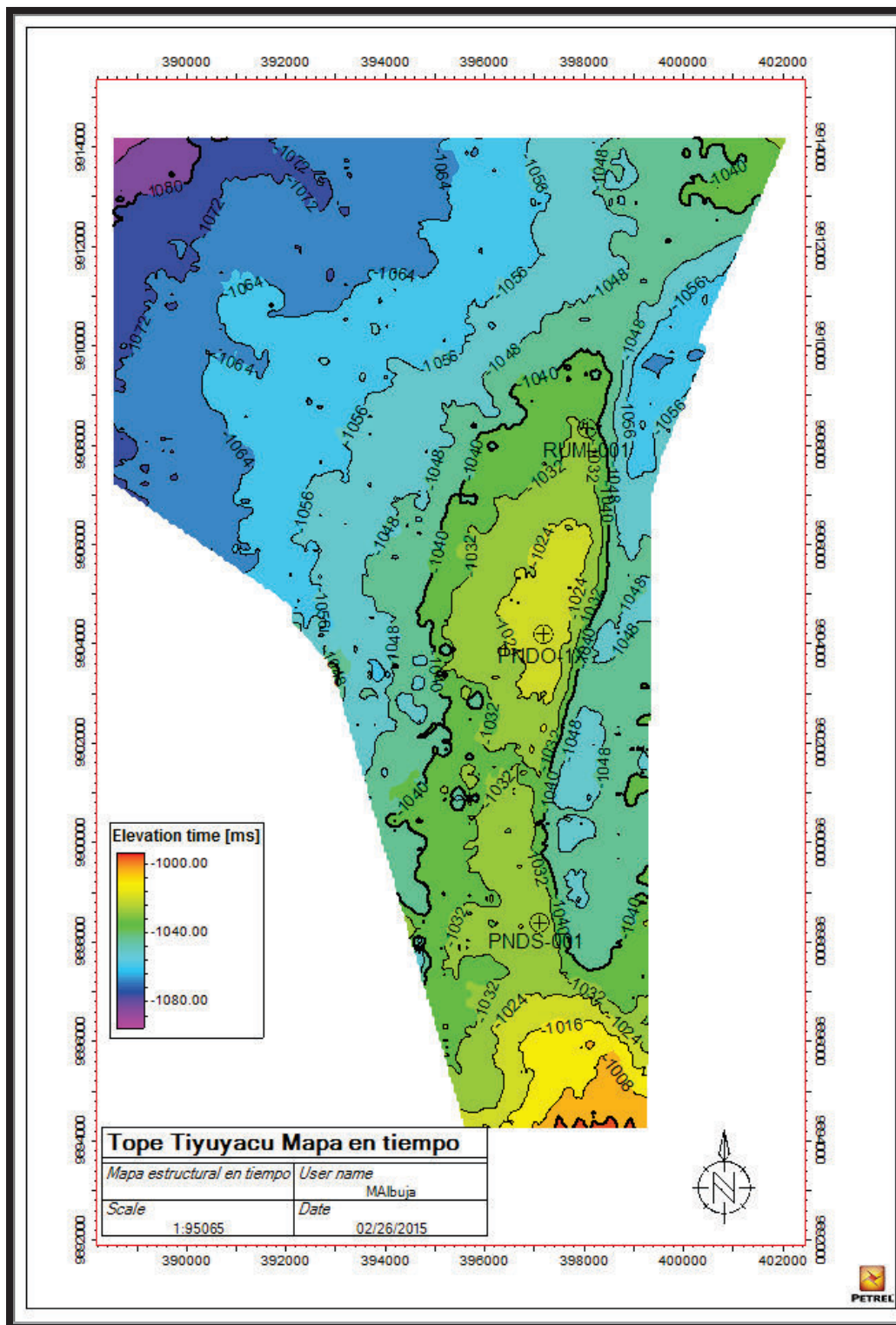
MAPAS ADICIONALES EN TIEMPO EXTRAIDOS DE LOS DIFERENTES HORIZONTES.



Anexo 2 Mapa en tiempo Topo Tena

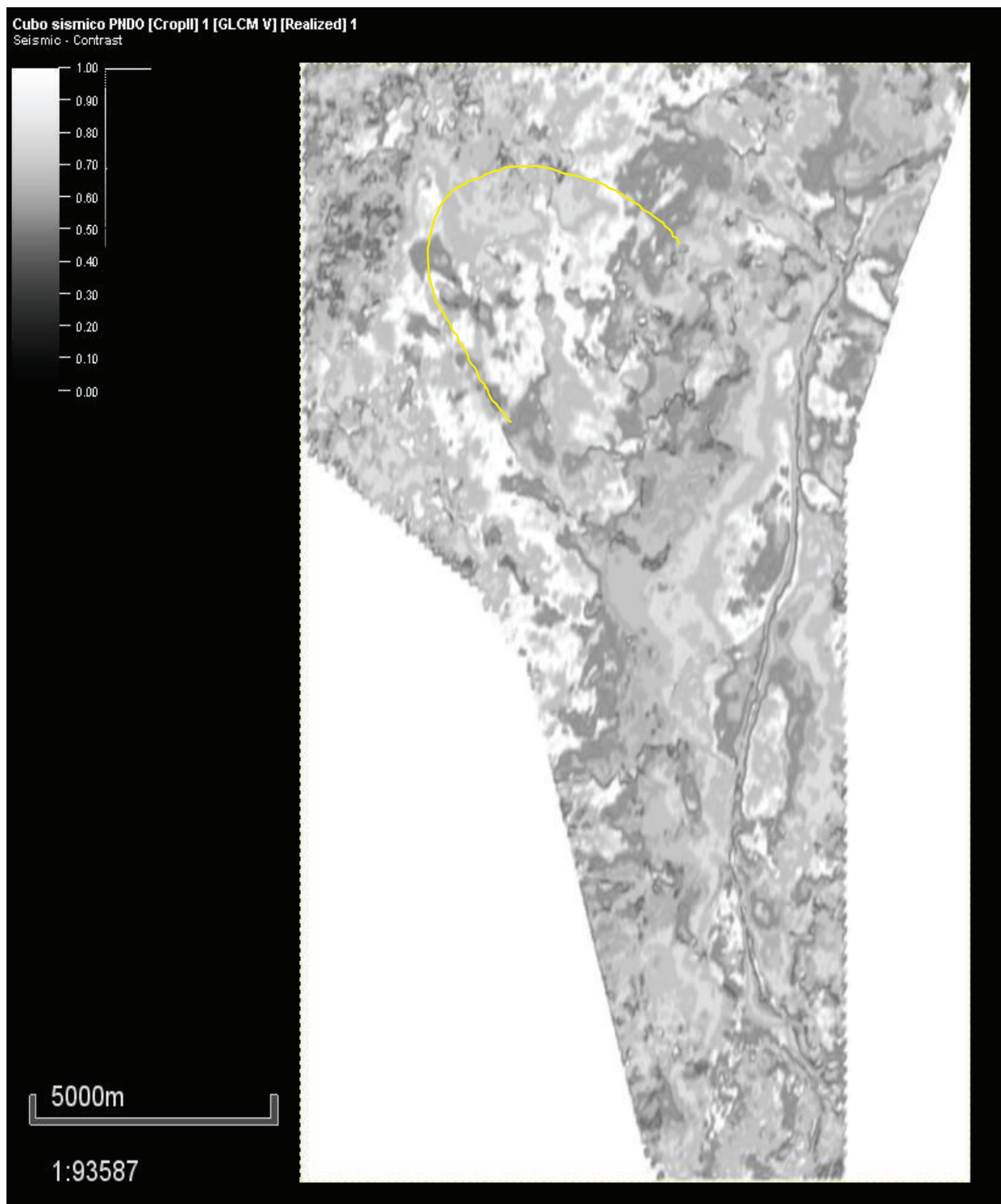


Anexo 3 Mapa en tiempo Tope Orteguaza.



Anexo 4 Mapa en tiempo Tope Tiyuyacu.

ATRIBUTOS SÍSMICOS ADICIONALES APLICADO AL VOLUMEN SISMICO



Anexo 5 Volumen sísmico con atributo "GLCM V" Z= -1336, equivalente en tiempo a la base de la secuencia M1

Anexo 6 Estimación de Volumen de Petrel para el Caso de estudio 1, con 3 pozos.

Petrel 2014.3 (64-bit)	Schlumberger
User name	MAlbuja
Date	Thursday, May 14 2015 16:49:00
Project	TesisMZ_final_2.pet
Model	Modelo 1 (3 pozos_MetodoSGS_estocastico)
Grid	3D_grid_M1
Input XY unit	M
Input Z unit	Ft
HC intervals	Includes oil interval only.
Lower oil contact:	Contact set\Oil water contact
Porosity:	PHIE_M1
Net gross:	NIg_cont
Bg (formation vol. factor):	1 [RB/ MSCF]
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0 [STB/ MSCF]
Recovery factor gas:	1
Properties in oil interval	
Sat. water:	SW_M1
Sat. oil:	1-Sw-Sg
Sat. gas:	0
Bo (formation vol. factor):	1 [RB/ STB]
Rs (solution gas/oil ratio):	0 [MSCF/ STB]
Recovery factor oil:	1
Facies	Facies_M1_M1

Case	Volume_Modelo1
Bulk volumen [*10^6 STB]	2459
Net volumen [*10^6 STB]	2056
Pore volume [*10^6 RB]	545
STOIP (in oil) [*10^6 STB]	262
STOIP (in gas) [*10^6 STB]	0
Recoverable oil [*10^6 STB]	262
Recoverable gas [*10^6 MSCF]	0

Anexo 7 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 2, con 9 pozos

Petrel 2014.3 (64-bit)	Schlumberger
User name	MAlbuja
Date	Friday, May 15 2015 12:00:35
Project	TesisMZ_final_2.pet
Model	Modelo 2 (9 pozos_MetodoSGS_estocastico)
Grid	3D grid_M2
Input XY unit	m
Input Z unit	ft
HC intervals	Includes oil interval only.
Lower oil contact:	Contact set\Oil water contact
Porosity:	PHIE
Net gross:	NiG_cont
Bg (formation vol. factor):	1 [RB/ MSCF]
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0 [STB/ MSCF]
Recovery factor gas:	1
Sat. water:	SW_M1
Sat. oil:	1-Sw-Sg
Sat. gas:	0
Bo (formation vol. factor):	1 [RB/ STB]
Rs (solution gas/oil ratio):	0 [MSCF/ STB]
Recovery factor oil:	1
Facies	Facies_M1_M2

Case	Volume_Modelo1
Bulk volumen [*10^6 STB]	2334
Net volumen [*10^6 STB]	2139
Pore volume [*10^6 RB]	512
STOIIP (in oil) [*10^6 STB]	249
STOIIP (in gas) [*10^6 STB]	0
Recoverable oil [*10^6 STB]	249
Recoverable gas [*10^6 MSCF]	0

Anexo 8 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 3, con 14 pozos, y atributos sísmicos

Petrel 2014.3 (64-bit)	Schlumberger
User name	MAlbuja
Date	Thursday, June 11 2015 15:38:33
Project	TesisMZ_final_2.pet
Model	Modelo 3_1(14pozos_MetodoModeladoDeObjetos_estocastico)
Grid	3D grid_M3_1
Input XY unit	m
Input Z unit	ft
HC intervals	Includes oil interval only.
Lower oil contact:	Contact set\Oil water contact
Porosity:	PHIE
Net gross:	NtG_cont
Bg (formation vol. factor):	1 [RB/ MSCF]
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0 [STB/ MSCF]
Recovery factor gas:	1
Sat. water:	SW
Sat. oil:	1-Sw-Sg
Sat. gas:	0
Bo (formation vol. factor):	1 [RB/ STB]
Rs (solution gas/oil ratio):	0 [MSCF/ STB]
Recovery factor oil:	1
Facies	Facies_M1

Case	Volume_Modelo1
Bulk volumen [*10^6 STB]	4449
Net volumen [*10^6 STB]	3298
Pore volume [*10^6 RB]	785
STOIIP (in oil) [*10^6 STB]	376
STOIIP (in gas) [*10^6 STB]	0
Recoverable oil [*10^6 STB]	376
Recoverable gas [*10^6 MSCF]	0

Anexo 9 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 3_2, con 14 pozos, atributos sísmicos y 20 corridas para el modelo

Petrel 2014.3 (64-bit)	Schlumberger
User name	MAIbuja
Date	Thursday, June 18 2015 11:44:96
Project	TesisMZ_final_2.pet
Model	Modelo 3_2(14pozos_MetodoModeladoDeObjetos_estocastico_20corridas_lóbulos)
Grid	3D grid_M3_2
Input XY unit	m
Input Z unit	ft
HC intervals	Includes oil interval only.
Lower oil contact:	Contact set\Oil water contact
Porosity:	PHIE
Net gross:	NTG_cont
Bg (formation vol. factor):	1 [RB/ MSCF]
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0 [STB/ MSCF]
Recovery factor gas:	1
Sat. water:	SW
Sat. oil:	1-Sw-Sg
Sat. gas:	0
Bo (formation vol. factor):	1 [RB/ STB]
Rs (solution gas/oil ratio):	0 [MSCF/ STB]
Recovery factor oil:	1
Facies	Facies_M1

Case	Volume_Modelo1
Bulk volumen [*10^6 STB]	4449
Net volumen [*10^6 STB]	3205
Pore volume [*10^6 RB]	760
STOIIP (in oil) [*10^6 STB]	364
STOIIP (in gas) [*10^6 STB]	0
Recoverable oil [*10^6 STB]	364
Recoverable gas [*10^6 MSCF]	0

Anexo 10 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 4, con 3 pozos.

Petrel 2014.3 (64-bit)	Schlumberger
User name	MAIbuja
Date	Monday, May 25 2015 14:21:02
Project	TesisMZ_final_2.pet
Model	Modelo 4(3 pozos_MetodoKriging_deterministico)
Grid	3D grid_M4
Input XY unit	m
Input Z unit	ft
HC intervals	Includes oil interval only.
Lower oil contact:	Contact set\Oil water contact
Porosity:	PHIE
Net gross:	NET_GROSS
Bg (formation vol. factor):	1 [RB/ MSCF]
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0 [STB/ MSCF]
Recovery factor gas:	1
Sat. water:	SW
Sat. oil:	1-Sw-Sg
Sat. gas:	0
Bo (formation vol. factor):	1 [RB/ STB]
Rs (solution gas/oil ratio):	0 [MSCF/ STB]
Recovery factor oil:	1
Facies	Facies_discreta

Case	Volume_Modelo1
Bulk volumen [*10^6 STB]	1887
Net volumen [*10^6 STB]	999
Pore volume [*10^6 RB]	243
STOIIP (in oil) [*10^6 STB]	183
STOIIP (in gas) [*10^6 STB]	0
Recoverable oil [*10^6 STB]	183
Recoverable gas [*10^6 MSCF]	0

Anexo 11 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 5, con 9 pozos.

Petrel 2014.3 (64-bit)	Schlumberger
User name	MAlbuja
Date	Friday, May 22 2015 10:39:34
Project	TesisMZ_final_2.pet
Model	Modelo 5 (9 pozos_MetodoKriging_deterministico)
Grid	3D grid_M5
Input XY unit	M
Input Z unit	Ft
HC intervals	Includes oil interval only.
Lower oil contact:	Contact set\Oil water contact
Porosity:	PHIE
Net gross:	NET_GROSS
Bg (formation vol. factor):	1 [RB/ MSCF]
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0 [STB/ MSCF]
Recovery factor gas:	1
Sat. water:	SW
Sat. oil:	1-Sw-Sg
Sat. gas:	0
Bo (formation vol. factor):	1 [RB/ STB]
Rs (solution gas/oil ratio):	0 [MSCF/ STB]
Recovery factor oil:	1
Facies	Facies_discreto

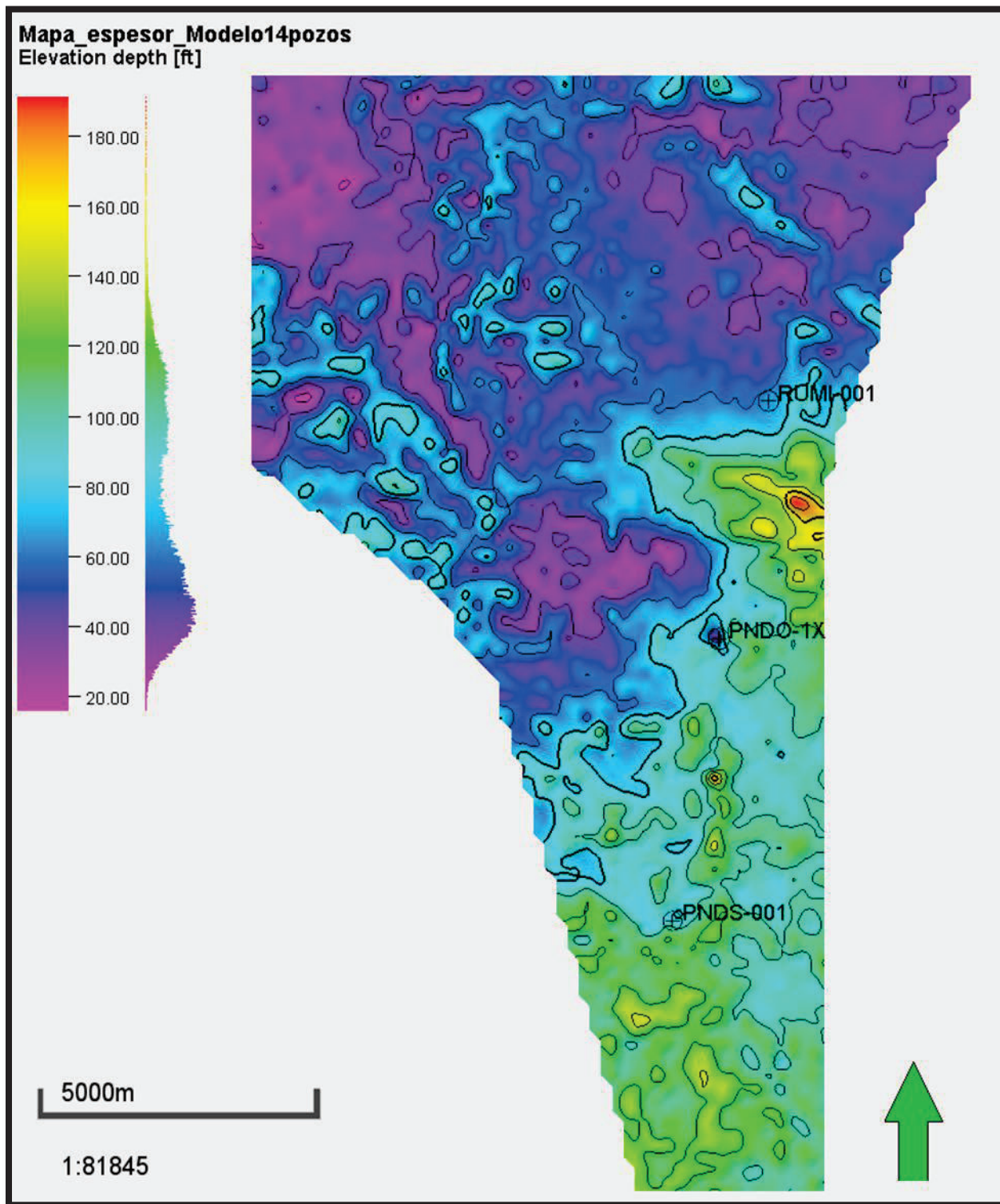
Case	Volume_Modelo1
Bulk volumen [*10^6 STB]	1887
Net volumen [*10^6 STB]	1329
Pore volume [*10^6 RB]	337
STOIIP (in oil) [*10^6 STB]	194
STOIIP (in gas) [*10^6 STB]	0
Recoverable oil [*10^6 STB]	194
Recoverable gas [*10^6 MSCF]	0

Anexo 12 Estimación de Volumen para el Caso de estudio 6, con 14 pozos y atributos sísmicos

Petrel 2014.3 (64-bit)	Schlumberger
User name	MAlbuja
Date	Thursday, June 18 2015 11:37:24
Project	TesisMZ_final_2.pet
Model	Modelo 6(14 pozos_atributo_Metodokriging_deterministico)
Grid	3D.grid_M6
Input XY unit	m
Input Z unit	ft
HC intervals	Includes oil interval only.
Lower oil contact:	Contact set\Oil water contact
Porosity:	PHIE
Net gross:	NTG_cont
Bg (formation vol. factor):	1 [RB/ MSCF]
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0 [STB/ MSCF]
Recovery factor gas:	1
Sat. water:	SW
Sat. oil:	1-Sw-Sg
Sat. gas:	0
Bo (formation vol. factor):	1 [RB/ STB]
Rs (solution gas/oil ratio):	0 [MSCF/ STB]
Recovery factor oil:	1
Facies	Facies Continua

Case	Volume_Modelo1
Bulk volumen [*10^6 STB]	4449
Net volumen [*10^6 STB]	3044
Pore volume [*10^6 RB]	728
STOIIP (in oil) [*10^6 STB]	364
STOIIP (in gas) [*10^6 STB]	0
Recoverable oil [*10^6 STB]	364
Recoverable gas [*10^6 MSCF]	0

MAPA ADICIONAL DE LA SECUENCIA M1



Anexo 13 Mapa de espesores para la secuencia M1