



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FACIES UTILIZANDO CÓDIGOS  
DE LITOTIPOS DE LAS UNIDADES PRODUCTORAS EN POZOS DEL  
CAMPO SACHA”**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN  
Previo a la obtención del título de  
INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR:  
PEDRO GARY DOMÍNGUEZ SUÁREZ**

**TUTOR:  
ING. CARLOS PORTILLA LAZO, Mg.**

**LA LIBERTAD- ECUADOR**

**2020**

**UNIVERSIDAD ESTATAL**

**PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FACIES UTILIZANDO CÓDIGOS  
DE LITOTIPOS DE LAS UNIDADES PRODUCTORAS EN POZOS DEL  
CAMPO SACHA”**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR:**

PEDRO GARY DOMÍNGUEZ SUÁREZ

**TUTOR:**

ING. CARLOS PORTILLA LAZO, Mg.

**LA LIBERTAD-ECUADOR**

**2020**

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Yo, **Domínguez Suárez Pedro Gary**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FACIES UTILIZANDO CÓDIGOS DE LITOTIPOS DE LAS UNIDADES PRODUCTORAS EN POZOS DEL CAMPO SACHA”**, es de mi autoría. Además, expreso que el mismo no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que he dispuesto de las referencias bibliográficas incluidas en este estudio.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Santa Elena, marzo del 2020



---

Pedro Gary Domínguez Suárez

CI.: 2400161176

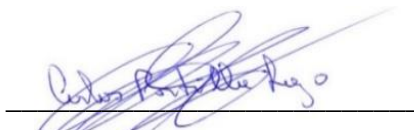
## CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

### **TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FACIES UTILIZANDO CÓDIGOS DE LITOTIPOS DE LAS UNIDADES PRODUCTORAS EN POZOS DEL CAMPO SACHA**”, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr. **Domínguez Suárez Pedro Gary**, egresado de la Escuela de Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



---

Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

TUTOR

**TRIBUNAL DE GRADO**



---

Ing. Juan Garcés Vargas, MSc.  
DECANO DE LA FACULTAD  
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA



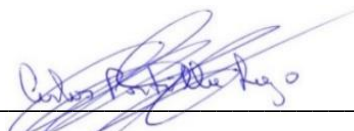
---

PHD. Mallerlis Gutiérrez H, MSc.  
DIRECTORA (E) DE CARRERA  
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS



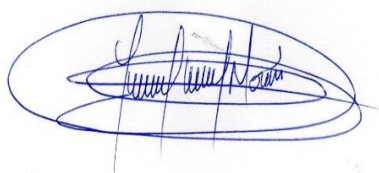
---

Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc  
DOCENTE DE ÁREA



---

Ing. Carlos Portilla Lazo Mgt.  
TUTOR



---

Abg. Lidia Lorena Villamar Morán, Mgt.  
SECRETARIA GENERAL (E)



## CERTIFICADO ANTIPLAGIO



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
Creación: Ley No. 110 R.O. No. 366 (Suplemento) 1998-07-22

La Libertad, 02 de marzo del 2020

### CERTIFICADO ANTIPLAGIO

001-TUTOR CAPL-2020

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado "CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FACIES UTILIZANDO CODIGOS DE LITOTIPOS DE LAS UNIDADES PRODUCTORAS EN POZOS DEL CAMPO SACHA", elaborado por el(a) estudiante Pedro Gary Domínguez Suárez, egresado(a) de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad Ciencias de la Ingeniería, de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 5% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,



Mg. Esteban Portilla Lazo, Mg.  
Cel.: 0913412367  
DOCENTE TUTOR





## AGRADECIMIENTO

*Agradecido en primera instancia con **DIOS**, porque me ha llenado de sabiduría, salud y sobre todo me ha dado las ganas de luchar en esta etapa de mi vida, cumpliendo con uno de mis tan anhelados sueños.*

*A mi Madre **Lesly Suárez**, por su ayuda infinita, estando de todas las maneras posibles; empujándome al éxito, por siempre corregirme y guiarme por el buen camino, y por supuesto agradecido por el amor incondicional que me da cada día.*

*A mi padre **Pedro Domínguez**, por siempre brindarme el apoyo incondicional en todas las etapas de mi vida, por sus excelentes consejos que día a día me brinda para direccionarme siempre por el buen camino.*

*A mi compañera de vida **Karen Galdea**, quién ha estado siempre alentándome a seguir adelante, que ha sido sin duda alguna una mujer extraordinaria y comprensiva en todos los sentidos.*

*A mis hermanos; **Elvis Domínguez** y **Jehison Domínguez**, por su amor y amistad incondicional que siempre me brindan.*

*A mi tutor **Carlos Portilla**, por su dedicación y profesionalismo en la guía de este Proyecto de Investigación, y por brindarme su amistad desde los inicios de mi carrera universitaria.*

*A mis profesores en general, por sus enseñanzas y consejos que supieron brindarme a lo largo de este camino profesional y que gracias a ellos he culminado con éxitos.*

*Son muchas las personas que han formado parte de mi vida profesional a las que me encantaría agradecerles su amistad, consejos, apoyo, ánimo y compañía en los momentos más difíciles de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y en mi corazón, sin importar en donde estén quiero darles las gracias por formar parte de mí.*

## DEDICATORIA

*El presente trabajo investigativo, es dedicado para mi familia en general por su inmenso amor, apoyo y confianza incondicional que me han brindado en toda mi vida. A mi Madre querida que ha sido el pilar fundamental de mi familia, y sobre todo este trabajo se lo dedico a mi hermoso hijo, que se ha convertido en mi motivación y la razón para que siga esforzándome por el presente y el mañana. Como en todos mis logros, este te lo dedico a ti hijo mío; **Neylan Domínguez.***

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FACIES UTILIZANDO CÓDIGOS  
DE LITOTIPOS DE LAS UNIDADES PRODUCTORAS EN POZOS DEL  
CAMPO SACHA”**

**Autor:** Pedro Gary Domínguez Suárez

**Tutor:** Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

**RESUMEN**

El presente proyecto evaluará datos de 10 pozos de campo Sacha, los cuales contienen wellheaders, registros de facies, registros eléctricos, topes y bases de las formaciones e información adicional, la cual se adjuntará e integrará en software Openworks para crear una base de datos y trabajar en sesiones individuales en Decision Space Geoscience, a partir de este programa se interpretarán los datos de campo mediante análisis geológico, curvas de proporción vertical, y se construirá la malla geoestadística del campo, se realizará el estudio variográfico para obtener la tendencia real de cada estrato geológico y se reproducirán varios modelos de facies utilizando dos tipos de algoritmos de simulación diferentes, el algoritmo de simulación secuencial indicador y el algoritmo de simulación plurigaussiana, con los resultados de estos modelos se procederá a evaluar cada una de las formaciones para verificar cuál de estos algoritmos reprodujo de mejor manera el yacimiento y se evaluarán zonas donde no existen pozos para encontrar nuevas posibles ubicaciones donde existe buena calidad de las arenas limpias para hallar hidrocarburos.

**Palabras claves:** facies, simulación, algoritmos

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“CONSTRUCTION OF THE FACIES MODEL USING CODES OF  
LITHOTYPES OF THE PRODUCTION UNITS IN WELLS OF SACHA  
FIELD”**

**Author:** Pedro Gary Domínguez Suárez

**Tutor:** Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

**ABSTRACT**

This project will evaluate data from 10 Sacha field wells, which contain wellheaders, facies logs, electrical logs, tops and bases of the formations and additional information, which will be attached and integrated into Openworks software to create a database and work in individual sessions in Decision Space Geoscience, from this program the field data will be interpreted through geological analysis, vertical proportion curves, and the geostatistical field mesh will be constructed, the variographic study will be carried out to obtain the real trend of each geological stratum and several facies models will be reproduced using two different types of simulation algorithms, the indicator sequential simulation algorithm and the plurigaussian simulation algorithm, with the results of these models, each of the formations will be evaluated to verify which of these algorithms better reproduced the reservoir and Areas where there are no wells will be evaluated to find new possible locations where there is good quality of clean sands to find hydrocarbons.

**Keywords:** facies, simulation, algorithms

## ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.....	ii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR .....	iii
TRIBUNAL DE GRADO .....	iv
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA .....	v
CERTIFICADO ANTIPLAGIO .....	vi
CAPTURE ANTIPLAGIO .....	vii
AGRADECIMIENTO .....	viii
DEDICATORIA .....	ix
RESUMEN.....	x
ABSTRACT.....	xi
ÍNDICE GENERAL .....	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvi
ÍNDICE DE TABLAS .....	xix
INTRODUCCIÒN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
1. MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN .....	3
1.1 ANTECEDENTES .....	3
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN .....	4
1.4 OBJETIVOS .....	5
1.4.1 OBJETIVO GENERAL.....	5
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	5
1.5 HIPÓTESIS DE TRABAJO:.....	5
1.6 ALCANCE DE LA PROPUESTA .....	5
1.7 VARIABLES .....	6
1.7.1 VARIABLE DEPENDIENTE.....	6
1.7.2 VARIABLE INDEPENDIENTE.....	6
1.8 METODOLOGÍA PROPUESTA .....	7
1.8.1 TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	7
1.8.2 MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN A EMPLEARSE .....	7

1.8.3	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	7
	CAPÍTULO II .....	9
2.	MARCO TEÓRICO .....	9
2.1	GENERALIDADES .....	9
2.2	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO .....	9
2.3	GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA ORIENTE .....	11
2.4	ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE .....	15
2.4.1	Precámbrico .....	18
2.4.2	Paleozoico .....	18
2.4.2.1	Formación Pumbuiza .....	18
2.4.2.2	Formación Macuma .....	18
2.4.3	Mesozoico .....	19
2.4.3.1	Formación Santiago .....	19
2.4.3.2	Formación Chapiza .....	20
2.4.3.3	Formación Misahuallí .....	21
2.4.3.4	Formación Napo .....	21
2.4.3.4.1	Napo Superior .....	21
2.4.3.4.2	Napo Medio .....	21
2.4.3.4.3	Napo Inferior.....	22
2.4.3.4.4	Napo Basal .....	24
2.4.3.5	Formación Hollín .....	25
2.4.4	Cenozoico .....	27
2.4.4.1	Formación Tena .....	27
2.4.4.2	Formación Tiyuyacu .....	28
2.4.4.3	Formación Orteguaza.....	28
2.4.5	Neógeno y cuaternario .....	28
2.4.5.1	Formación Chalcana .....	29
2.4.5.2	Formación Arajuno .....	29
2.4.5.3	Formación Chambira .....	29
2.4.5.4	Formación Curaray .....	29
2.4.6	Formación Mesa .....	30
2.4.7	Formación Mera.....	30

2.4.7.1	Volcánicos cuaternarios.....	30
2.5	GEOLOGÍA LOCAL .....	30
2.5.1	Estratigrafía.....	31
2.5.1.1	Basal Tena.....	31
2.5.1.2	Arenisca M-1 .....	31
2.5.1.3	Arenisca U .....	31
2.5.1.4	Caliza B.....	32
2.5.1.5	Arenisca T.....	32
2.6	DEFINICIÓN DE GEOESTADÍSTICA .....	32
2.7	ANÁLISIS DE DATOS ESPACIALES.....	33
2.8	ANÁLISIS ESTRUCTURAL.....	34
2.8.1	Definición de Variogramas.....	34
2.8.2	Definición de Anisotropía.....	37
2.9	ESTIMACIONES .....	38
2.9.1	Técnica de Interpolación Kriging .....	38
CAPÍTULO III.....		40
3.	CONTEXTO METODOLÓGICO.....	40
3.1	MÉTODOS DE SIMULACIÓN.....	40
3.1.1	Simulación basada en celdas.....	40
3.2	MODELAMIENTO ESTRATIGRÁFICO .....	41
3.3	MODELAMIENTO SEDIMENTOLÓGICO.....	42
3.4	CURVAS DE PROPORCIÓN VERTICAL.....	43
3.5	MALLA GEOESTADÍSTICA .....	43
3.6	DEFINICIÓN DEL MODELO DE FACIES.....	44
3.6.1	Modelo de Simulación Secuencial Indicador .....	44
3.6.2	Modelo de Simulación Plurigaussiana.....	45
3.7	SOFTWARES DE MODELAMIENTO.....	47
3.7.1	Software Openworks.....	47
3.7.2	Software Decision Space Geoscience.....	48
CAPÍTULO IV.....		51
4.	GENERACIÓN DE DATOS Y RESULTADOS .....	51
4.1	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE .....	51

4.2	LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN EN EL SOFTWARE....	51
4.2.1	Subida de Pozos .....	52
4.2.2	Subida de registros de facies.....	53
4.2.3	Subida de registros eléctricos .....	54
4.2.4	Determinación de topes formacionales.....	55
4.3	INTERPRETACIÓN LITOLÓGICA DEL RESERVORIO .....	59
4.4	CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO .....	60
4.5	SUPERFICIES DEL CAMPO.....	62
4.6	CONSTRUCCIÓN DEL POLÍGONO .....	68
4.7	CONSTRUCCIÓN DE LA GRID.....	68
4.8	DEFINICIÓN DE LITOTIPOS .....	71
4.9	CURVAS DE PROPORCIÓN VERTICAL.....	73
4.10	CÁLCULO DE VARIOGRAMAS .....	76
4.11	CONSTRUCCIÓN DE LAS ELIPSES DE ANISOTROPÍA.....	77
4.12	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FACIES .....	78
4.12.1	Construcción del modelo de facies con algoritmo SIS .....	78
4.12.2	Construcción del modelo de facies con algoritmo PS .....	86
4.13	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	94
	CAPÍTULO V .....	99
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	99
5.1	CONCLUSIONES .....	99
5.2	RECOMENDACIONES.....	101
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	102



## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 2.1</b> Localización de la Cuenca Oriente (datos SRTM, resolución 90 m).	11
<b>Figura 2.2</b> Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente.....	13
<b>Figura 2.3</b> Ubicación de los principales Campos petroleros y Mapa morfo- estructural de la Cuenca Oriente (datos SRTM, resolución 90 m) .....	15
<b>Figura 2.4</b> Columna tectono-estratigráfica, y eventos geodinámicos que controlaron el desarrollo de la Cuenca Oriente y de sus sistemas petrolíferos.....	17
<b>Figura 2.5</b> Esquema paleográfico de los miembros Lutita U (a), U Principal (b), Arenisca U Principal (c), deposición de la secuencia transgresiva Napo U Superior- Caliza A (d) .....	23
<b>Figura 2.6</b> Esquema paleográfico de los miembros Basal T (a), caída de nivel de mar (b), T Principal (c), T Superior-Caliza B (d) .....	24
<b>Figura 2.7</b> Esquema paleográfico de los miembros Hollín Principal (LST) (a), Hollín Principal (TST) (b), Hollín Superior (TST) (c), Hollín Superior-Lutita Napo Inf (d) .....	26
<b>Figura 2.8</b> Elementos del Variograma .....	34
<b>Figura 2.9</b> Modelos de variogramas teóricos .....	36
<b>Figura 2.10</b> Anisotropía Geométrica.....	37
<b>Figura 2.11</b> Anisotropía Zonal .....	37
<b>Figura 3.1</b> Simulación basada en celdas .....	41
<b>Figura 3.2</b> Ejemplo de curva de proporción vertical.....	43
<b>Figura 3.3</b> Vista 3D de una Malla Geoestadística.....	44
<b>Figura 3.4</b> Vista 2D y 3D de una simulación con el algoritmo secuencial indicador .....	45
<b>Figura 3.5</b> Influencia de los variogramas en el algoritmo plurigaussiano .....	46
<b>Figura 3.6</b> Definición de las banderas de truncación en el algoritmo plurigaussiano .....	47
<b>Figura 3.7</b> Logotipo del software Openworks .....	48
<b>Figura 3.8</b> Logotipo del software Decision Sspace Geoscience .....	49
<b>Figura 4.1</b> Generación del nuevo proyecto .....	52
<b>Figura 4.2</b> Vista general de la ubicación de los pozos .....	53

<b>Figura 4.3</b>	Vista de un registro de facies en la ventana “Well Correlation” .....	54
<b>Figura 4.4</b>	Vista de los registros eléctricos en la ventana “Well Correlation” .....	55
<b>Figura 4.5</b>	Vista de los topos formacionales en well correlation (izquierda) y cubo 3D (derecha).....	59
<b>Figura 4.6</b>	Interpretación Litológica en el POZO004 .....	60
<b>Figura 4.7</b>	Correlación litológica de pozos .....	61
<b>Figura 4.8</b>	Superficie de Tope Basal Tena.....	62
<b>Figura 4.9</b>	Superficie de Base Basal Tena .....	63
<b>Figura 4.10</b>	Superficie de Tope U Superior .....	63
<b>Figura 4.11</b>	Superficie de Tope U Inferior.....	64
<b>Figura 4.12</b>	Superficie de Base U Inferior .....	64
<b>Figura 4.13</b>	Superficie de Tope T Superior.....	65
<b>Figura 4.14</b>	Superficie de Tope T Inferior .....	65
<b>Figura 4.15</b>	Superficie de Base T Inferior.....	66
<b>Figura 4.16</b>	Superficie de Tope Hollín Superior.....	66
<b>Figura 4.17</b>	Superficie de Tope Hollín Inferior .....	67
<b>Figura 4.18</b>	Superficie de Base Hollín Inferior.....	67
<b>Figura 4.19</b>	Área del polígono del campo.....	68
<b>Figura 4.20</b>	Vista tridimensional de la malla geoestadística del campo .....	71
<b>Figura 4.21</b>	Escala de intervalo vs porcentaje de cada litotipo .....	72
<b>Figura 4.22</b>	Número de datos de facies para cada intervalo .....	73
<b>Figura 4.23</b>	CPV de la formación Basal Tena .....	73
<b>Figura 4.24</b>	CPV de la formación U Superior.....	74
<b>Figura 4.25</b>	CPV de la formación U Inferior .....	74
<b>Figura 4.26</b>	CPV de la formación T Superior .....	74
<b>Figura 4.27</b>	CPV de la formación T Inferior.....	75
<b>Figura 4.28</b>	CPV de la formación Hollín Superior .....	75
<b>Figura 4.29</b>	CPV de la formación Hollín Inferior.....	75
<b>Figura 4.30</b>	Cálculo de variogramas para la arena T Inferior .....	76
<b>Figura 4.31</b>	Elipses de anisotropía de las unidades estratigráficas .....	77
<b>Figura 4.32</b>	Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena Basal Tena – Capa 32	79
<b>Figura 4.33</b>	Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena U Superior – Capa 57.	80

<b>Figura 4.34</b> Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena U Inferior – Capa 98..	81
<b>Figura 4.35</b> Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena T Superior – Capa 199	82
<b>Figura 4.36</b> Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena T Inferior – Capa 285.	83
<b>Figura 4.37</b> Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena Hollín Superior – Capa 344.....	84
<b>Figura 4.38</b> Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena Hollín Inferior – Capa 420 .....	85
<b>Figura 4.39</b> Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena Basal Tena – Capa 32..	87
<b>Figura 4.40</b> Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena U Superior – Capa 57..	88
<b>Figura 4.41</b> Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena U Inferior – Capa 98....	89
<b>Figura 4.42</b> Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena T Superior – Capa 199	90
<b>Figura 4.43</b> Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena T Inferior – Capa 285..	91
<b>Figura 4.44</b> Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena Hollín Superior – Capa 344 .....	92
<b>Figura 4.45</b> Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena Hollín Inferior – Capa 420 .....	93
<b>Figura 4.46</b> Diferencia entre los algoritmos SIS (izquierda) y PS (derecha) Arena U Inferior.....	94
<b>Figura 4.47</b> Diferencia entre los algoritmos SIS (izquierda) y PS (derecha) Arena T Inferior .....	95
<b>Figura 4.48</b> Diferencia entre los algoritmos SIS (izquierda) y PS (derecha) Arena Hollín Inferior .....	95
<b>Figura 4.49</b> Vista en mapa 2D de ubicación de posibles nuevos pozos.....	97

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 4.1</b> Datos de entrada de Wellheaders .....	53
<b>Tabla 4.2</b> Datos de topes formacionales.....	58
<b>Tabla 4.3</b> Configuración de los intervalos de la malla geoestadística .....	69
<b>Tabla 4.4</b> Configuración de las celdas de la malla geoestadística .....	70
<b>Tabla 4.5</b> Datos de códigos de litotipos .....	71
<b>Tabla 4.6</b> Coordenadas de posibles nuevos pozos .....	96
<b>Tabla 5.1</b> Ubicación de posibles nuevos pozos.....	100

## INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de hidrocarburos existentes en el país se encuentran en su mayoría en etapa madura debido a la explotación de los campos hace varios años. La caracterización de dichos reservorios constituye un avance en la búsqueda de nuevas ubicaciones de pozos para mantener las cuotas de producción.

Los registros eléctricos, mapas de facies o mapas estructurales de las formaciones productoras del campo permiten generar modelos tridimensionales de facies estratigráficas para tener una visión más clara de cómo están distribuidas a lo largo de toda la región, para esto se utilizan softwares especializados en la materia, la simulación permite construir modelos de alta definición utilizando algoritmos de interpolación como puede ser el algoritmo de simulación plurigaussiana (PS) o el algoritmo de simulación secuencial indicador (SIS).

Para realizar la simulación se va a proceder en 4 etapas: control de calidad de los datos disponibles (se utilizarán datos de 10 pozos correspondientes a la región del campo Sacha), interpretación litológica de los datos del campo (usando registros como el Gamma Ray o Potencial Espontáneo para obtener el volumen de arcilla), ingreso de datos a software de simulación (coordenadas de pozos, códigos de facies, mapas estructurales, topes y bases de las formaciones) y por último el modelamiento litológico de todas las formaciones productoras (usando los algoritmos secuencial indicador y plurigaussiano).

## **CAPÍTULO I**

### **MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN**

## **CAPÍTULO I**

### **1. MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **1.1 ANTECEDENTES**

Desde los inicios de la industria petrolera en el Ecuador que data a partir de 1972, se ha vivido muchos cambios en la forma de producir los yacimientos debido a que estos se están agotando, el petróleo sigue siendo la fuente más importante de la economía del país y que promueve los sectores productivos y de matriz energética gracias a la exportación de crudos y sus derivados.

En la actualidad el Campo Sacha considerado como campo en desarrollo se encuentra siendo operado por la estatal PETROAMAZONAS, y desde su descubrimiento en el año 1969 por parte del consorcio Texaco-Gulf ha sido uno de los mayores productores de hidrocarburos en el Ecuador, el pozo de exploración Sacha-001 fue perforado con una profundidad de 10160 pies, con 29.9 grados API, un corte de agua y sedimentos (BSW) de 0.1% y una producción inicial de 1328 BPPD. En el mes de julio del año 1972 la producción del campo mantenía una tasa promedio de 29269 BPPD e incluso se incrementó en fines de ese mismo año en 117591 BPPD, registrando la tasa de producción más alta del campo.

#### **1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

A medida que ha pasado el tiempo, la producción del Campo Sacha se ha visto afectada por el decremento de la tasa de producción en los pozos y de cada vez mayor porcentaje de saturación de agua ( $S_w$ ) en las formaciones que se encuentran produciendo hidrocarburos.

La falta de información disponible en muchos casos que puedan ser de sísmica, registros eléctricos, mapas estructurales, toma de núcleos, etc., que para obtenerlos se necesitaría nuevos pozos exploratorios, lo que conlleva a una mayor inversión económica.

Al no contar con modelos volumétricos o geoestadísticos que representen la realidad geológica del campo, genera incertidumbre en la toma de decisiones para la perforación de nuevos pozos que podrían ser inyectores o productores.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN**

Al obtener los modelos litológicos de facies de las formaciones productoras del campo Sacha se podrá visualizar de mejor manera la complejidad de toda la región lo que facilitará al personal operativo de campo tomar las mejores decisiones cuando se trate de buscar la ubicación de nuevos pozos para perforar y poder mantener la tasa de producción del campo.

Además, la integración de datos de modelos como el que se va a realizar en conjunto con el modelo estructural o el modelo petrofísico permiten obtener el modelo estático de todo el complejo, si se agrega más datos como los de historiales de producción, a futuro se va a permitir obtener el modelo dinámico lo cual sería más óptimo en caso de ubicar nuevos pozos o recomendar trabajos de recuperación secundaria, por ejemplo.

Para que el estudio a realizar sea más confiable se implementan dos algoritmos de interpolación: algoritmo de simulación secuencial indicador (SIS) y algoritmo de simulación plurigaussiana (PS) los cuales se generan en software petrolero (Petrel o Decision Space), las diferencias de obtener resultados de dos modelos algorítmicos distintos darán mayor realce a la verificación de resultados.



## **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 OBJETIVO GENERAL**

- Generar un modelo litológico tridimensional a partir de parámetros de litotipos, utilizando software especializado de simulación de yacimientos.

### **1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Control de calidad y carga de datos de campo.
- Interpretación litológica de las formaciones del campo Sacha.
- Generación de superficies de las unidades productoras del campo.
- Análisis variográfico para la implementación de algoritmos de facies.
- Reproducción de modelos de facies
- Uso de software de simulación de yacimientos.

## **1.5 HIPÓTESIS DE TRABAJO:**

La “CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FACIES UTILIZANDO CÓDIGOS DE LITOTIPOS DE LAS UNIDADES PRODUCTORAS EN POZOS DEL CAMPO SACHA”, permitirá definir nuevas ubicaciones para perforar pozos productores y poder decidir qué unidades formacionales se puedan cañonear, además; proveer información técnica para integrar datos en una posible caracterización de yacimientos.

## **1.6 ALCANCE DE LA PROPUESTA**

La información con la que se cuenta consta de información de 10 pozos de una pequeña región del campo Sacha; los datos que se usarán para la elaboración del trabajo son: coordenadas de pozos, elevación de la mesa rotaria, profundidad total, topes y bases de las formaciones, registros litológicos como el gamma ray (GR) y el potencial espontáneo (SP), mapas estructurales de las formaciones de interés e

información adicional que se pueda proporcionar conforme se desarrolle el proyecto.

Toda esta información se integrará en una pequeña base de datos que se cargará en un software especializado de simulación (Decision Space o Petrel), a partir de aquí se procede a construir las superficies, curvas de proporción vertical, la malla geoestadística de la región a evaluar, y los variogramas requeridos para los modelos de simulación secuencial indicador y simulación plurigaussiana.

Con todos esos datos generados se reproducen los modelos de simulación de facies que mostrarán la reproducción de litotipos en cada unidad productora que compone el reservorio.

## **1.7 VARIABLES**

### **1.7.1 VARIABLE DEPENDIENTE**

Realizar simulaciones estocásticas usando dos algoritmos para obtener resultados de campo que permita a los ingenieros de campo implementar nuevas zonas productoras y aumentar o mantener la cuota productiva del campo.

### **1.7.2 VARIABLE INDEPENDIENTE**

Estudio de datos de pozos, análisis de registros de litotipos, cálculos de variables como volumen de arcilla, variogramas, curvas de proporción vertical, malla geoestadística, construcción de modelos de simulación de facies y aplicación de software petrolero.

## **1.8 METODOLOGÍA PROPUESTA**

### **1.8.1 TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

Para el presente trabajo se implementarán datos específicos de diez pozos productores, además de guía se utiliza material bibliográfico de biblioteca o sacados de la web referentes al tema, la implementación de software especializado de simulación de yacimientos, además de ser necesario visitas técnicas de campo.

### **1.8.2 MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN A EMPLEARSE**

Para este tipo de investigación vamos a utilizar los siguientes métodos:

**Método General:** Método inductivo, Método de análisis, Método de síntesis

**Modalidad:** Descriptiva

**Técnicas:** Consulta a personal operativo de campo y expertos en el tema.

**Instrumentos:** Consultas técnicas específicas, manuales, artículos, libros, software e internet.

### **1.8.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

La información proporcionada perteneciente al campo Sacha ubicado en el bloque 60 o la provincia de Orellana localizada en el nororiente del Ecuador se encuentra protegida por motivos de reserva de las empresas operadoras, por tal motivo los pozos a evaluar serán colocados de forma sintética, es decir, no se describirán con sus verdaderos nombres.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

## **CAPÍTULO II**

### **2. MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 GENERALIDADES**

Desde una perspectiva económica y científica la cuenca oriente constituye una de las cuencas subandinas más atractivas y complejas para su estudio. Esta región cuenta con aproximadamente 34 mil millones de barriles de petróleo en el sitio, distribuidos en ciento veinticinco campos productivos. (Baby et al., 2014).

En base al convenio IRD-PETROAMAZONAS se ha podido desarrollar diversos estudios de acuerdo a la evolución geodinámica, con la finalidad de precisar el marco estructural obteniendo gran cantidad de información del subsuelo y de los afloramientos generalmente buenos en el margen occidental de la cuenca oriente, estos conocimientos son indispensables y sirven como guías al momento de realizar los estudios de exploración y producción de potencial hidrocarburífero. (Baby et al., 2014).

#### **2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO**

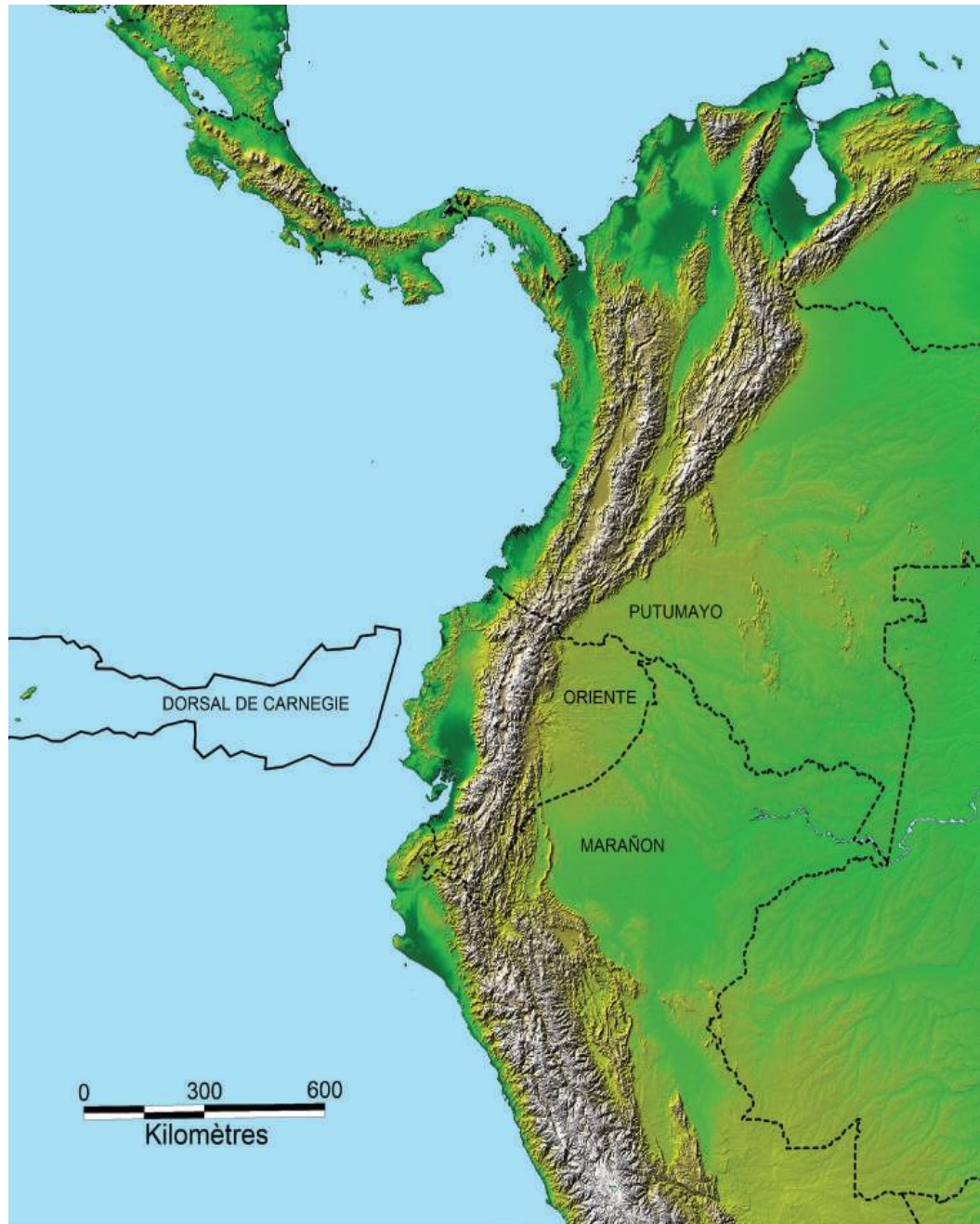
En la actualidad la Cuenca Oriente ecuatoriana se ubica geográficamente en una colocación de cuenca de ante país de transarco de la cordillera andina ecuatoriana. Su posicionamiento se halla en una compleja zona estructural al norte de la charnela justo entre los Andes centrales y los Andes septentrionales. Debido a esta ubicación muy particular esta región se somete a constantes cambios de importantes esfuerzos y por ende es responsable de la fuerte actividad volcánica y sísmica que caracteriza a esta zona. (Baby et al., 2014).

La zona de subducción que se encuentra en la placa oceánica de nazca debajo de la plataforma continental sudamericana está directamente ligada con la geodinámica de los Andes centrales y septentrionales. En la parte frontal de la costa ecuatoriana

la Placa de Nazca contiene una estructura caracterizada por la existencia de la dorsal sísmica de Carnegie, esta dorsal actualmente se localiza en proceso de subducción hacia debajo de la zona Andina ecuatoriana. La influencia referente a las unidades morfo-tectónicas de la zona Andina ecuatoriana respecto a la zona de subducción de la dorsal de Carnegie ha propagado mucha polémica y en la actualidad todavía sigue en discusión. (Gutscher et al., 1999; Guillier et al., 2001; Bourdon et al., 2003)

En relación con otras cuencas andinas de ante-país, la geomorfología de la Cuenca Oriente se determina por importantes relieves. Al Noroeste entre los relieves subandinos del Levantamiento Napo hasta la cordillera Cutucú al Suroeste desemboca el mega-cono aluvial Pastaza que se extiende hasta el Perú en la cuenca Marañón en la actualidad. La formación de este cono representa uno de los abanicos continentales aluviales más grandes e importantes del mundo que reseña con claridad la reciente historia de la Cuenca Oriente. (Räsänen et al., 1992)

En la Figura 01 se muestra la ubicación geográfica de la Cuenca Oriente Ecuatoriana localizada al este de los Andes centrales y Septentrionales limitando con la región Putumayo (Colombia) al Norte y con la Región Marañón (Perú) al sur. La Dorsal de Carnegie se aprecia en la parte costera donde se encuentra la placa de Nazca.



**Figura 2.1** Localización de la Cuenca Oriente (datos SRTM, resolución 90 m).

**Fuente:** (Baby *et al.*, 2014)

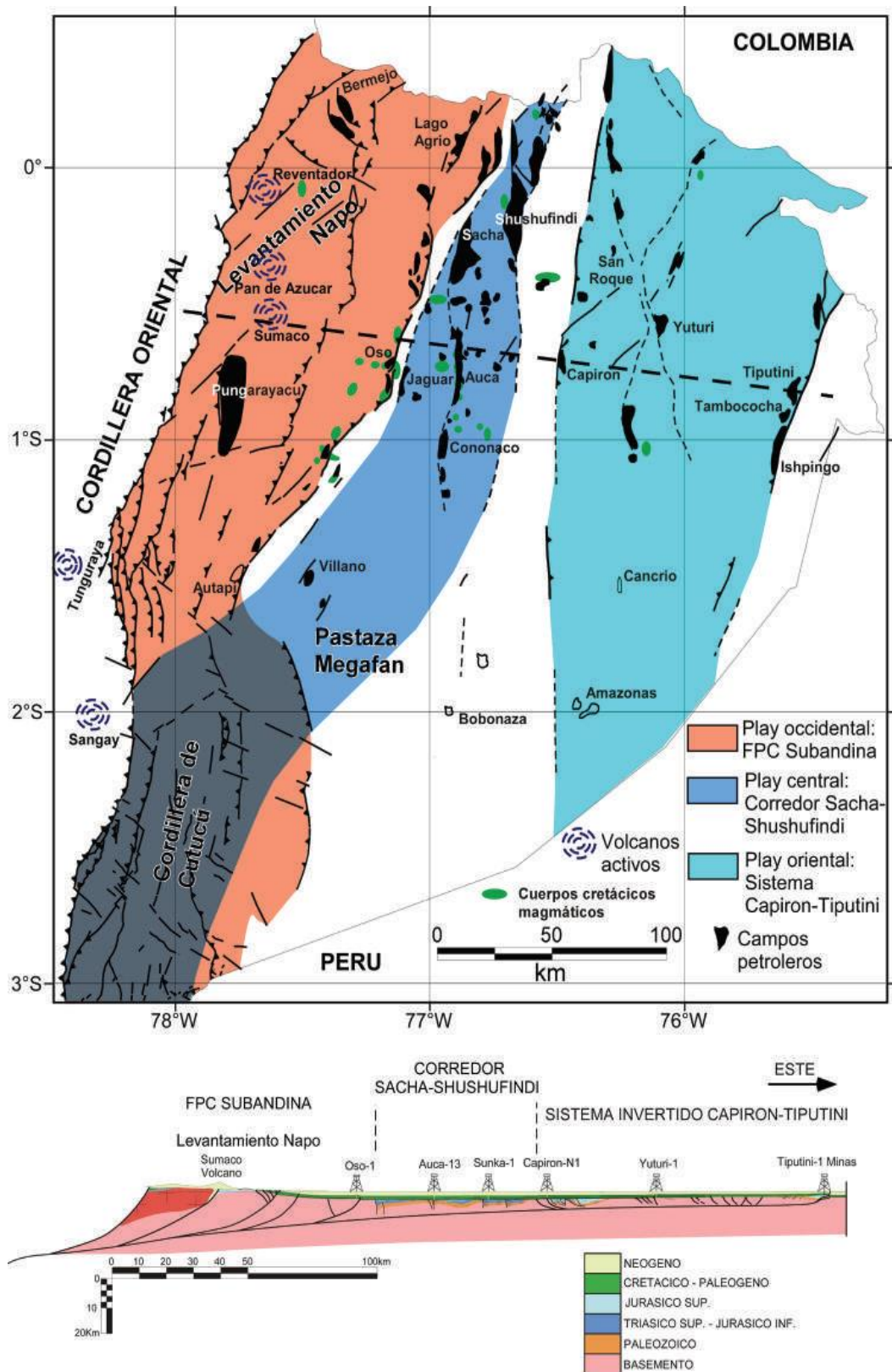
### 2.3 GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA ORIENTE

La presencia de esfuerzos transpresivos en la edad del cretácico terminal dio origen al desarrollo de la Cuenca Oriente, lo que generó en el surgimiento de la cordillera de los Andes y la creación de la cuenca de ante-país de transarco.

La estructuración y deformación de los campos petroleros se derivan de la inversión tectónica de fallas normales antiguas sujeta a un sistema rift de la edad del jurásico inferior y/o triásico. Dichas fallas con un fuerte buzamiento e inversas en la actualidad se orientan hacia N-S o NNE-SSO, colindando con tres corredores petrolíferos como se muestra en la Figura 02, cada uno posee características propias y estos son (nombrados de izquierda a derecha): el Sistema Subandino (Play occidental), el Corredor Sacha-Shushufindi (Play central) y el Sistema Capirón-Tiputini (Play oriental). (Baby *et al.*, 2014).

De igual manera, las estructuras petrolíferas y no petrolíferas han permitido a partir del análisis reconocer tres fases de inversión tectónica vigentes a partir del Turoniano, después de que se depositara la Caliza A. El comienzo del desarrollo del conjunto de estructuras petrolíferas de la Cuenca Oriente se da con la inversión tectónica. (Baby *et al.*, 2014).





**Figura 2.2** Mapa y sección estructural de la Cuenca Oriente

Fuente: (Baby *et al.*, 2014)

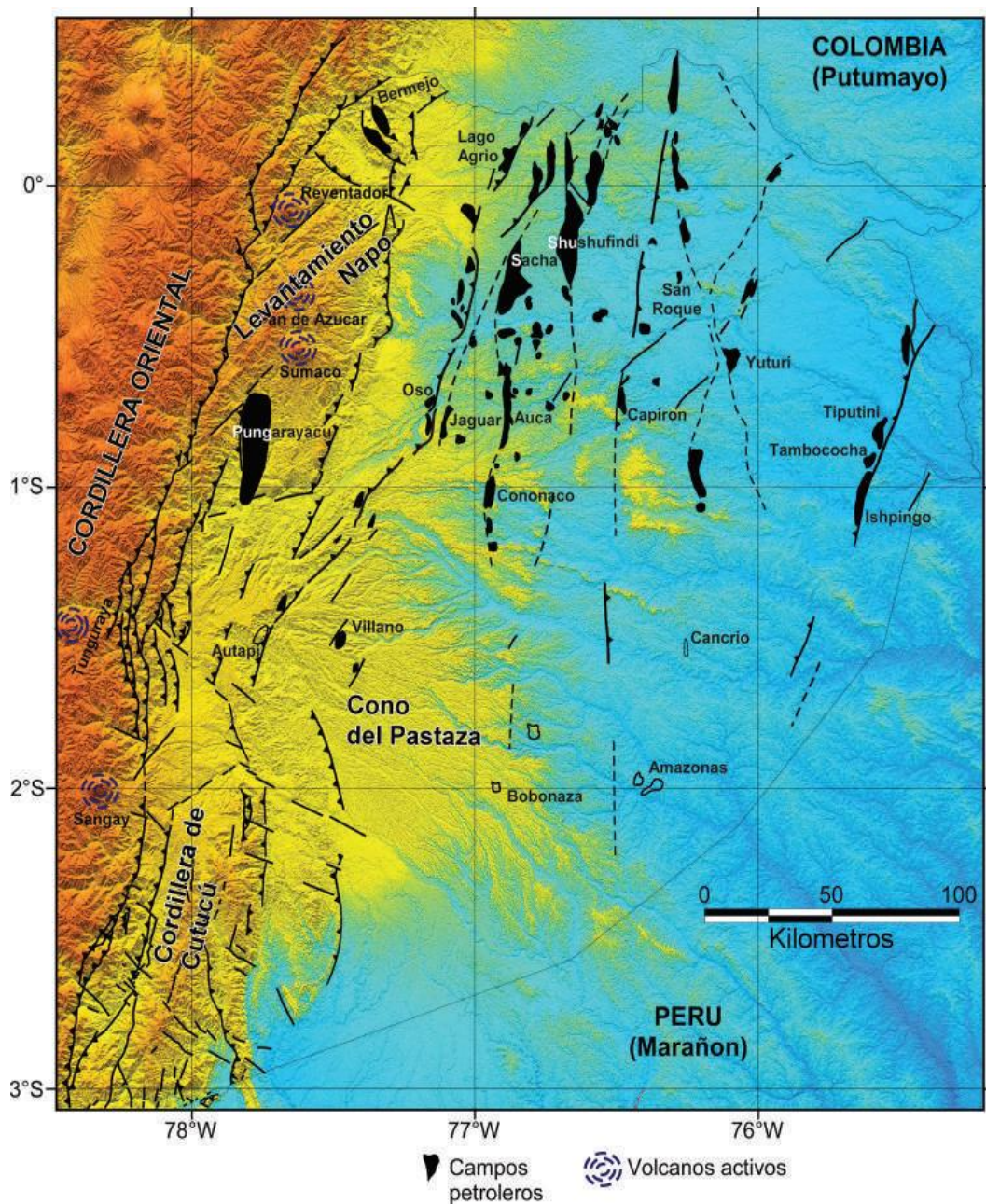
Como se mencionó anteriormente existen tres dominios tectónicos existentes en la Cuenca Oriente ecuatoriana y cada una de ellas posee características diferentes:

El Sistema Subandino o Dominio Occidental muestra tres zonas morfológicas estructurales de norte a sur (Figura 03):

- Al norte se encuentra el Levantamiento Napo en la dirección NNE-SSO, el cual corresponde a un gran domo alargado el cual limita hacia el Este y Oeste por un conjunto de fallas transpresivas.
- Hacia el centro se encuentra la Depresión Pastaza, en este sector las fallas se vuelven más pronunciadas al entrar en contacto con la Zona Subandina de la Cordillera Oriental.
- En el sur del país se localiza la cordillera de Cutucú caracterizada porque las estructuras cambian de dirección de NS a NNO-SSE, y porque en esta región aparecen formaciones del periodo triásico y jurásico (Formación Chapiza y Formación Santiago) y formaciones de la era paleozoica en menor magnitud (Formación Macuma y Formación Pumbuiza).

El Corredor Sacha Shushufindi o conocido también como Dominio Central engloba los campos petroleros más importantes que existen en la Cuenca Oriente ecuatoriana (Shushufindi, Libertador, Sacha). Se orienta en dirección NNE-SSO, y corresponde a una deformación de mega fallas de transpresión que se verticalizan a escala de profundidad y además evolucionan a estructuras cuando van hacia la superficie.

El Sistema Capirón-Tiputini o llamado como Dominio Oriental corresponde a un sistema formado por fallas lítricas sobre una cuenca extensiva que en la actualidad se encuentra invertida, las fallas se conectan por un nivel de despegue horizontal.



**Figura 2.3** Ubicación de los principales Campos petroleros y Mapa morfo-estructural de la Cuenca Oriente (datos SRTM, resolución 90 m)

**Fuente:** (Baby *et al.*, 2014)

## 2.4 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE

En la Figura 04 se muestra la columna estratigráfica en resumen donde se presentan los eventos geológicos más destacados que dieron paso al desarrollo de los sistemas petrolíferos de la Cuenca Oriental ecuatoriana.

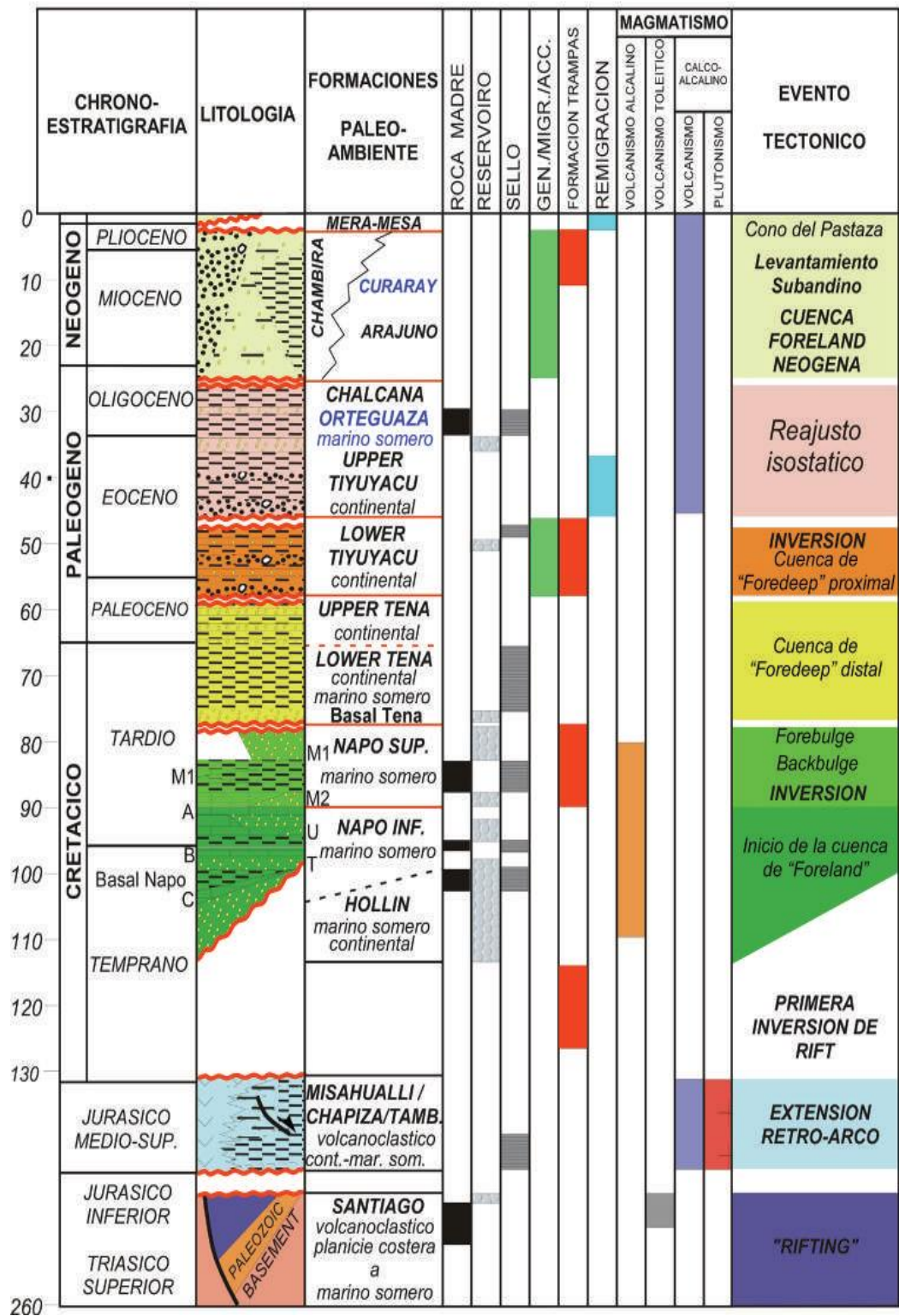
El análisis de formaciones sedimentológicas del periodo Pre-Aptense describe algunas características estratigráficas, sísmicas y estructurales de las formaciones de la edad de Precretácico, este trabajo consistió en realizar columnas de estratos litológicos en cada pozo, además de interpretaciones de secciones sísmicas. (Baby *et al.*, 2014).

El objetivo central de dicho análisis fue obtener mayor información para estudiar una potencial roca madre ubicada en la Formación Santiago, en la cual el potencial hidrocarburífero de esta formación se halla en la zona céntrica de la Cuenca Marañón y que no se ha podido verificar su existencia en la Cuenca Oriente ecuatoriana.

El periodo cretácico en la Cuenca Oriente constituye generalmente las formaciones Basal Tena, Napo y Hollín, en estas formaciones sus miembros evidencian cambios bruscos en la paleogeografía, valores fluctuantes de la línea costera hasta 200 km donde se ubica la plataforma clástica somera del Oriente. En estos estratos se distinguen por lo menos cinco secuencias de depósitos, usando un marco estratigráfico secuencial de segundo orden en escala de Haq *et al* (1987), donde se asocian variaciones eustáticas totales del nivel de mar.

Además, el artículo de Haq *et al* (1987) referencia como el comienzo de la compresión en la región andina influyó un control elemental de la sedimentación y en el espacio que se disponía para la acumulación de material sedimentológico generado a partir del periodo Turoniano hace 90 millones de años.





**Figura 2.4** Columna tectono-estratigráfica, y eventos geodinámicos que controlaron el desarrollo de la Cuenca Oriente y de sus sistemas petrolíferos.

**Fuente:** (Baby *et al.*, 2014).

### **2.4.1 Precámbrico**

Se encuentra ubicado del lado oriental su basamento, en los campos Tiputini, Tapi, Parahuacu y Yuturi, en esta región se han localizado rocas como esquistos y granitos que son rocas cristalinas que pertenecen al escudo Guayanés. Según estudios realizados de muestras en pozos del campo Tapi la edad geológica radiométrica de este periodo yace de hace 1600 millones de años (Texeira *et al.*, 1989).

### **2.4.2 Paleozoico**

En algunas secciones sísmicas y en varios pozos se ha podido identificar un origen sedimentario paleozoico que se bordea hacia el este. Se compone de dos formaciones: la Formación Pumbuiza y la Formación Macuma las cuales se explicarán a continuación.

#### **2.4.2.1 Formación Pumbuiza**

La Formación Pumbiza de la edad del Silúrico-Devónico está compuesta de pizarras que van de grises a negras, conglomerados de color gris oscuro y areniscas cuarcíticas (Dozy J. y Baggelaar H., 1940). A esta formación se la considera una potencial roca madre debido a las condiciones en las que se depositó. El espesor promedio es incierto, pero mediante estudios sísmicos se ha podido verificar que se localiza a 1000 m del subsuelo, su base en la extensión de la Cuenca Oriente se encuentra fallada y plegada, además el ambiente de deposición que lo caracteriza es el marino. (Bristow C. y Hoffstetter R., 1977).

#### **2.4.2.2 Formación Macuma**

La Formación Macuma se formó en la edad del Carbonífero-Pérmico y se constituye por estratos fuertes de caliza bioclástica, areniscas de grano fino, margas

o en casos glauconíticas, e intercalaciones de pizarras. Esta formación se clasifica en dos miembros: Macuma Superior y Macuma Inferior. (Tschopp H., 1953).

**Macuma Superior:** Se constituye por calizas que van de blanca a color gris oscuro presentadas en gran secuencia con intercalaciones de lutitas. Es comúnmente visible una gradación de arenas puras calcáreas a arenas de color café en las subdivisiones de este miembro. El espesor promedio del miembro Macuma Superior no es visible en secciones continuas, pero se estima que puede llegar hasta los 1250 m. (Tschopp H., 1953).

**Macuma Inferior:** Este miembro se extiende de 150 a 200 m sobre las arenas de color gris azulado u obscuro, además muestra delgadas capas de calizas fosilíferas, siendo en algunos lugares pseudo-oolíticas, intercaladas con lutitas de color negro. (Tschopp H., 1953).

### **2.4.3 Mesozoico**

La era Mesozoica que data de los periodos comprendidos entre 251 a 66 millones de años comprende de formaciones generadas en la edad del Triásico – Jurásico. Las principales formaciones encontradas en la Cuenca Oriente son: Formación Santiago, Formación Chapiza, Formación Misahuallí, Formación Napo y Formación Hollín, las cuales se detallan a continuación.

#### **2.4.3.1 Formación Santiago**

La Formación Santiago comprende el periodo desde el Triásico Superior hasta el Jurásico Inferior, se constituye en la parte superior de la formación por volcanos – sedimentos y por sedimentos marinos con abundante materia orgánica. Se presencia en el corredor Sacha – Shushufindi hacia el norte, a menudo se la correlaciona con la Formación Sacha debido al tipo de ambiente continental. (Rivadeneira y Sánchez, 1989), se suele componer de arcillolitas, limonitas y en ciertos casos de variados colores de dolomitas, la formación se caracteriza por ser sintectónica.

### 2.4.3.2 Formación Chapiza

La Formación Chapiza se formó en la edad del Jurásico Medio al Cretácico Temprano, su nombre se debe puesto que aflora a lo extenso del río Chapiza ubicado en la Cordillera del Cutucú en la zona oriental (entre los ríos Chapiza y Yaupi). Al sur esta formación se extiende sobre la Formación Santiago y sobreyace para la Formación Hollín en discordancia, en otros lugares esta formación reposa sobre el Paleozoico. (Jaillard, 1997).

Se compone por arenisca de color rosado y grisáceo que mantienen horizontes finos de anhidrita, dolomita, pizarras y yeso.

Su ambiente de depositación es el continental lo que hace suponer que posee grandes posibilidades de ser roca reservorio, aunque los estudios no lo han podido demostrar aún. Esta formación se divide en tres miembros: Chapiza Superior, Chapiza Medio y Chapiza Inferior. (Tschopp H., 1953).

**Chapiza Superior:** Se compone por areniscas, lutitas y conglomerados rojizos, además se muestran tobas de color grisáceo, violeta y verde, conglomerados de color rojizo, basaltos, brechas y areniscas tobáceas. A este miembro se le suele dar categoría de formación denominada Yaupi.

La profundidad de estrato puede llegar hasta los 2000 metros.

**Chapiza Medio:** Está compuesto por intercalaciones de arenisca de color rojo con lutitas, pero sin alternar con las evaporitas.

La potencia máxima de este miembro es de 1000 metros.

**Chapiza Inferior:** Se conoce comúnmente como Chapiza gris y roja, comprende en gran parte de intercalaciones de areniscas de color violeta, rosado y grisáceo con evaporitas y lutitas.



#### **2.4.3.3 Formación Misahuallí**

La Formación Misahuallí se formó en el periodo del Jurásico Medio al Jurásico Superior. Se constituye en gran parte de acumulaciones volcánicas gruesas e intensivas que van desde 1000 a 3000 m de espesor, esto da forma al arco magmático potente que se extiende desde el norte de Colombia hasta el norte de Perú. Se la suele asociar con la actividad tectónica magmática Jurásica, según se demuestra por los intrusivos de Azafrán, Rosa Florida y los Batolitos de Abitagua. (Aspden y Litherland, 1991; Eguez y Aspden, 1993).

#### **2.4.3.4 Formación Napo**

La Formación Napo surgida en la edad que va desde el Albiano Medio hasta el Coniaciano Inferior, está constituida por intercalaciones secuenciales de areniscas, carbonatos y lutitas. El espesor promedio de esta formación es de 500 m. Hacia su base se visualizan vértebras de peces con una lumaquela de huesos. La formación se encuentra encima de la Arenisca Hollín y sobreyacen fósiles Albianos con lutitas negras. Según estudios realizados basados en algunos estratos calcáreos que están bien definidos se divide a la Formación Napo en cuatro secciones: Napo Superior, Napo Medio, Napo Inferior y Napo Basal. (Tschopp H., 1953).

##### **2.4.3.4.1 Napo Superior**

La sección de Napo Superior se formó en el periodo comprendido entre el Coniaciano Inferior hasta el Campaniano Superior, se caracteriza por poseer las arenas Caliza M-1, Arenisca M-1 Principal, Arenisca M-1 Superior y Lutita M-1. (Tschopp H., 1953).

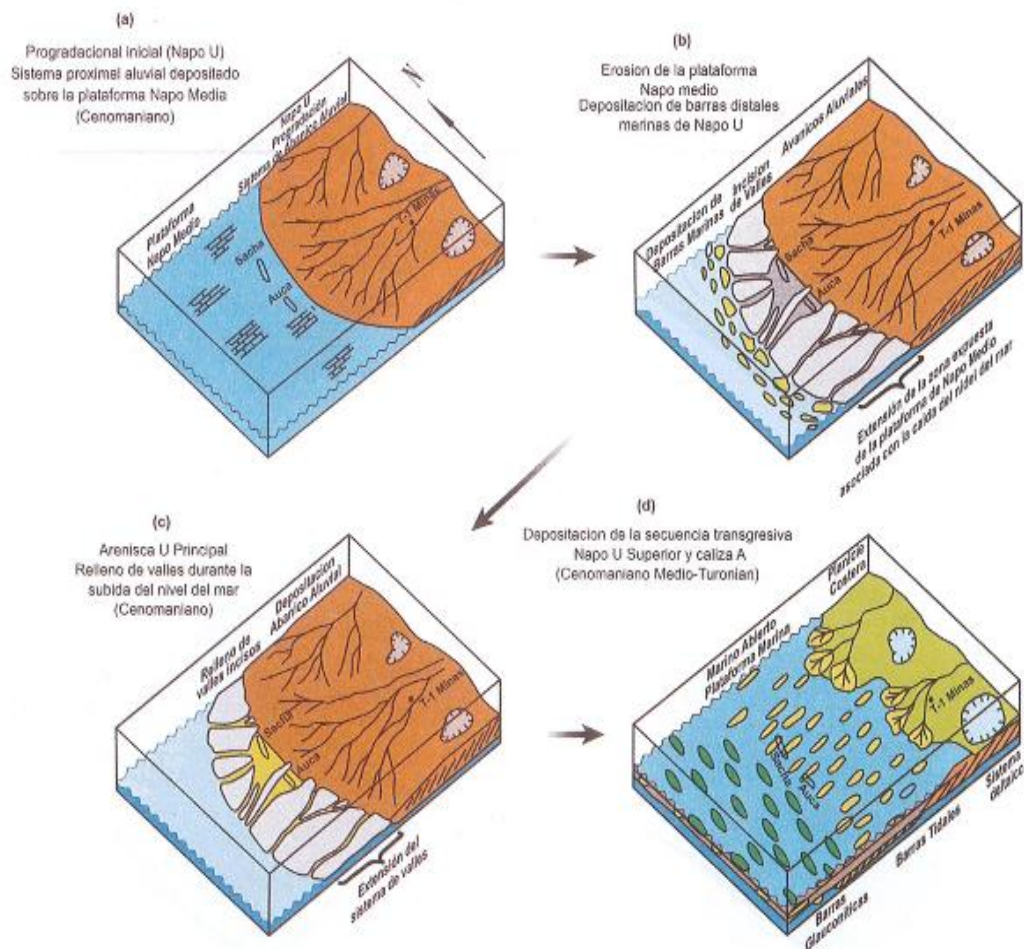
##### **2.4.3.4.2 Napo Medio**

La sección de Napo Medio formada en la edad del Cenomaniano Superior hasta el Turoniano se constituye como una capa de espesor casi constante presente en la región sub-andina que oscila entre los 78 a 91 m. Está conformada por gran cantidad

de calizas distribuidas en gruesas capas de color grisáceo con acumulaciones de fósiles y varias combinaciones de margas. A su vez esta sección contiene la Caliza A Superior, la Caliza A Inferior, Arenisca M-2 y la Caliza M-2. (Tschopp H., 1953).

#### **2.4.3.4.3 Napo Inferior**

La sección de Napo Inferior comprende el periodo desde el Albiano Superior hasta el Cenomaniano Superior. Del grupo que comprende la Formación Napo, el miembro de Napo Basal sobreyace por la de Napo Inferior, en todo su espesor de estrato de tope a base se compone generalmente por los siguientes cuerpos: Caliza U, Arenisca U Superior, Arenisca U Principal, Lutita U y Caliza B.



**Figura 2.5** Esquema paleográfico de los miembros Lutita U (a), U Principal (b), Arenisca U Principal (c), deposición de la secuencia transgresiva Napó U Superior-Caliza A (d)

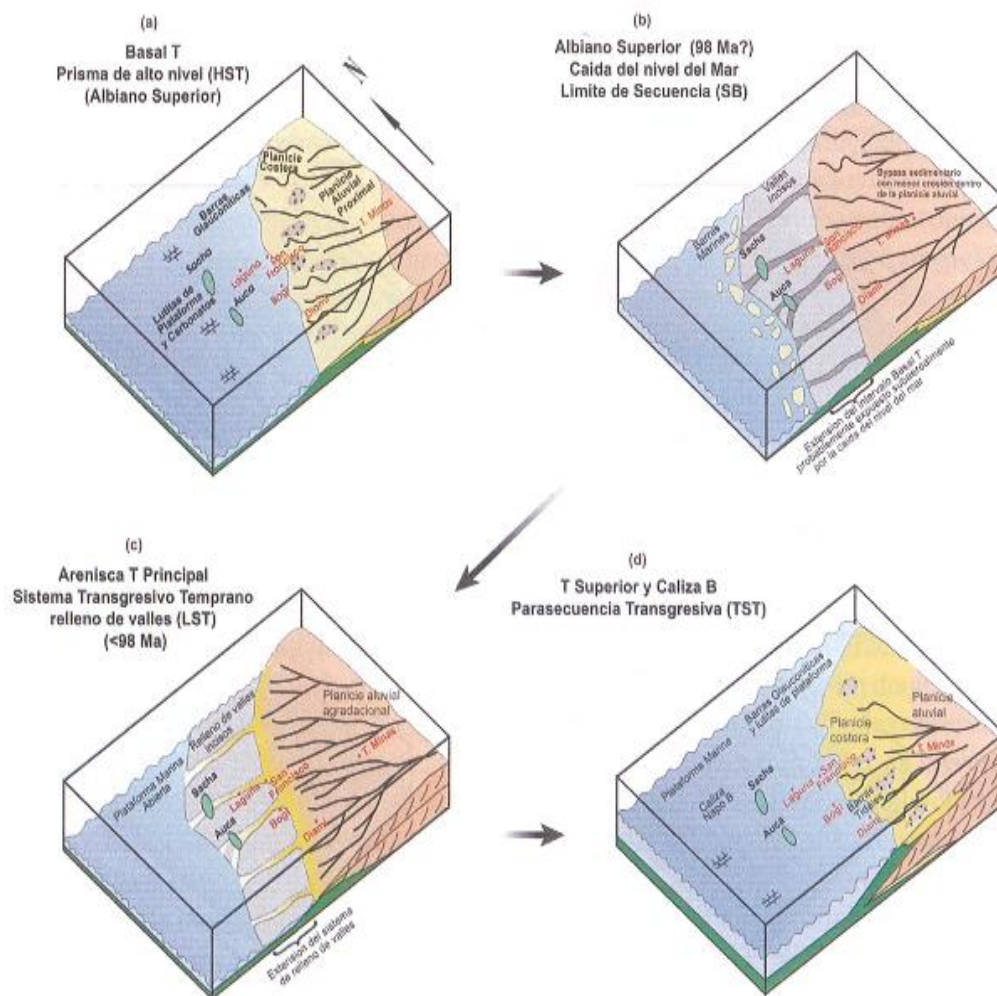
**Fuente:** (White *et al.*, 1995).

En la Figura 5 se muestra un esquema paleográfico de los estratos que componen la Formación Napo Inferior: en las Lutitas U (a) se observa una progradación inicial o HST que consiste en un sistema aluvial proximal de depósito sobre la plataforma de Napo Medio. (Edad del Cenomaniano). La U Principal (b) presenta erosión de la plataforma a causa de la caída de mar provocada en la era del Cenomaniano medio hace aproximadamente 94 millones de años. La Arenisca U Principal (c) se encuentra rellena de valles en el momento en el que sube el nivel del mar, consiste en un sistema transgresivo temprano que se encuentra relleno de valles incisos. La

deposición de la secuencia transgresiva de Napo U Superior – Caliza A (d) se formó en la era del Cenomaniano Medio al Turoniano. (White *et al.*, 1995).

#### 2.4.3.4.4 Napo Basal

La sección de Napo Basal corresponde al periodo comprendido entre el Albiano Inferior y la parte media del Albiano Superior. Se compone de tope a base por: Arenisca T Superior, Arenisca T Principal, Caliza T, Lutitas Napo Basal, Caliza C, Arenisca Basal o llamada Hollín Superior.



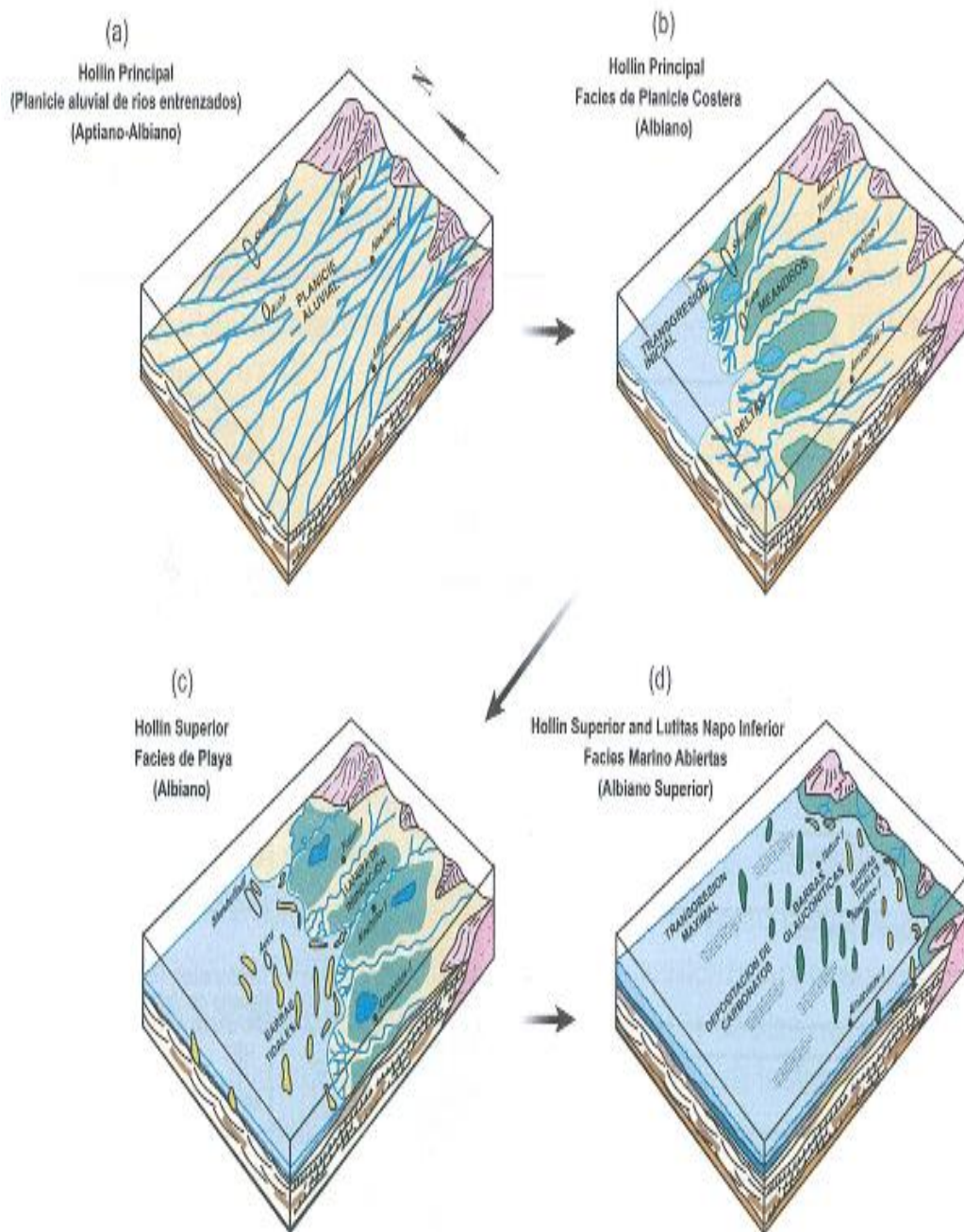
**Figura 2.6** Esquema paleográfico de los miembros Basal T (a), caída de nivel de mar (b), T Principal (c), T Superior-Caliza B (d)

**Fuente:** (White *et al.*, 1995).

En la Figura 06 se presenta el esquema paleográfico de los miembros: (a) Basal T que corresponde a un prisma de alto nivel o HST del ciclo 1 formado en el periodo Albiano Superior; en (b) se muestra una caída de nivel de mar, límite de secuencia de T Principal en la edad del Albiano Superior hace aproximadamente 98 millones de años; en (c) la arenisca T Principal presenta un sistema transgresivo temprano relleno de valles incisos (LST) formado en menos de los 98 millones de años; en (d) las areniscas de T Superior y Caliza B son una parasecuencia transgresiva (TST). (White *et al.*, 1995).

#### **2.4.3.5 Formación Hollín**

La Formación Hollín pertenece a la época del Aptiano Superior al Albiano Inferior. El contacto basal está constituido por una discordancia de areniscas transgresivas pertenecientes a la edad Cretácica Inferior por encima del substrato diacrónico a escala de toda la cuenca. El tope se caracteriza por el paquete de areniscas diacrónicas y posiblemente masivas. El espesor de este estrato oscila entre 0 a 150 m., sin llegar a la depositación sobre los bordes de la cuenca. En la parte inferior se muestran areniscas gruesas continentales y en la parte superior arenas de grano un poco más fino que se deposita en ambientes marinos del litoral.



**Figura 2.7** Esquema paleográfico de los miembros Hollín Principal (LST) (a), Hollín Principal (TST) (b), Hollín Superior (TST) (c), Hollín Superior-Lutita Napo Inf (d)

**Fuente:** (White *et al.*, 1995).

En la Figura 07 se visualiza el esquema paleográfico de los miembros: (a) Hollín Principal dominado por el sistema de LST que consiste en facies del tipo planicie aluvial de ríos entrelazados formados en la era del Aptiano al Albiano; (b) presenta el miembro Hollín Principal mediante el sistema TST que se forma por facies de

planicie costera y llanuras de inundación de la época del Albiano; (c) muestra el miembro Hollín Superior dominado por el sistema TST por facies de playa del periodo Albiano; (d) presenta los cuerpos Hollín Superior – Lutita Napo Inferior, en la superficie por inundación maximal y por facies marinas abiertas de la era geológica del Albiano Superior. (White *et al.*, 1995).

#### **2.4.4 Cenozoico**

La era Cenozoica surge aproximadamente hace unos 66 millones de años y se puede decir que aún se extiende en la actualidad. Las formaciones que se presentan en la Cuenca Oriente pertenecientes a esta edad geológica son: Formación Tena, Formación Tiyuyacu y Formación Orteguaza las cuales se detallan a continuación.

##### **2.4.4.1 Formación Tena**

La Formación Tena formada en la edad comprendida del Maastrichtiano al Paleoceno, muestra una potencia que está a 270 m en los bordes y aumenta en la parte central a los 1000 m., está compuesta por capas rojizas que cubren la Formación Napo en toda la Cuenca Oriente. (Tschopp, 1953).

Los estratos litológicos están constituidos por arcillas de color rojizas pardo. Estas arcillas son arenosas a margosas y varían de laminadas a macizas. Se muestra un contacto concordante entre Tena-Napo que se señala por un cambio de facies brusco que se dá por motivo de un hiato erosional. (Tschopp, 1953).

La flora y fauna en su conjunto presentan una sedimentación de agua salobre a dulce con ligeros ingresos de flujo marino. Jaillard, (1997) clasifica la formación Tena en tres miembros:

**Tena Superior:** que consiste en intercalaciones de areniscas grises y limolitas.

**Tena Inferior:** se compone de areniscas rojas y limolitas.



**Arenisca Basal Tena:** se constituye principalmente de areniscas fluviales.

#### **2.4.4.2 Formación Tiyuyacu**

La Formación Tiyuyacu se formó en la era del Eoceno Inferior al Eoceno Medio. Se considera como una discordancia erosiva al contacto inferior de esta Formación con la formación Tena. El conjunto de su litología está conformado por arenas limosas, conglomerados, areniscas e intercalaciones de lutitas verdes y rojas. Se caracteriza por poseer un ambiente deposicional continental con material arrastrado desde la Cordillera Andina ecuatoriana, su ubicación geográfica se presenta en la región subandina del Oriente. (Jaillard, 1997).

#### **2.4.4.3 Formación Orteguaza**

La formación Orteguaza se formó en el periodo comprendido entre el Eoceno Medio al Oligoceno, se constituye generalmente por secuencias de lutitas de gran espesor de color verde o gris, con intercalaciones de arenisca glauconítica. En la zona infratidal se asume el ambiente deposicional como de plataforma marina interna.

Entre la Formación Orteguaza y el miembro Tiyuyacu Superior se muestra un reflector fuerte reconocido en sísmica que define el cambio de ambiente de continental a marino. (Rivadeneira M. y Baby P., 1999).

#### **2.4.5 Neógeno y cuaternario**

Los periodos Neógeno y Cuaternario pertenecientes a la era Cenozoica datan de hace 23 millones de años y constituyen las siguientes formaciones: Formación Chalcana, Formación Arajuno, Formación Chambira, Formación Curaray, Formación Mesa, Formación Mera y Volcánicos Cuaternarios los cuales se explican a continuación.



#### **2.4.5.1 Formación Chalcana**

La Formación Chalcana comprendida entre las edades del Oligoceno Superior hasta el Mioceno Medio está compuesta de capas rojas que se formaron con lutitas con yeso. El ambiente de depositación de esta formación es de margen fluvial – continental. (Baby *et al.*, 1998).

#### **2.4.5.2 Formación Arajuno**

La Formación Arajuno surge en la edad del Mioceno Superior y constituye una secuencia sedimentológica potente que se componen principalmente de tobas, arcillas, areniscas con lignitos y conglomerados. El ambiente deposicional que lo caracteriza es el continental. (Baby *et al.*, 1998).

#### **2.4.5.3 Formación Chambira**

La Formación Chambira se formó de la edad del Mioceno Superior al Plioceno, está constituida por secuencias de sedimentos clásticos gruesos que contienen tobáceas en su parte intermedia. Aproximadamente el espesor promedio de la formación es de 1000 m. El ambiente de depósito característico de la Formación Chambira se asocia con la erosión de la cordillera y es de Abanico aluvial. (Baby *et al.*, 1998).

#### **2.4.5.4 Formación Curaray**

La Formación Curaray se forma en el periodo del Mioceno Superior al Plioceno, se compone generalmente de arcillas negras calcáreas hacia el tope, mezclas tobáceas, areniscas de grano fino a medio, vetas ligníticas y arcillas de colores rojo, azul, verde o grises y en ciertas ocasiones con yeso.

El ambiente de deposición de la Formación Curaray es una mezcla de marino marginal a continental.

#### **2.4.6 Formación Mesa**

La Formación Mesa se forma en la edad geológica del Plioceno al Pleistoceno, los depósitos formaron un apilamiento fuertemente erosionado de terrazas imbricadas.

Las terrazas formadas se componen principalmente de depósitos de areniscas tobáceas que tienen grano medio a grueso, esto a consecuencia de la erosión de la Cordillera de los Andes. El ambiente de depósito de la Formación Mesa es el continental. (Baby *et al.*, 1998).

#### **2.4.7 Formación Mera**

La Formación Mera se forma en la edad del Cuaternario y conforma un abanico importante de piedemonte estructurado en terrazas. Los depósitos contenidos son productos asociados a los activos volcánicos del Reventador y Sumaco. El ambiente deposicional que lo caracteriza es el continental de abanicos aluviales. (Baby *et al.*, 1998).

##### **2.4.7.1 Volcánicos cuaternarios**

Los depósitos volcánicos están recubiertos por conos simétricos volcánicos y se restringen mayoritariamente al Levantamiento Napo, los volcanes se alinean de norte a sur y son el Reventador, Yanahurco, Pan de Azúcar y Sumaco se los considera como activos con erupciones históricas.

### **2.5 GEOLOGÍA LOCAL**

Los Campos petrolíferos de la Cuenca Oriente que se van a utilizar en este estudio están representado por sistemas de fallas en anticlinales con rumbo de NO-SE hacia el este y de NE-SO hacia el oeste, las principales formaciones productoras en esta región de la cuenca son las de Napo y Tena, siendo más específicos los yacimientos productivos de petróleo en la zona son las areniscas Basal Tena, M1, U y T.

### **2.5.1 Estratigrafía**

Los principales horizontes productores de las formaciones Napo y Tena se detallan a continuación como se muestran en esta región del Campo.

#### **2.5.1.1 Basal Tena**

La arenisca Basal Tena consiste en series de limonitas y arcillolitas con intercalaciones de areniscas marino-marginales a continentales que también se las conoce como secuencias cíclicas. El espesor promedio de esta arena no sobrepasa los 20 pies y en muchos sectores de la cuenca no es visible su presencia. Su morfología es parecida a la arenisca M1.

#### **2.5.1.2 Arenisca M-1**

La Arenisca M-1 es arena cuarzosa con grano que va de fino a medio, la forma del grano es de subangular a redondeado, está inter-estratificada con gruesos estratos de lutita, la forma del grano es poco fiable y moderadamente sorteada.

#### **2.5.1.3 Arenisca U**

La arenisca U se subdivide en dos miembros:

**U Superior:** Consiste en arena cuarzosa con grano que va de fino a medio y con intercalaciones de cuerpos de lutita muy poco fiable, el grano tiene una forma de subangular a subredondeado que está moderadamente sorteado. La calidad con la que se evalúa este yacimiento es de pobre a bueno.

**U Inferior:** Consiste en arena cuarzosa con grano que va de medio a fino, presenta intercalaciones pequeñas de limonitas y calizas en muy pocas secciones de este miembro, esto es más diferenciado con el miembro superior, el grano tiene forma de subredondeado a subangular y es poco fiable y moderadamente sorteado. El

reservorio tiene una calidad que va de buena a excelente en el miembro principal y calidad de pobre a mala en la parte superior del miembro.

#### **2.5.1.4 Caliza B**

La caliza B está constituida de material calcáreo de color grisáceo de claro a oscuro, no es visible espacios porosos en esta caliza, el grano está moderadamente consistente a firme y se intercala con lutitas no calcáreas de color oscuro subvisibles. La tendencia de la caliza de N a S es de aumentar en su espesor.

#### **2.5.1.5 Arenisca T**

La arenisca T se subdivide en dos miembros:

**T Superior:** Contiene areniscas con granos que van de fino a muy fino, en pocas ocasiones se muestran granos medios y en algunas secciones se presenta friable, la forma del grano va desde subangular a subredondeado, la porosidad promedio en este miembro se ve afectada por la presencia de arena glauconita, además mantiene una bioturbación marcada. Está representada por una intercalación dominante de cuerpos de arena con varios pies de espesor con lutitas marinas.

**T Inferior:** Contiene areniscas cuarzosas con granos que van de medio a grueso, generalmente es moderadamente sorteado y la forma del grano va de subangular a subredondeado, solo en pocas secciones muestra cemento calcáreo. El espesor promedio va desde los 74 a los 118 pies. El reservorio posee una calidad que va de buena a excelente.

## **2.6 DEFINICIÓN DE GEOESTADÍSTICA**

La geoestadística es la ciencia que implica un análisis de datos y la estimación de fenómenos temporales o espaciales, por ejemplo: la porosidad de una formación o cualquier parámetro petrofísico, calidad de un metal o la concentración de

contaminantes, etc.; normalmente se asocia a la geoestadística con la geología puesto que esta ciencia tiene sus orígenes en estudios de minería.

Existen diversas metodologías o técnicas utilizados para la predicción de datos espaciales de variables que se encuentran en espacio y tiempo, estos valores se colocan implícitamente y se correlacionan entre sí, a esta técnica se le conoce como análisis estructural o estudio variográfico, luego de realizar este estudio se procede a la estimación de valores en las regiones no muestreadas, a este método de interpolación se le conoce como kriging. (Véliz E., 2006)

El objetivo de la geoestadística es la caracterización de datos para interpretar el comportamiento de dichos datos distribuidos en el espacio. De esta manera se puede clasificar al estudio geoestadístico en tres procedimientos elementales:

- Análisis de datos espaciales
- Análisis estructural (Cálculo de variogramas)
- Estimaciones (Simulaciones en tiempo real – Kriging)

## **2.7 ANÁLISIS DE DATOS ESPACIALES**

Se refiere a la etapa estadística en la que se estudian los datos previos sin tener en cuenta su distribución espacial, es decir que se realiza un control de calidad de toda la información disponible, la normalidad de los datos, transformación de datos si es necesario, etc. (Véliz E., 2006)

Los tipos de datos que se pueden encontrar son:

- Puntos: Datos en una coordenada específica
- Líneas: Líneas aisladas, por ejemplo: la pista de aterrizaje de un aeropuerto, líneas con varias ramificaciones, por ejemplo: los afluentes de un río, o redes, por ejemplo: las carreteras de una ciudad.

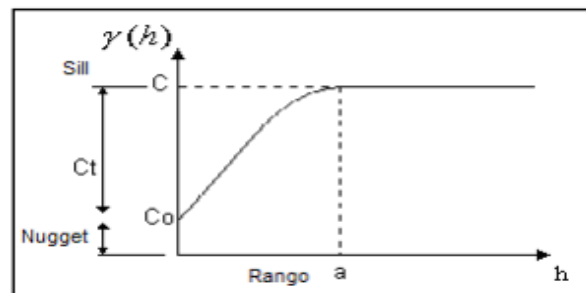
- Regiones: Pueden ser regiones aisladas, por ejemplo: un lago, regiones adyacentes, por ejemplo: países o regiones anidadas, por ejemplo: las provincias o departamentos de los países. (Véliz E., 2006)

## 2.8 ANÁLISIS ESTRUCTURAL

En este paso se estudia la continuidad espacial de la variable o la distribución geográfica en el área de estudio. Se realiza esencialmente el cálculo de variogramas que represente la variabilidad espacial ajustada a un modelo teórico.

### 2.8.1 Definición de Variogramas

La herramienta principal para analizar el comportamiento espacial de las variables en una región determinada se denomina variograma, se le conoce como un estimador de la varianza poblacional debido a que presenta cierta tendencia a la estacionaridad, además representa cuantitativamente la variabilidad en el espacio de un fenómeno regionalizado lo que lo convierte en un soporte al utilizar las técnicas de kriging. La dirección y la distancia ( $h$ ) se relacionan con el variograma. Los elementos del variograma se muestran en la figura 2.8:



**Figura 2.8** Elementos del Variograma

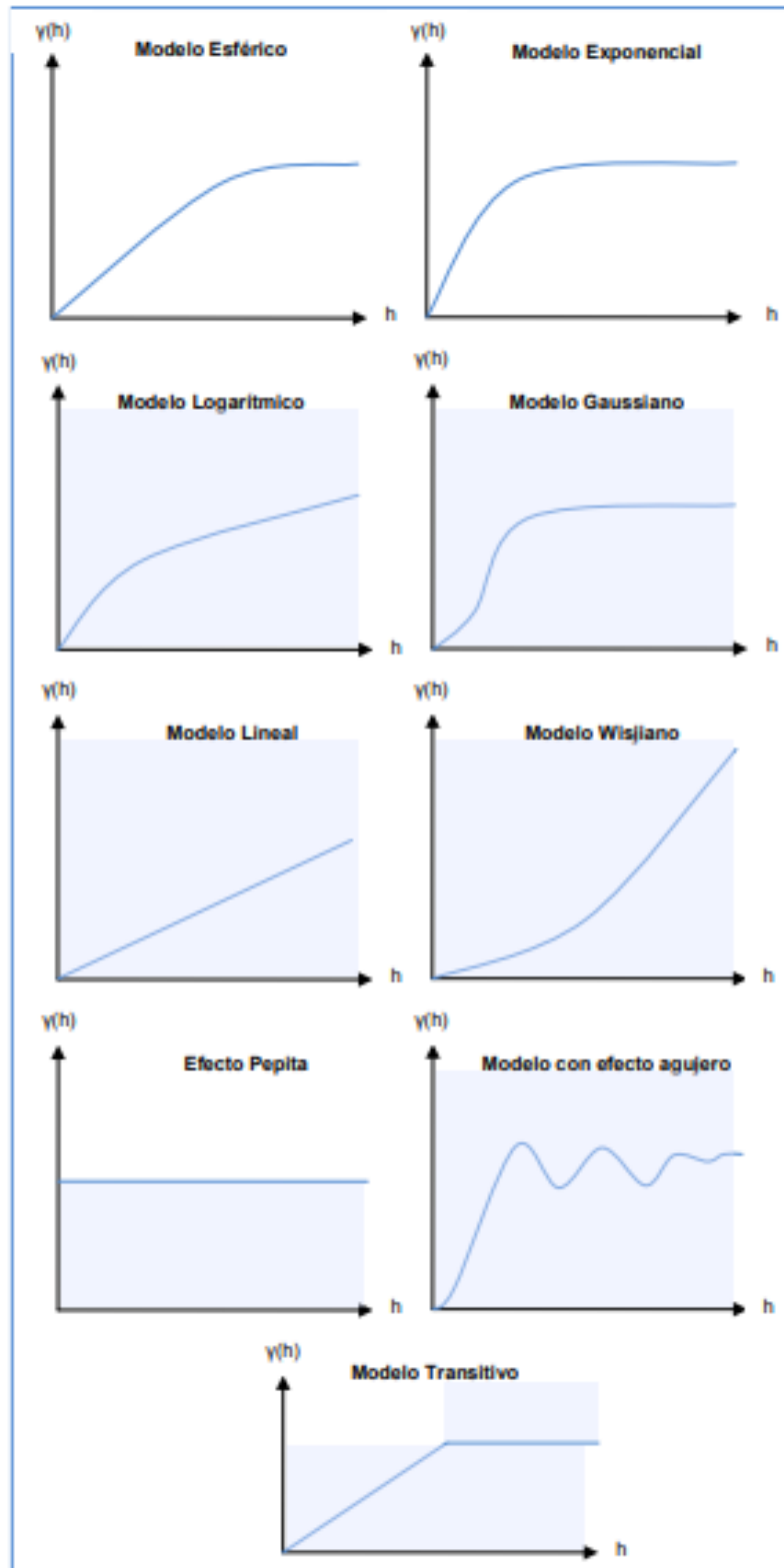
**Fuente:** Véliz E. 2006

**Nugget:** O como se le conoce también efecto pepita: se le relaciona con la variabilidad a pequeña escala o como la sumatoria de todas las fuentes de variabilidad existentes a menores distancias que las que tienen las muestras.

**Sill:** O meseta, representa la varianza máxima de datos. Muestra el valor máximo del variograma para el cual a este punto se vuelve constante.

**Rango:** Representa la distancia a la que se alcanza la meseta. De esta manera se interpreta físicamente que más allá del rango o distancia los puntos no se encuentran correlacionados. (Baque R., 2015)

Los variogramas se ajustan mediante dos tipos de modelos que son el experimental y el teórico. El modelo experimental está reflejado por el simple variograma experimental, para el modelo teórico existen varios tipos debido a que cada uno analiza el comportamiento que reflejan las variables a analizar, los modelos teóricos más conocidos se muestran en la figura 2.9.



**Figura 2.9** Modelos de variogramas teóricos

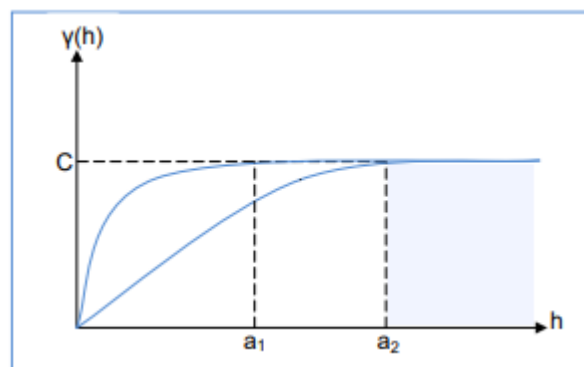
**Fuente:** Baque R. (2015)



### 2.8.2 Definición de Anisotropía

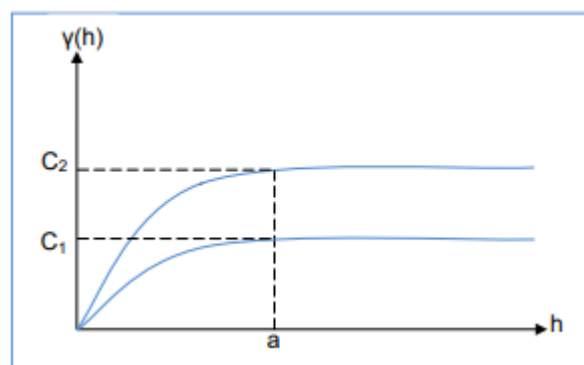
Al realizar el cálculo de variogramas en varias direcciones y cada uno presenta cambios quiere decir que se está formando una elipse anisotrópica, generalmente esta se lo calcula en las direcciones de  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$  y  $135^\circ$ .

Existen dos tipos de anisotropía, la geométrica que es cuando el variograma muestra la misma meseta, pero con diferentes rangos en las distintas direcciones en las que se calcula (figura 2.10), y la anisotropía zonal que es cuando el rango permanece igual en las diferentes direcciones, pero el valor de la meseta varía en cada una de ellas (figura 2.11). Existen también variogramas que son combinaciones de ambas. (Baque R., 2015)



**Figura 2.10** Anisotropía Geométrica

**Fuente:** Baque R. (2015)



**Figura 2.11** Anisotropía Zonal

**Fuente:** Baque R. (2015)

## **2.9 ESTIMACIONES**

Se realizan estimaciones en las zonas donde no existen datos disponibles utilizando la información procedente de regiones cercanas donde se ha recabado y analizado previamente toda la información. Se utilizan algoritmos o técnicas de interpolación para reducir el nivel de incertidumbre en la reproducción de resultados, la más conocida es el kriging.

### **2.9.1 Técnica de Interpolación Kriging**

El método de interpolación que más se aplica en geoestadística es el kriging. Esta herramienta describe la correlación espacial y temporal, consiste en un estimador lineal sesgado que toma en cuenta las variables que se distribuyen espacialmente. El método de interpolación sugiere que se busque una aproximación de algún parámetro o variable desconocida utilizando un conjunto de datos de la misma variable en la cual si se conocen los valores. (Baque R., 2015)

El kriging se lo puede calcular de distintas maneras, se clasifica en:

- Kriging Universal
- Kriging Ordinario
- Kriging Simple

**CAPÍTULO III**  
**CONTEXTO METODOLÓGICO**

## CAPÍTULO III

### 3. CONTEXTO METODOLÓGICO

#### 3.1 MÉTODOS DE SIMULACIÓN

Para realizar un proyecto de simulación de pozos dentro de un yacimiento de petróleo es necesario desarrollar un método que sea el más conveniente para definir correctamente sus propiedades. Los métodos de simulación más conocidos son:

- Simulación basada en celdas
- Simulación basada en objetos
- Multipunto – Imagen de entrenamiento

Para el presente trabajo se empleará la metodología de simulación basada en celdas la cual se explica a continuación.

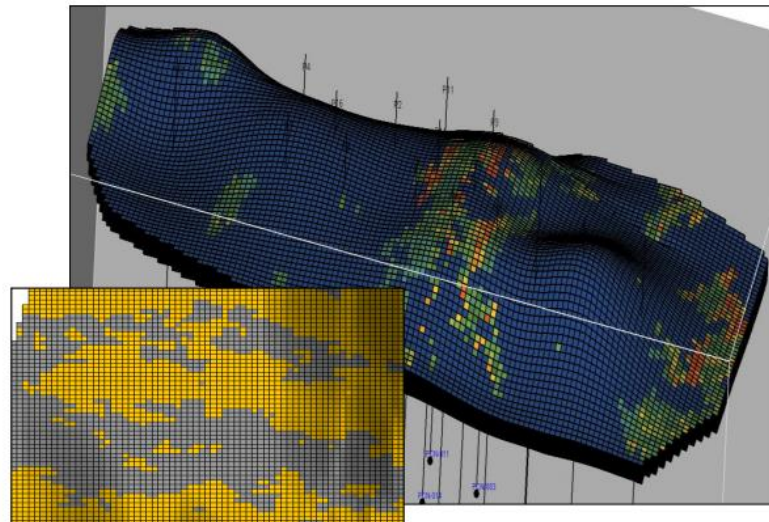
##### 3.1.1 Simulación basada en celdas

La metodología de simulación basada en celdas es una técnica donde el yacimiento se puede dividir en múltiples celdas según se considere, dentro de cada celda las propiedades que contengan serán homogéneas donde se podrá obtener información mejor detallada si se definen celdas mucho más finas, se utilizan métodos de interpolación de toda la información disponible. (Ganan J., 2014)

La información estática y dinámica, relaciones espaciales multivariadas o los atributos múltiples son técnicas que se encuentran limitadas por la forma univariada y bivariada en la que se distribuyen las propiedades del reservorio.

La principal limitación que muestra este tipo de método es que todas las propiedades del yacimiento se describen como estructuras de celdas lo cual no es del todo cierto, puesto que los reservorios poseen formas y tamaños complejos, así

como también ciertos objetos geológicos. Esta metodología facilita la simulación de variables continuas, por ejemplo: porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla, permeabilidad, etc., y de variables categóricas, por ejemplo: facies, electrofacies, litotipos, etc. En la figura 3.1 se visualiza una simulación basada en celdas. (Ganan J., 2014)



**Figura 3.1** Simulación basada en celdas

**Fuente:** Ganan J. (2014)

### 3.2 MODELAMIENTO ESTRATIGRÁFICO

Este tipo de modelamiento se encarga de analizar toda la proveniente de los núcleos de pozos, perfiles eléctricos y la respectiva extrapolación de datos hacia los pozos que no contengan esta información.

El modelo estratigráfico permite definir la arquitectura interior del reservorio, además sirve para determinar las relaciones laterales y verticales entre las formaciones geológicas atravesadas por los distintos pozos existentes. De la construcción de celdas de alta definición en secciones estratigráficas se obtiene buenos datos de las relaciones verticales entre las unidades estratigráficas lo cual permite la predicción sobre la movilidad de los fluidos al momento de realizar correlaciones intrayacimiento de los reflectores, utilizando como guía las

correlaciones litológicas entre pozos y el análisis de la estratigrafía secuencial. (Chango M., Cerón G., 2009)

Los aspectos más característicos del modelo estratigráfico son:

- Estratigrafía secuencial
- Atributos sísmicos
- Interpretación de horizontes estructurales
- Interpretación de registros eléctricos
- Correlaciones estratigráficas entre pozos

### **3.3 MODELAMIENTO SEDIMENTOLÓGICO**

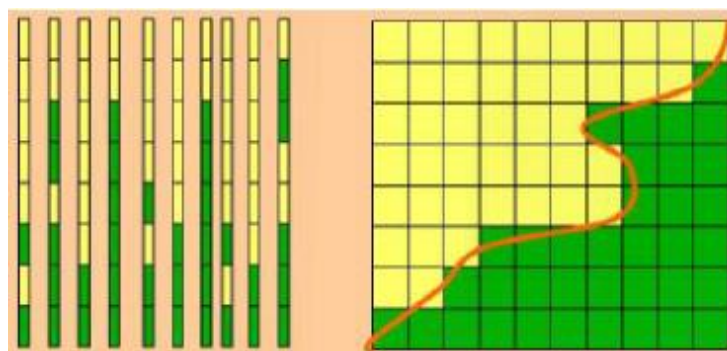
Para entender el origen de las formaciones existentes en los yacimientos, poder analizar y describir los ambientes de deposición en los que se formaron se realiza un modelamiento sedimentológico de los yacimientos.

Para realizar el modelo sedimentológico se cuenta con dos etapas: la definición de facies o litotipos y la definición de la geometría de capas internas. Se trata básicamente de asociar las secuencias estratigráficas con cada facie respectivamente. Se utilizan códigos para cada facie sedimentaria debido a que estas pertenecen al grupo de las variables categóricas además se puede definir los núcleos como electrofacies o petrofacies. (Chango M., Cerón G., 2009)

Tanto los modelos estratigráficos como el estructural se pueden representar en un software de simulación para su modelamiento, visualizar su distribución en el espacio en una vista 3D utilizando relaciones laterales y verticales de facies y el ambiente de deposición de las formaciones geológicas utilizando información como las coordenadas de pozos, los códigos de litotipos, la profundidad del pozo (TVD) y se puede incluir datos de permeabilidad y porosidad de las arenas. (Chango M., Cerón G., 2009)

### 3.4 CURVAS DE PROPORCIÓN VERTICAL

El análisis de las curvas de proporción vertical ayuda a interpretar la distribución de la litología a nivel de profundidad, este estudio se puede realizar de diversos modos según sea el requerimiento, se puede hacer por regiones, por estratos formacionales o generalizado para todo el campo o área de interés. Además, permite el control de calidad en cada arena, definir los mejores estratos debido a que se integra la información (Baquerizo J., 2018). En la figura 3.2 se muestra como se presenta la distribución de arenas en cada pozo en la parte izquierda y a la derecha como se integra toda la información formando la curva de proporción vertical.



**Figura 3.2** Ejemplo de curva de proporción vertical

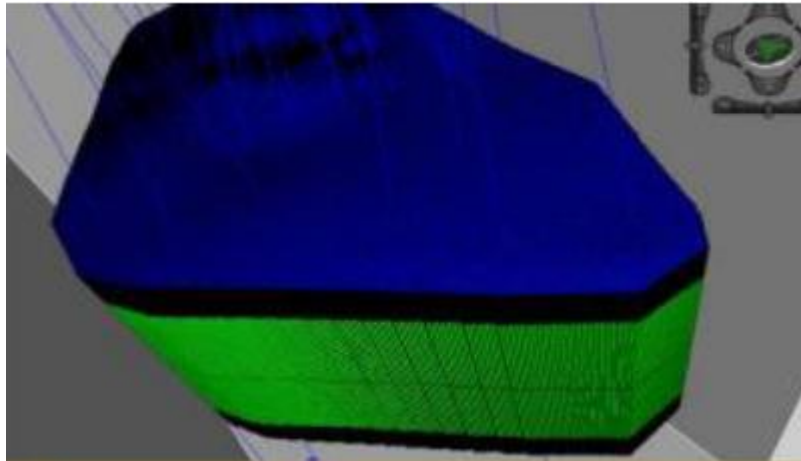
**Fuente:** Baquerizo J. (2018)

### 3.5 MALLA GEOESTADÍSTICA

La malla geoestadística o grid es un conjunto de celdas en tres dimensiones que se construye según dimensiones especificadas y contiene toda la información de los registros eléctricos de pozos, la litología de las formaciones, etc., el valor de cada celda se mantiene homogéneo, esto quiere decir que la misma celda no puede tener información de dos pozos vecinos, esto es importante al momento de definir los tamaños de celdas para evitar la distorsión de datos.

La principal función de esta herramienta es representar el reservorio a través de este conjunto de celdas para poblarla de toda la información y poder reproducir los modelos de facies, petrofísicos o volumétricos mediante los diferentes algoritmos

de interpolación y obtener los datos faltantes en las celdas que se encuentran vacías. La figura 3.3 presenta como se observa una malla geoestadística en un cubo tridimensional. (Baquerizo J., 2018)



**Figura 3.3** Vista 3D de una Malla Geoestadística

**Fuente:** Baquerizo J. (2018)

### **3.6 DEFINICIÓN DEL MODELO DE FACIES**

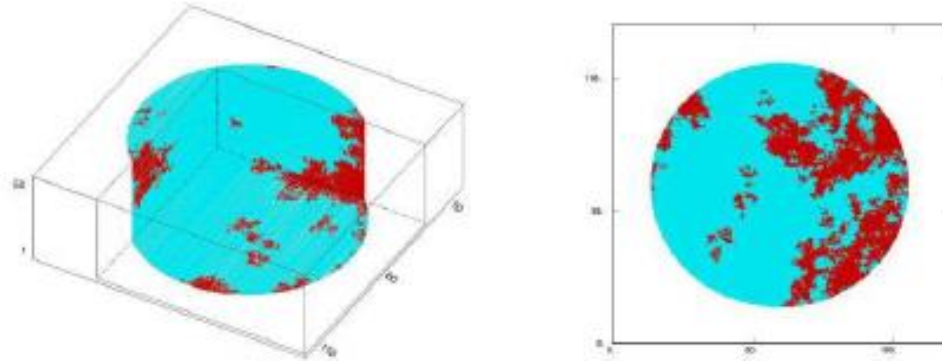
El modelo geoestadístico de facies se construye en la malla geoestadística utilizando la información de los variogramas, el ambiente deposicional del campo y las curvas de proporción vertical. Puesto que las simulaciones deben ser estocásticas, se debe escoger un número determinado de reproducciones del modelado de facies a lo cual se denomina realizaciones. Los softwares de simulación presentan por lo general dos algoritmos para generar el modelo de facies los cuales se explican a continuación:

#### **3.6.1 Modelo de Simulación Secuencial Indicador**

El algoritmo de simulación secuencial indicador utiliza el método de interpolación conocido como kriging, es muy eficiente ya que permite predecir la función de distribución de la probabilidad local. Este estimador necesita los modelos de variogramas en cada unidad estratigráfica o ya sea el caso el variograma de corte obtenido correspondiente a la mediana, aunque esta alternativa es menos precisa



(Díaz y Casar, 2004). En la figura 3.4 se observa reproducciones 3D (izquierda) y 2D (derecha) de un estrato poroso simulado mediante el algoritmo secuencial indicador.



**Figura 3.4** Vista 2D y 3D de una simulación con el algoritmo secuencial indicador

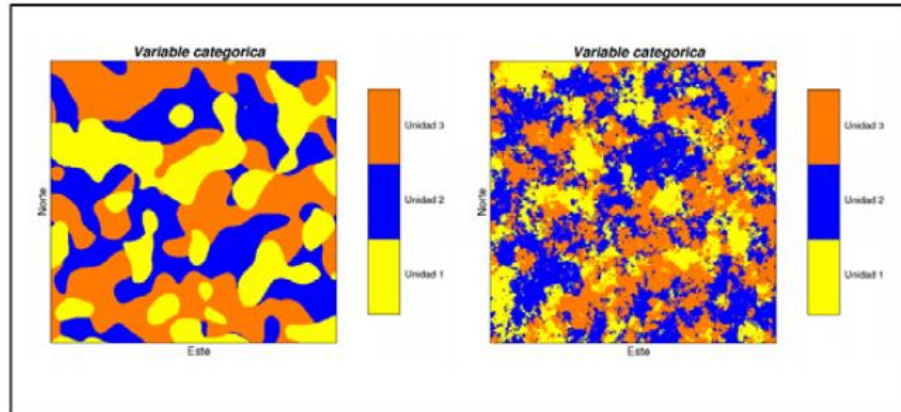
**Fuente:** Díaz & Casar (2004)

### 3.6.2 Modelo de Simulación Plurigaussiana

El algoritmo de simulación plurigaussiana se lo considera una generalización del método de simulación gaussiana truncada debido a que se debe definir varias truncaciones de diversas funciones aleatorias  $Y(x)$  a la vez:

$$I(x; y_1, y_2) = \begin{cases} 1 & \text{si } y_1(x) < y_1 \\ 2 & \text{si } y_1(x) \geq y_1 \text{ e } y_2(x) < y_2 \\ 3 & \text{si } y_1(x) \geq y_1 \text{ e } y_2(x) \geq y_2 \end{cases}$$

La metodología de simulación es muy importante debido a la influencia que tiene el cálculo de variogramas en este tipo de variables gaussianas. En la Figura 3.5 se observa como varían las realizaciones del modelo dependiendo los variogramas calculados aproximándose al origen. Del lado izquierdo se muestra una reproducción de un variograma parabólico en el origen, mientras que del lado derecho se presenta la reproducción de un variograma lineal en el origen. (Hurtado S., 2009)



**Figura 3.5** Influencia de los variogramas en el algoritmo plurigaussiano

**Fuente:** Hurtado S. (2009)

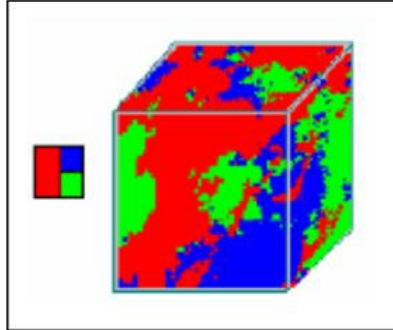
Para generar modelos de simulación plurigaussiana se deben seguir los siguientes pasos principalmente:

1. Interpretar los datos de los parámetros a modelar (cálculo de variogramas de las gaussianas y umbrales).
2. Simulación en las ubicaciones de muestreo de las funciones aleatorias gaussianas.
3. Simulación en el resto del espacio de las funciones aleatorias gaussianas mediante la metodología de las bandas rotantes o el método secuencial gaussiano.
4. Definir las banderas de truncación. (Hurtado S., 2009)

Es necesario definir ciertos parámetros para la construcción del modelo plurigaussiano los cuales son:

- La bandera de truncación la cual influye directamente entre los contactos de los estratos geológicos y sus jerarquías.
- Los umbrales, puesto que repercuten en las fracciones de espacio que ocupan todos los estratos geológicos existentes.
- El cálculo de variogramas de las gaussianas, debido a que afectan el indicador del variograma para cada estrato litológico. (Hurtado S., 2009)

En la figura 3.6 se muestra cómo se definen las banderas de truncación para cada estrato litológico existente en los yacimientos:



**Figura 3.6** Definición de las banderas de truncación en el algoritmo plurigaussiano

**Fuente:** Hurtado S. (2009)

### **3.7 SOFTWARES DE MODELAMIENTO**

Toda la información que pertenece a los campos hidrocarburíferos se debe integrar a los diversos softwares que cumplan con la función de representar los datos de forma que faciliten la interpretación utilizando mapas, histogramas, cubos tridimensionales, secciones sísmicas, etc., luego de la interpretación permitir generar los modelos propuestos por el usuario.

En este estudio se emplearán los softwares pertenecientes a Halliburton Openworks (OW) y Decision Space Geoscience (DSG) debido a que por sus características facilitan las herramientas necesarias para la reproducción de los distintos modelados que se construirán. A continuación, se detalla brevemente cada uno de estas plataformas de trabajo.

#### **3.7.1 Software Openworks**

La plataforma de trabajo Openworks (OW) consiste en una herramienta que permite crear los proyectos y formar una base de datos para cada proyecto, a partir de este software se cargan todo tipo de datos existentes, los cuales pueden ser datos de coordenadas de pozos, surveys, registros eléctricos, topes y bases de las

formaciones, fallas geológicas, etc., los cuales se suben al proyecto mediante su herramienta Data Import, para poder cargarlos en las sesiones del Decision Space Geoscience.

Esta herramienta permite además ir almacenando en la misma base de datos toda la información que se va creando en el DSG por ejemplo las superficies, la malla geoestadística, los frameworks, los modelos de facies y petrofísicos, etc. En la figura 3.7 se muestra el logotipo del software Openworks.



**Figura 3.7** Logotipo del software Openworks

**Fuente:** Software Openworks

### **3.7.2 Software Decision Space Geoscience**

La interfaz de trabajo Decision Space Geoscience (DSG) es un software especializado con entorno multiusuario creado para la interpretación y caracterización de yacimientos. Contiene una plataforma con flujos de trabajo multidominio que usa la base de datos de Openworks para visualizar los datos cargados mediante mapas en 2D, correlaciones de pozos, histogramas de frecuencias, cubos en 3D, secciones sísmicas según requiera para el estudio e interpretación del usuario, además de contener diversidad de herramientas para reforzar de mejor manera el estudio de los diversos casos.

La aplicación de esta interfaz, las herramientas y sus módulos permiten a la toma de las mejores decisiones técnicas, o maneras más convenientes para reducir los costos de operación en los distintos procesos como por ejemplo en la exploración de pozos, o el modelado de los yacimientos generando datos donde no existe

información disponible o existe nivel de incertidumbre reduciendo el tiempo de trabajo.

En la figura 3.8 se muestra el logotipo principal del software Decision Space Geoscience.



**Figura 3.8** Logotipo del software Decision Sspace Geoscience

**Fuente:** Software Decision Space Geoscience

**CAPÍTULO IV**  
**GENERACIÓN DE DATOS Y RESULTADOS**

## **CAPÍTULO IV**

### **4. GENERACIÓN DE DATOS Y RESULTADOS**

#### **4.1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE**

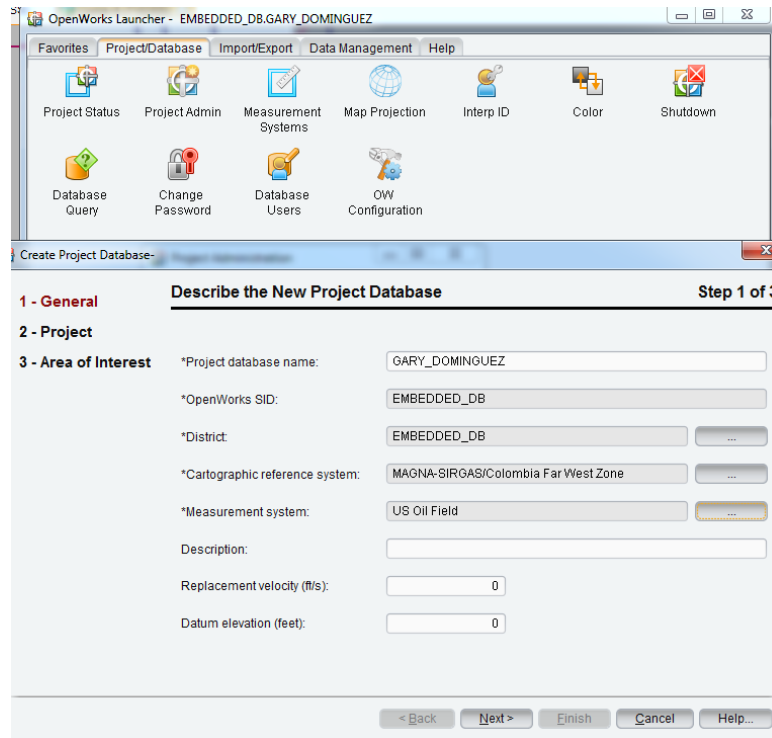
La información con la que se cuenta para la elaboración del presente proyecto debe pasar por un necesario control de calidad para corroborar la veracidad de los datos y de esta manera reducir al máximo el nivel de incertidumbre de los resultados.

Los datos corresponden a 10 pozos del Campo Sacha del distrito amazónico ecuatoriano, los cuales, por motivos de confidencialidad de la información, se van a describir de manera sintética (con otros nombres y coordenadas, pero con los mismos registros y topes formacionales); siendo de esta manera la información suministrada contiene:

- Wellheaders: en formato .xlsx (4 kb)
- Topes formacionales: en formato .xlsx (23kb)
- Registro de litofacies: en formato. LAS (6.6 Mb)
- Registros eléctricos: en formato. LAS (18.6 Mb)
- Información Adicional: en formato .docx (15.5 Mb)

#### **4.2 LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN EN EL SOFTWARE**

El primer paso luego de verificar toda la información es crear la base de datos para el proyecto, se utiliza la plataforma de Openworks para generar un nuevo proyecto el cual va a administrar toda la información que se genere en el Decision Space, la figura 4.1 muestra la ventana de creación del nuevo proyecto donde se especifican parámetros como el nombre del proyecto, el rango de las coordenadas del campo o región a evaluar, el tamaño del proyecto, etc.



**Figura 4.1** Generación del nuevo proyecto

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software Openworks

#### 4.2.1 Subida de Pozos

La información de los 10 pozos se cargó usando la herramienta “Well Data Manager” del Decision Space. La nomenclatura de los pozos se explica en la tabla 4.1 donde se presentan datos como las coordenadas X, Y, la elevación de la mesa rotaria y la profundidad vertical verdadera.

UWI	WELL NAME	X	Y	KB	TVD
001	POZO001	909959,72	32713350,71	1077	10180
002	POZO002	912133,77	32714498,08	1063	9800
003	POZO003	912485,41	32711520,79	1045	9900
004	POZO004	912584,46	32717486,36	1037	9920
005	POZO005	909328,98	32710644,12	961	9820
006	POZO006	910058,08	32715596,15	1081	9965
007	POZO007	909507,10	32707955,74	935	9796

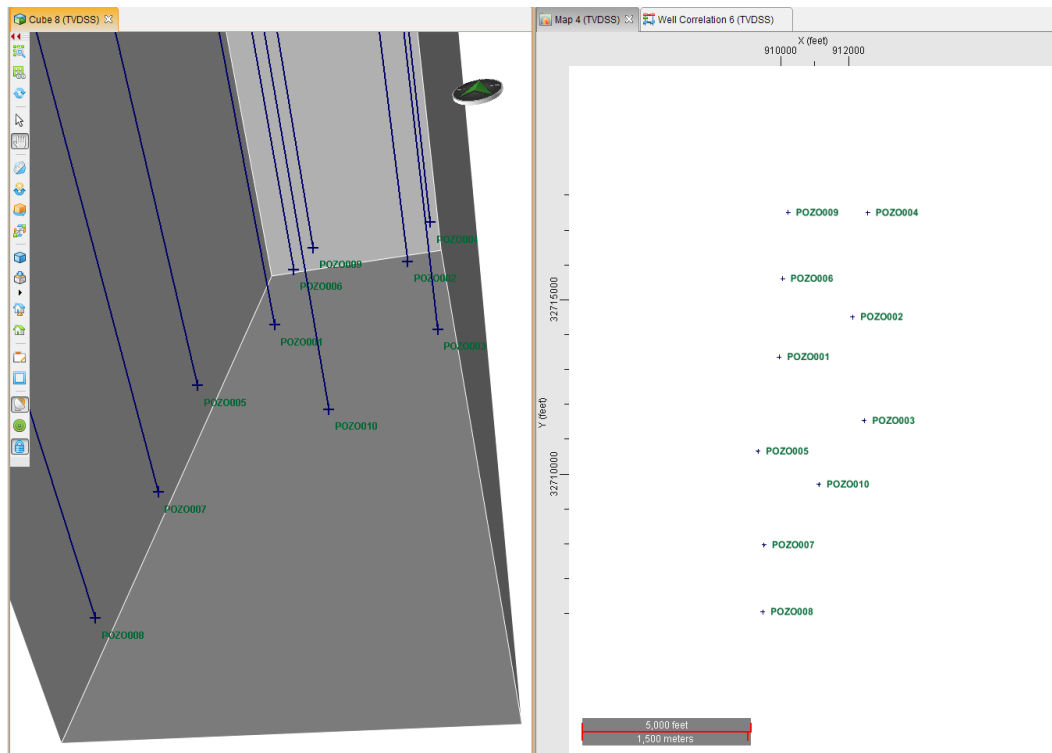


<b>008</b>	POZO008	909467,60	32706038,98	943	9827
<b>009</b>	POZO009	910218,15	32717489,22	1027	10039
<b>010</b>	POZO010	911130,92	32709695,07	1060	10030

**Tabla 4.1** Datos de entrada de Wellheaders

**Elaborado por:** Gary Domínguez

Además, en la figura 4.2 se presenta una visualización en el DSG de los datos de los pozos que fueron ingresados en un cubo tridimensional a la izquierda y en un mapa bidimensional a la derecha.

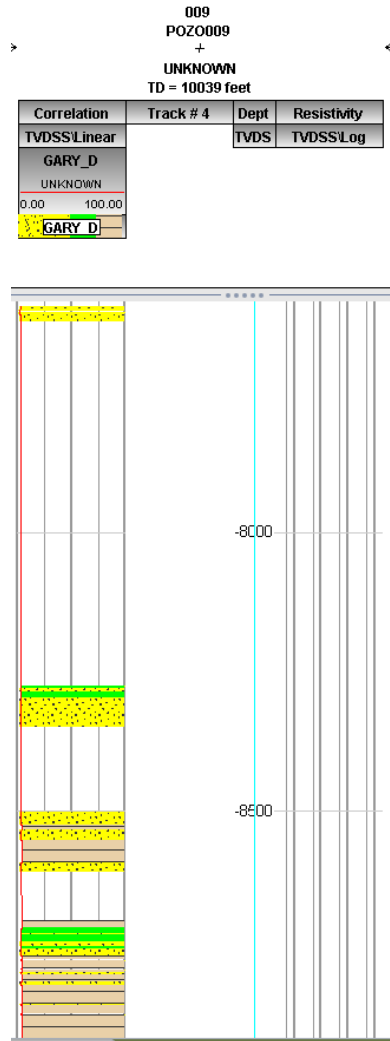


**Figura 4.2** Vista general de la ubicación de los pozos

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

#### 4.2.2 Subida de registros de facies

Las facies sedimentarias de cada pozo se cargaron por medio de la herramienta “Data Import” del software Openworks. La figura 4.3 muestra la vista de un registro de facies a través de la ventana “Well Correlation” del DSG en donde se le ha asignado un color para cada facie sedimentaria en cada pozo.



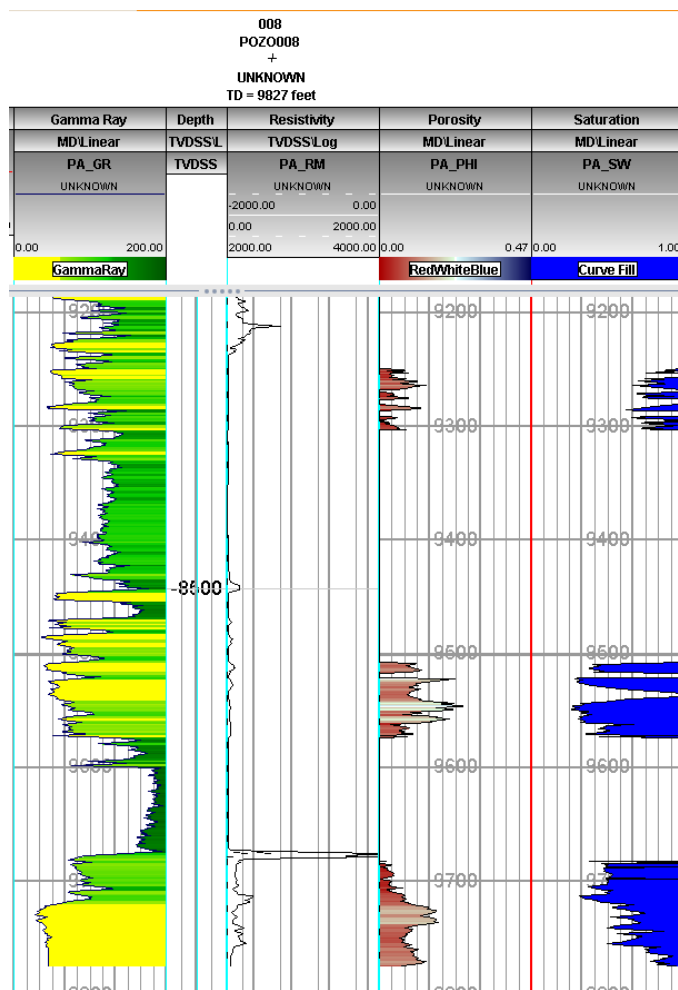
**Figura 4.3** Vista de un registro de facies en la ventana “Well Correlation”

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

### 4.2.3 Subida de registros eléctricos

Los registros eléctricos de pozos al igual que el de facies se los cargan a través de la herramienta “Data Import” de Openworks. En este caso, debido a que no se utilizarán todos los registros solo se subieron al proyecto el registro de Gamma Ray (GR), Resistividad (RM), de Porosidad (PHI) y el de saturación de agua (Sw) para facilitar la interpretación de los datos en las zonas de interés principalmente.

En la figura 4.4 se muestra la vista de estos registros en la ventana “Well Correlation” del DSG; se muestran los pozos divididos en 5 “tracks” de izquierda a derecha se encuentra el registro Gamma Ray (GR), el de profundidad (TVDSS), de Resistividad (MD), Porosidad (PHIE) y el de Saturación de agua (Sw), además, se asignó un degradado de colores para mejorar la interpretación que ayude a ubicar las zonas de interés utilizando la herramienta “Well Layout”.



**Figura 4.4** Vista de los registros eléctricos en la ventana “Well Correlation”

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

#### 4.2.4 Determinación de topes formacionales

Los topes formacionales se fueron ubicando pozo por pozo en la ventana “Well Correlation” usando la herramienta “Well Pick Interpretation”, para cada tope y

base se designó un color, la nomenclatura respectiva y profundidad los cuales se explican en la tabla 4.2.

POZO	TOPE	PROFUNDIDAD	COLOR
POZO001	Tope_Basal_Tena	8666	
POZO001	Base_Basal Tena	8680.94	
POZO001	Tope_U_Superior	9346.2	
POZO001	Tope_U_Inferior	9388	
POZO001	Base_U_Inferior	9433.29	
POZO001	Tope_T_Superior	9589	
POZO001	Tope_T_Inferior	9634	
POZO001	Base_T_Inferior	9688.65	
POZO001	Tope_Hollin_Superior	9770.11	
POZO001	Tope_Hollin_Inferior	9781	
POZO001	Base_Hollin_Inferior	9815.44	
POZO002	Tope_Basal_Tena	8662.44	
POZO002	Base_Basal Tena	8695.83	
POZO002	Tope_U_Superior	9336.41	
POZO002	Tope_U_Inferior	9378	
POZO002	Base_U_Inferior	9423.18	
POZO002	Tope_T_Superior	9576.23	
POZO002	Tope_T_Inferior	9619	
POZO002	Base_T_Inferior	9677.87	
POZO002	Tope_Hollin_Superior	9762	
POZO002	Tope_Hollin_Inferior	9770.76	
POZO002	Base_Hollin_Inferior	9814.35	
POZO003	Tope_Basal_Tena	8638.72	
POZO003	Base_Basal Tena	8664.81	
POZO003	Tope_U_Superior	9304.81	
POZO003	Tope_U_Inferior	9341	
POZO003	Base_U_Inferior	9399.16	
POZO003	Tope_T_Superior	9558	
POZO003	Tope_T_Inferior	9604	
POZO003	Base_T_Inferior	9654.73	
POZO003	Tope_Hollin_Superior	9741.84	
POZO003	Tope_Hollin_Inferior	9754.57	
POZO003	Base_Hollin_Inferior	9803.49	
POZO004	Tope_Basal_Tena	8622.28	
POZO004	Base_Basal Tena	8638.14	
POZO004	Tope_U_Superior	9303	
POZO004	Tope_U_Inferior	9327	
POZO004	Base_U_Inferior	9381.38	
POZO004	Tope_T_Superior	9536.13	
POZO004	Tope_T_Inferior	9581	
POZO004	Base_T_Inferior	9640.15	
POZO004	Tope_Hollin_Superior	9735.81	
POZO004	Tope_Hollin_Inferior	9748.53	
POZO004	Base_Hollin_Inferior	9796.04	

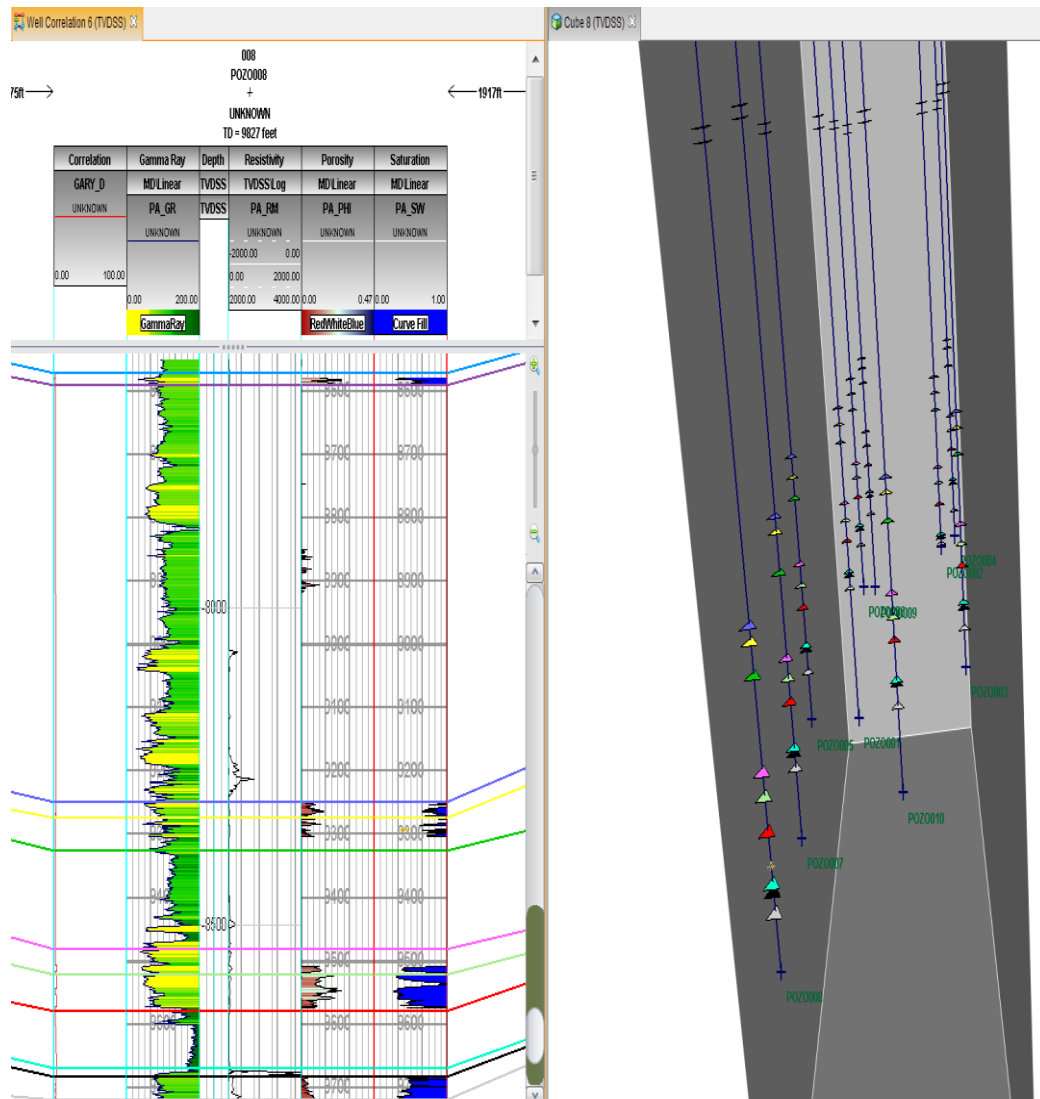
POZO005	Tope_Basal_Tena	8558.35	
POZO005	Base_Basal Tena	8581.21	
POZO005	Tope_U_Superior	9220.96	
POZO005	Tope_U_Inferior	9265	
POZO005	Base_U_Inferior	9310.71	
POZO005	Tope_T_Superior	9456	
POZO005	Tope_T_Inferior	9504	
POZO005	Base_T_Inferior	9554	
POZO005	Tope_Hollin_Superior	9642	
POZO005	Tope_Hollin_Inferior	9651.44	
POZO005	Base_Hollin_Inferior	9704.18	
POZO006	Tope_Basal_Tena	8671	
POZO006	Base_Basal Tena	8687.74	
POZO006	Tope_U_Superior	9352.78	
POZO006	Tope_U_Inferior	9395	
POZO006	Base_U_Inferior	9440.69	
POZO006	Tope_T_Superior	9594.25	
POZO006	Tope_T_Inferior	9636.01	
POZO006	Base_T_Inferior	9693.6	
POZO006	Tope_Hollin_Superior	9777.51	
POZO006	Tope_Hollin_Inferior	9789.25	
POZO006	Base_Hollin_Inferior	9836.07	
POZO007	Tope_Basal_Tena	8523.71	
POZO007	Base_Basal Tena	8542.99	
POZO007	Tope_U_Superior	9182.35	
POZO007	Tope_U_Inferior	9209.99	
POZO007	Base_U_Inferior	9282.94	
POZO007	Tope_T_Superior	9439.99	
POZO007	Tope_T_Inferior	9477.99	
POZO007	Base_T_Inferior	9522.99	
POZO007	Tope_Hollin_Superior	9611.99	
POZO007	Tope_Hollin_Inferior	9622.69	
POZO007	Base_Hollin_Inferior	9652.11	
POZO008	Tope_Basal_Tena	8570.61	
POZO008	Base_Basal Tena	8590	
POZO008	Tope_U_Superior	9248.95	
POZO008	Tope_U_Inferior	9274	
POZO008	Base_U_Inferior	9326.18	
POZO008	Tope_T_Superior	9481	
POZO008	Tope_T_Inferior	9521	
POZO008	Base_T_Inferior	9580	
POZO008	Tope_Hollin_Superior	9668.87	
POZO008	Tope_Hollin_Inferior	9682.56	
POZO008	Base_Hollin_Inferior	9719.99	
POZO009	Tope_Basal_Tena	8620.49	
POZO009	Base_Basal Tena	8635.14	
POZO009	Tope_U_Superior	9301	
POZO009	Tope_U_Inferior	9331	
POZO009	Base_U_Inferior	9376.1	
POZO009	Tope_T_Superior	9527.76	

POZO009	Tope_T_Inferior	9573	
POZO009	Base_T_Inferior	9634.8	
POZO009	Tope_Hollin_Superior	9721	
POZO009	Tope_Hollin_Inferior	9735.42	
POZO009	Base_Hollin_Inferior	9792.84	
POZO010	Tope_Basal_Tena	8684.78	
POZO010	Base_Basal Tena	8712	
POZO010	Tope_U_Superior	9352.35	
POZO010	Tope_U_Inferior	9383	
POZO010	Base_U_Inferior	9440.35	
POZO010	Tope_T_Superior	9589	
POZO010	Tope_T_Inferior	9640	
POZO010	Base_T_Inferior	9688.03	
POZO010	Tope_Hollin_Superior	9775	
POZO010	Tope_Hollin_Inferior	9783.04	
POZO010	Base_Hollin_Inferior	9832.05	

**Tabla 4.2** Datos de topes formacionales

**Elaborado por:** Gary Domínguez

En la figura 4.5 se presenta una vista de todos los topes de las formaciones en una vista en “Well Correlation” a la izquierda y en un cubo 3D a la derecha.



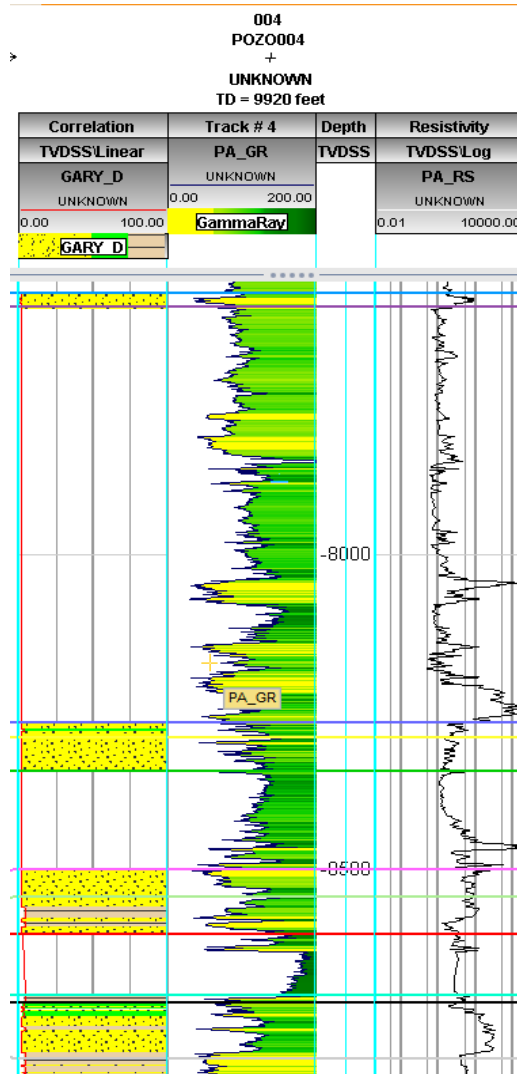
**Figura 4.5** Vista de los topes formacionales en well correlation (izquierda) y cubo 3D (derecha)

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

### 4.3 INTERPRETACIÓN LITOLÓGICA DEL RESERVORIO

Se realizó una pequeña interpretación de todas las formaciones de interés utilizando la ventana “Well Correlation”; en la figura 4.6 se muestra un ejemplo con el POZO004 en el cual se colocó de izquierda a derecha el registro de litología, donde se muestra el tipo de arena presente en cada formación, luego está el registro Gamma Ray, luego se muestra una escala de profundidad y por último el registro de Resistividad (RS). Este estudio se realiza para cada pozo con el fin de reconocer

el tipo de arena con el que cuenta cada reservorio y reconocer cuales son las formaciones con la mejor calidad de arena.

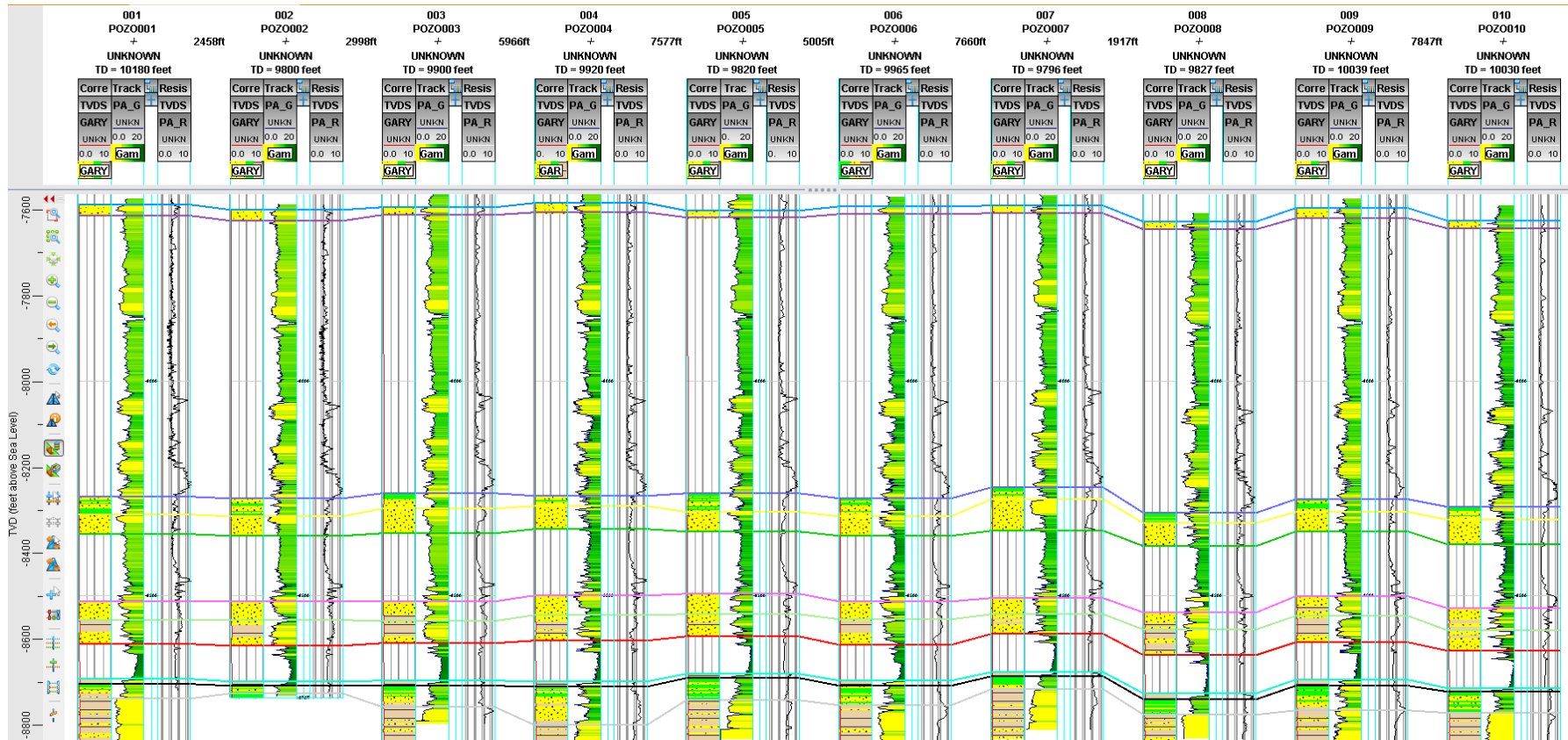


**Figura 4.6** Interpretación Litológica en el POZO004  
**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

#### 4.4 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO

En la Figura 4.7 se muestra la correlación litológica de los 10 pozos del campo que se están evaluando, en ella se muestran los registros descritos anteriormente y los topes y bases de cada formación geológica, de esta manera se puede tener una visión más detallada de las formaciones que se van a modelar.

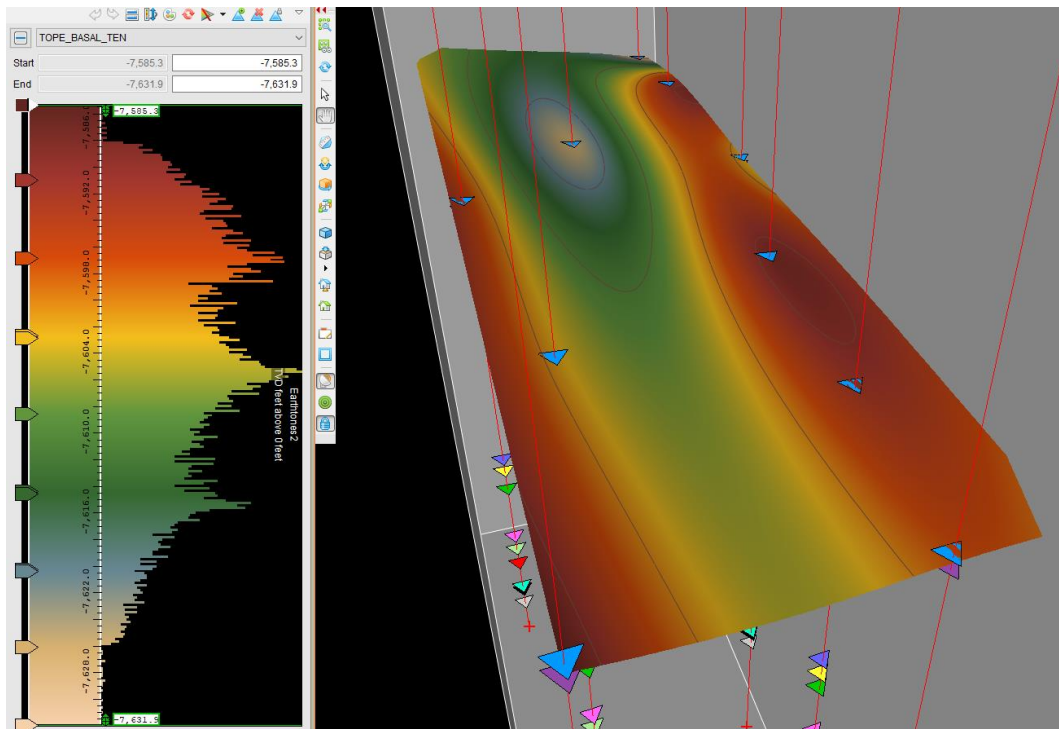




**Figura 4.7** Correlación litológica de pozos  
**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

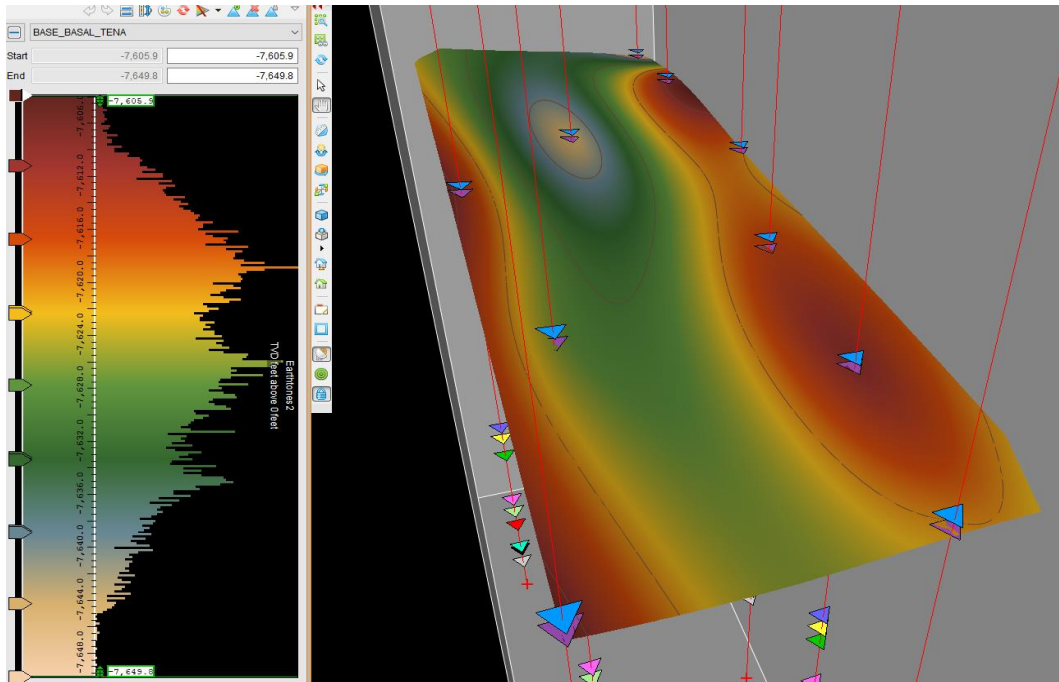
## 4.5 SUPERFICIES DEL CAMPO

Las superficies u horizontes se crean a partir de los topes formacionales existentes utilizando la herramienta “Grid and Contour”. Una vez creada las superficies se las integra a un “framework” que va a ser útil al momento de generar la malla geoestadística. En las figuras 4.8 hasta 4.18 se muestran las superficies creadas para cada tope y base con su respectiva escala de profundidad.



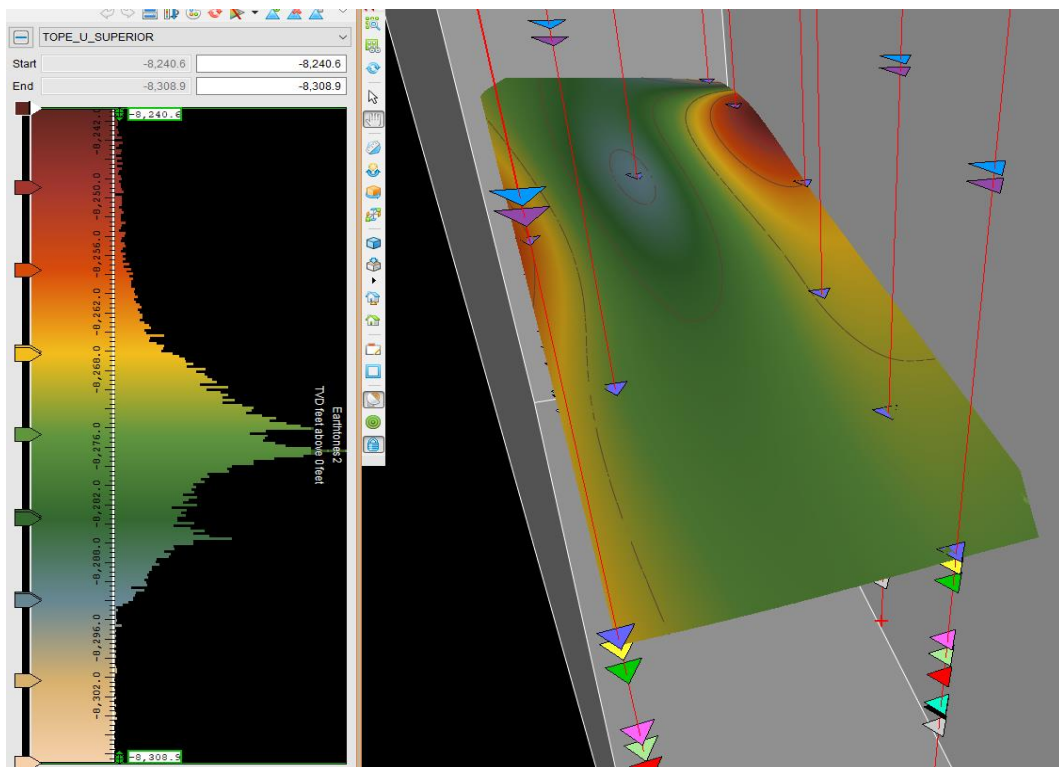
**Figura 4.8** Superficie de Tope Basal Tena

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



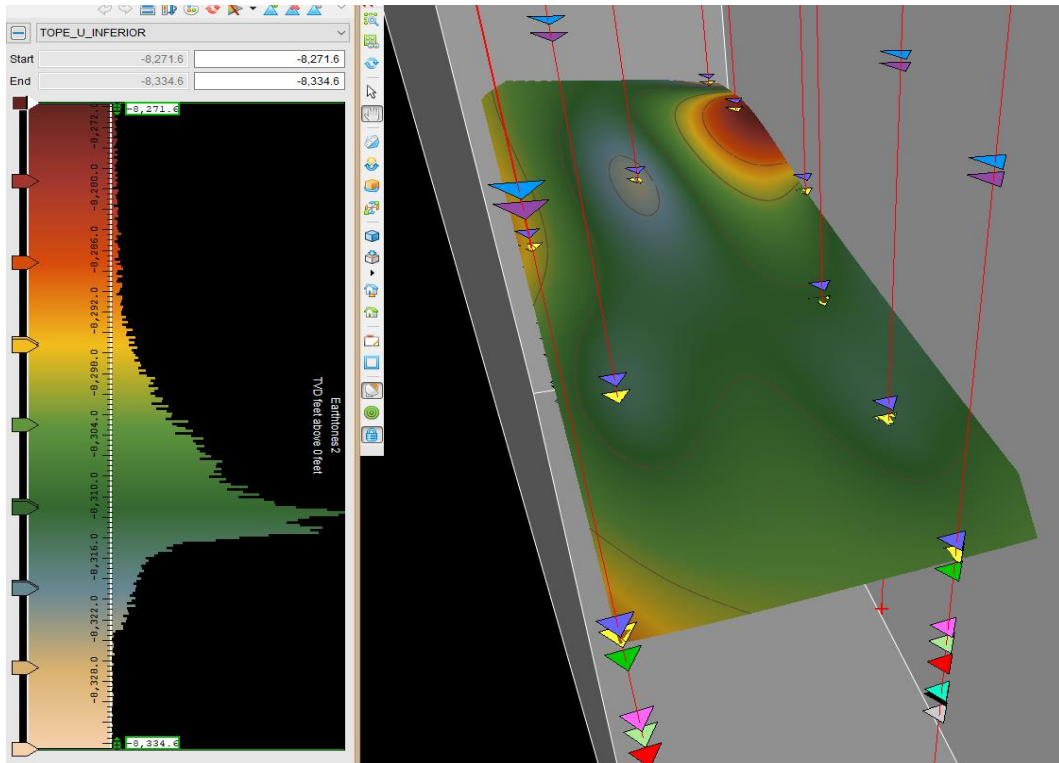
**Figura 4.9** Superficie de Base Basal Tena

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



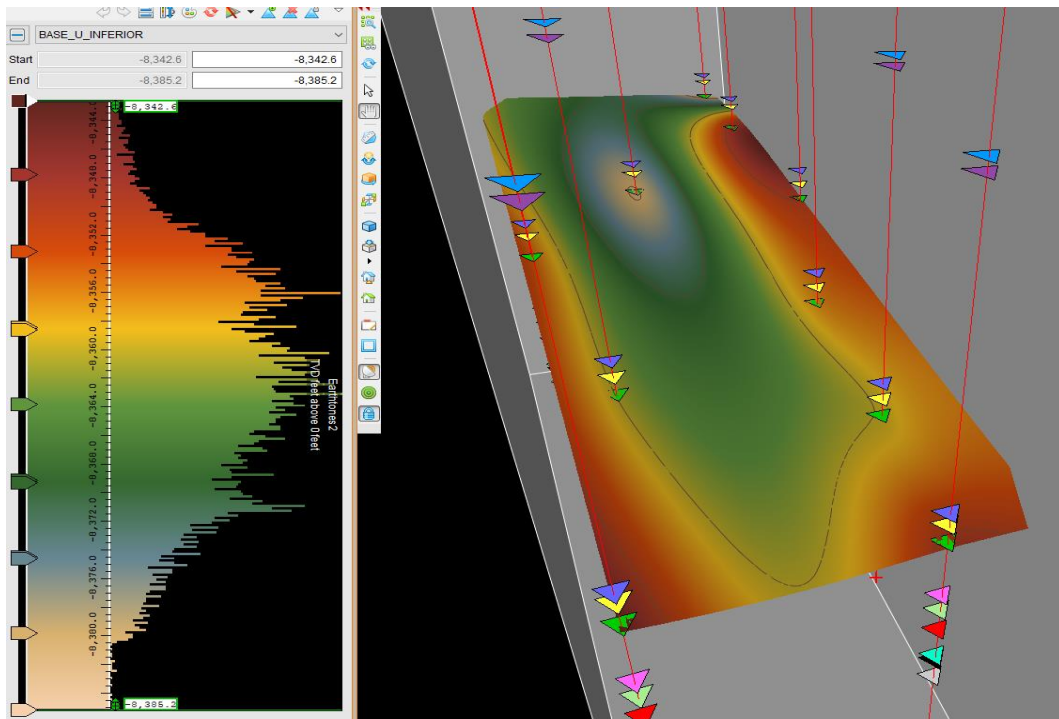
**Figura 4.10** Superficie de Tope U Superior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



**Figura 4.11** Superficie de Tope U Inferior

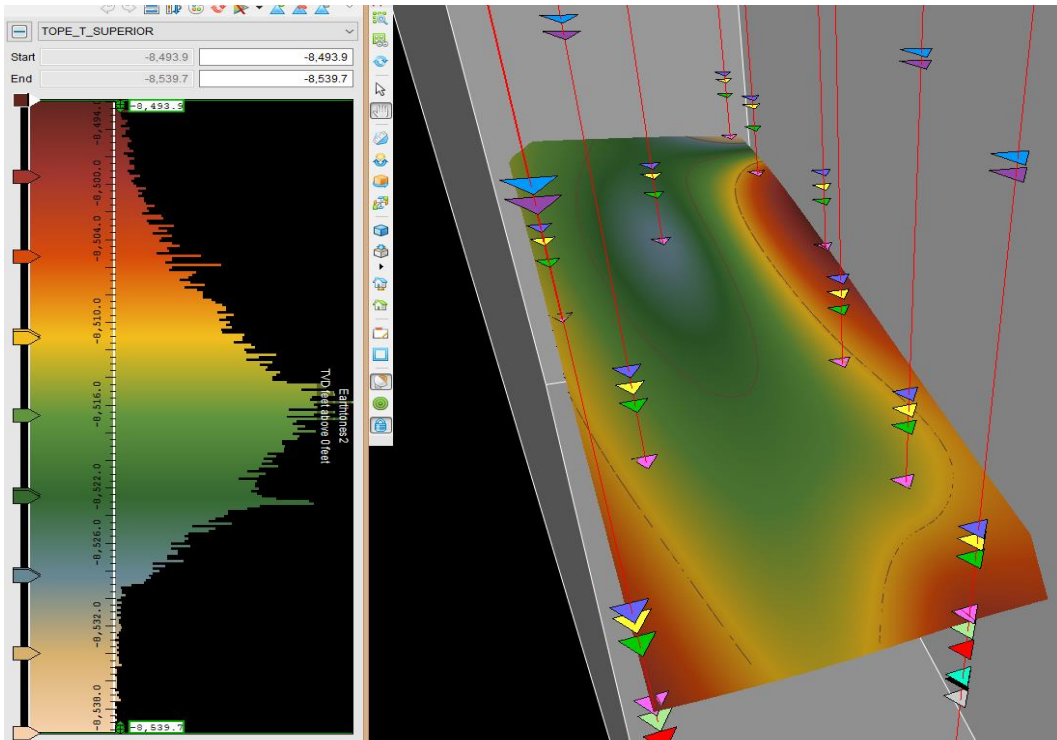
**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



**Figura 4.12** Superficie de Base U Inferior

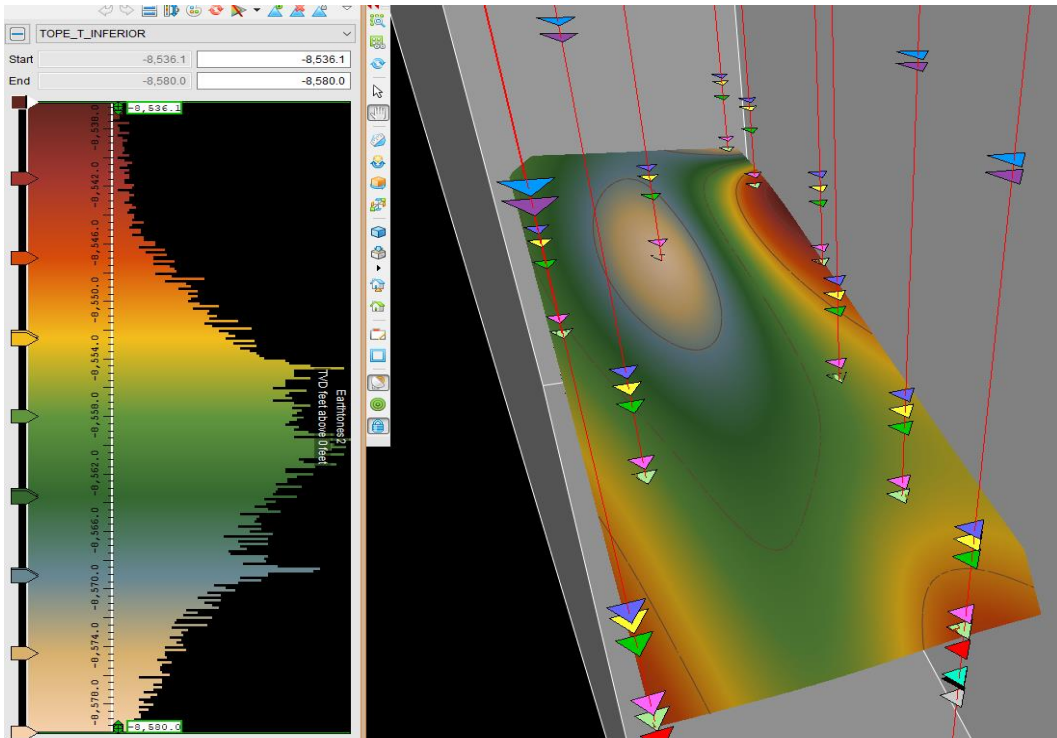
**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG





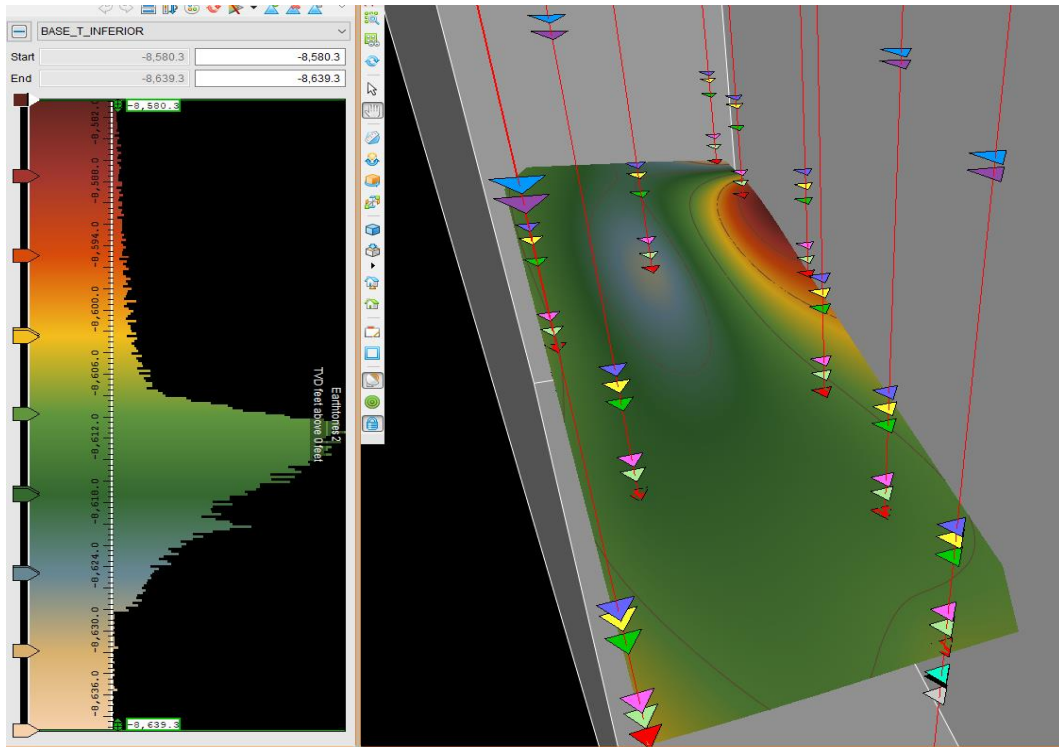
**Figura 4.13** Superficie de Tope T Superior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



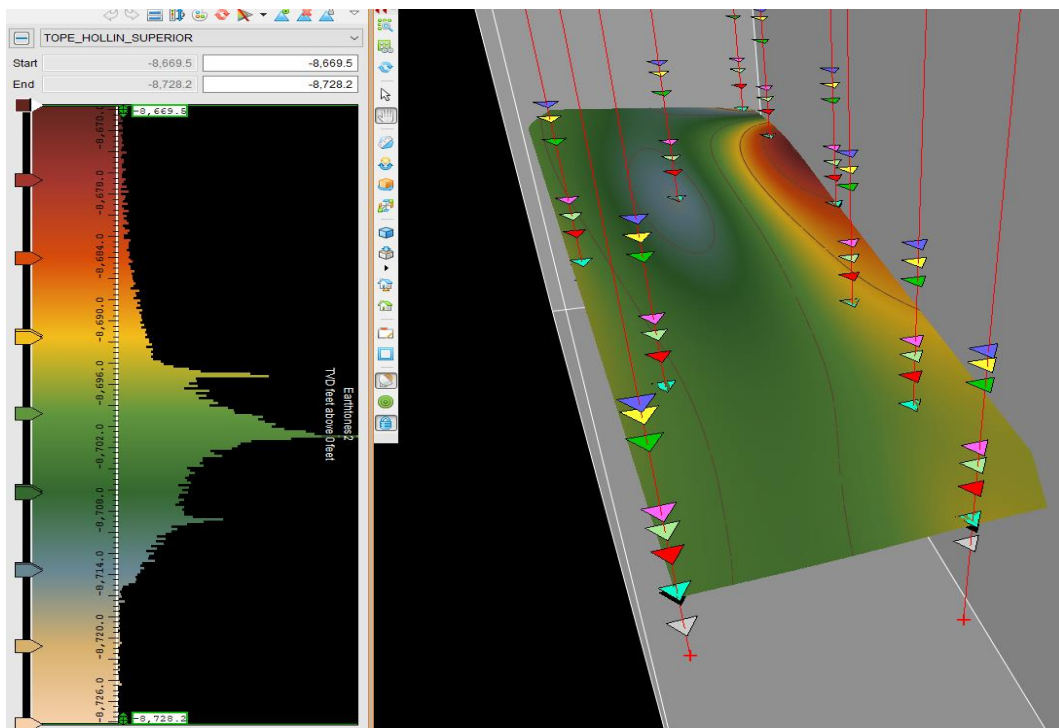
**Figura 4.14** Superficie de Tope T Inferior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



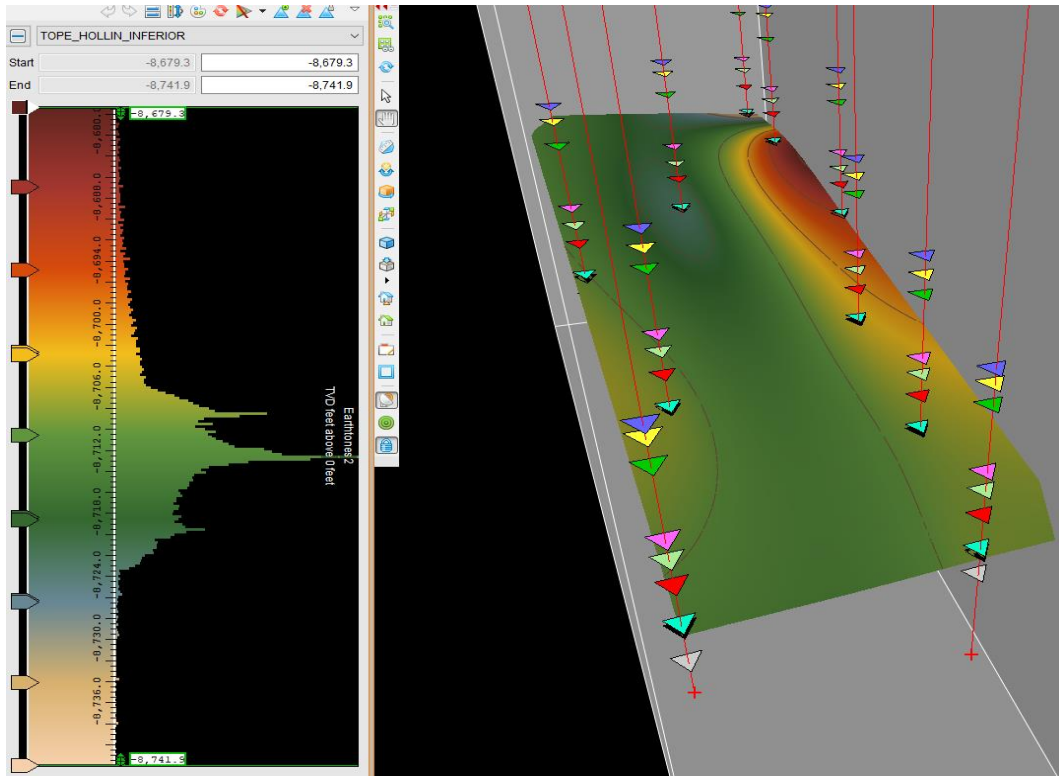
**Figura 4.15** Superficie de Base T Inferior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

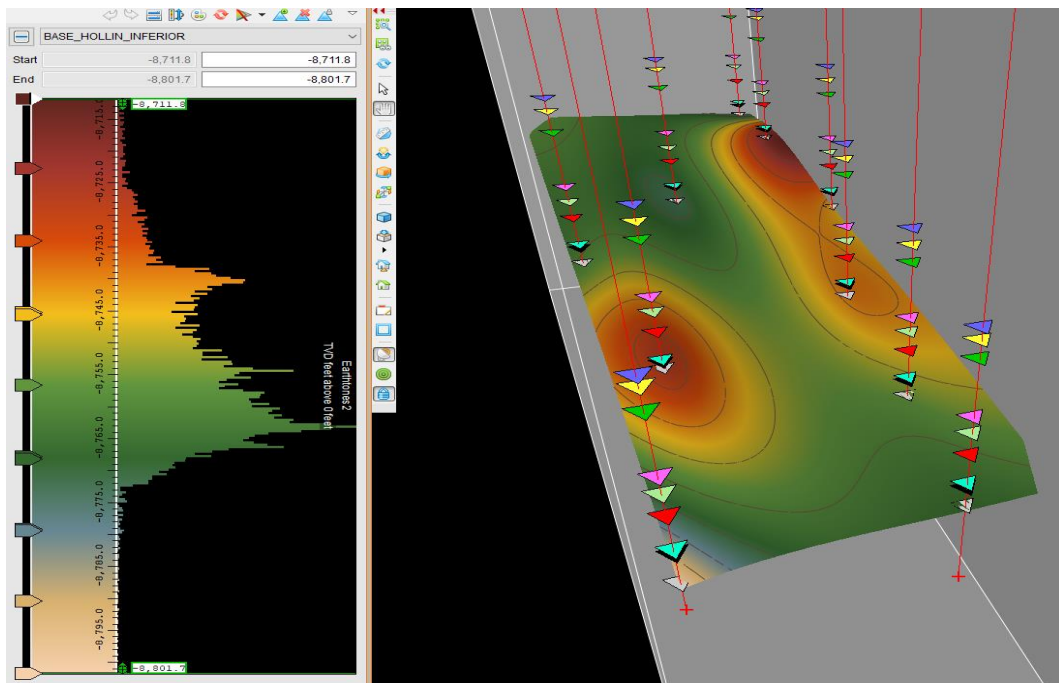


**Figura 4.16** Superficie de Tope Hollín Superior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



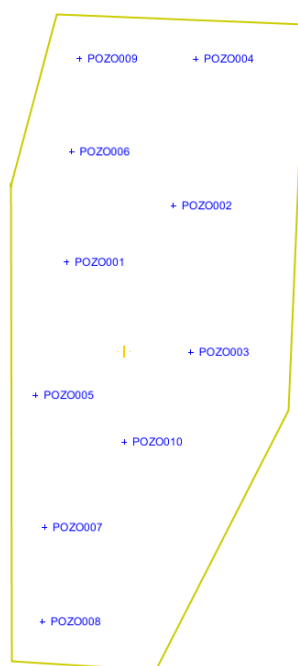
**Figura 4.17** Superficie de Tope Hollín Inferior  
**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



**Figura 4.18** Superficie de Base Hollín Inferior  
**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

## 4.6 CONSTRUCCIÓN DEL POLÍGONO

El polígono para la región en la que se van a generar los modelos de facies se construyó utilizando la herramienta “Polygons and Centerlines” del DSG considerando una región en la que se integre la totalidad de los pozos como se observa en la figura 4.19. El polígono permitirá concentrar el análisis en la región que se encuentra dentro del cuadro amarillo la cual se denominará área de interés.



**Figura 4.19** Área del polígono del campo

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

## 4.7 CONSTRUCCIÓN DE LA GRID

La grid o malla geoestadística se construyó considerando que la región a evaluar abarque la totalidad de los pozos para que se pueda realizar un análisis de los variogramas en todas las direcciones, para poder construirla se toma en consideración el “framework” construido y el polígono, es decir, todas las superficies del campo las cuales permiten obtener los intervalos de arenas las cuales se detallan en la tabla 4.3.



Intervalo	Estilo de capa	# Capas	Espesor	Tope de superficie	Base de superficie	Espesor promedio
1	Proporcional	41	0.502	Tope Basal Tena	Base Basal Tena	20.596
2	Proporcional	1	649.511	Base Basal Tena	Tope U Superior	649.511
3	Proporcional	33	0.997	Tope U Superior	Tope U Inferior	32.903
4	Proporcional	110	0.502	Tope U Inferior	Base U Inferior	55.187
5	Proporcional	1	152.869	Base U Inferior	Tope T Superior	152.869
6	Proporcional	45	1.004	Tope T Superior	Tope T Inferior	45.177
7	Proporcional	104	0.503	Tope T Inferior	Base T Inferior	52.287
8	Proporcional	1	86.745	Base T Inferior	Tope Hollín Superior	86.745
9	Proporcional	10	1.082	Tope Hollín Superior	Tope Hollín Inferior	10.823
10	Proporcional	82	0.512	Tope Hollín Inferior	Base Hollín Inferior	41.99

**Tabla 4.3** Configuración de los intervalos de la malla geoestadística

**Elaborado por:** Gary Domínguez

De esta manera como se detalla en la tabla 4.3 se describe que en total se obtuvieron 10 intervalos donde se tomarán en consideración los intervalos 1, 3, 4, 6, 7, 9 y 10. El intervalo 1 representa a la formación Basal Tena, el intervalo 3 corresponde a la formación U Superior, el intervalo 4 a la formación U Inferior, el intervalo 6 a la arena T Superior, el intervalo 7 a la arena T Inferior, el intervalo 9 a la formación Hollín Superior y el intervalo 10 a la arena Hollín Inferior.

Los intervalos 2, 5 y 8 no serán tomados en cuenta para el modelamiento de facies, por lo tanto, no se describirán sus propiedades debido a que no corresponden a arenas de interés.

Además, en la tabla 4.3 se detallan parámetros como el número de capas que tiene cada intervalo, el espesor de los mismos, los topes y bases de cada uno de ellos y el espesor promedio de cada formación.

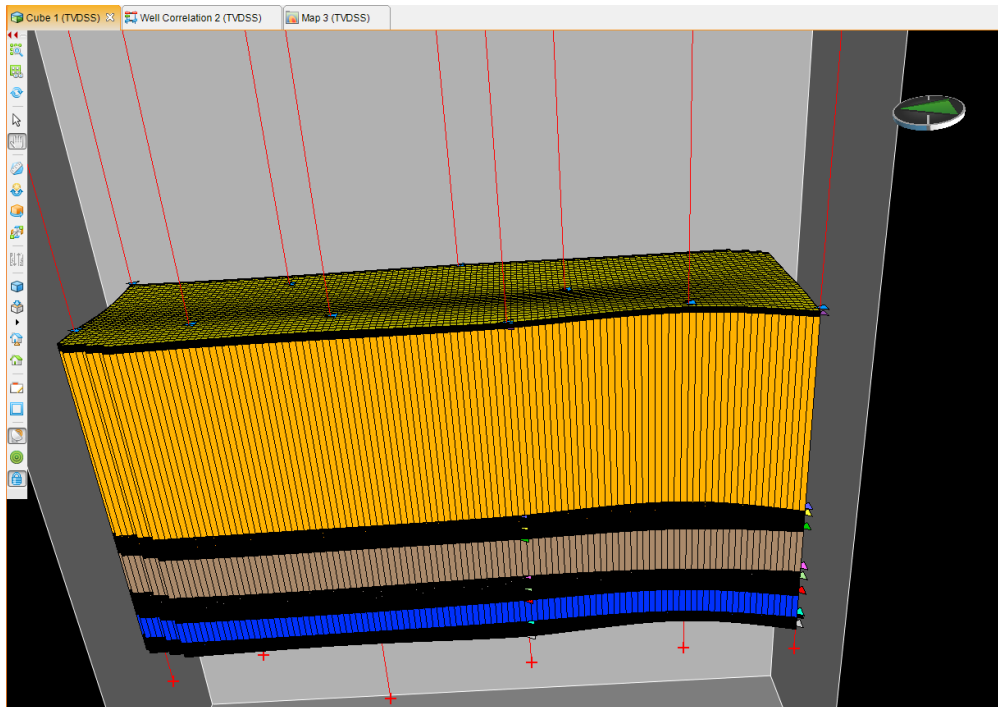
También se deben especificar otros parámetros necesarios para la construcción de la malla geoestadística como las coordenadas de origen de las celdas, el tamaño de celdas y el número de celdas; estos datos se muestran en la tabla 4.4.

	X (Pies)	Y (Pies)
<b>Origen</b>	908,513.062	32,705,182
<b>Tamaño de celdas</b>	100	100
<b>Número de celdas</b>	46	128

**Tabla 4.4** Configuración de las celdas de la malla geoestadística

**Elaborado por:** Gary Domínguez

Con toda esta información es posible reproducir la malla geoestadística la cual constó de 2'520,064 celdas repartidas en 46 celdas en la coordenada X, 128 celdas en la coordenada Y y 428 celdas respecto a la dirección vertical, en la figura 4.20 se muestra la malla construida visualizada en un cubo tridimensional la cual se utilizará para la generación de los modelos propuestos.



**Figura 4.20** Vista tridimensional de la malla geoestadística del campo

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

#### 4.8 DEFINICIÓN DE LITOTIPOS

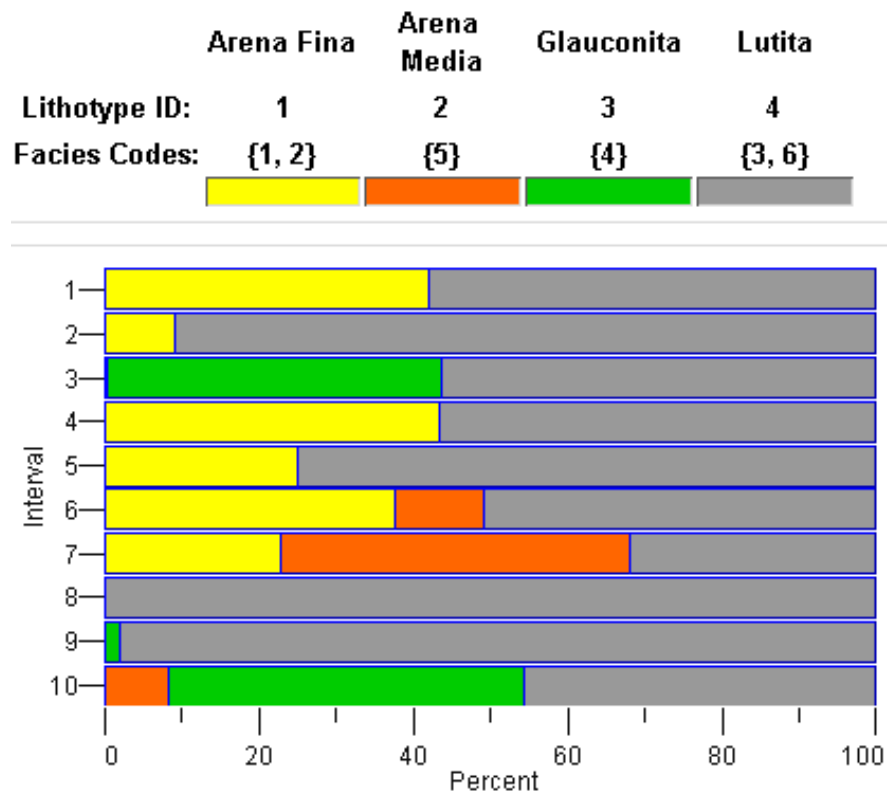
El estudio geológico de la región evaluada identificó como resultado 20 clases de rocas las cuales se clasificaron según la característica de cada uno y de su calidad como roca reservorio. En total se dividió a los diferentes tipos de rocas en 4 litotipos los cuales se describen en la tabla 4.5 donde se identifica cada uno por un código y un color diferente.

Código de Litotipo	Nombre	Color
1	Arena Fina	Amarelo
2	Arena Media	Laranja
3	Glauconita	Verde
4	Lutita	Cinza

**Tabla 4.5** Datos de códigos de litotipos

**Elaborado por:** Gary Domínguez

Se realizó un rápido análisis estadístico con la información de litotipos considerando la totalidad de los registros de facies para cada formación o intervalo, en la figura 4.21 se observa una escala entre los intervalos vs el porcentaje de cada litotipo existente según se configuró anteriormente, en ellas se observa que las que tienen mejor calidad de arena son los intervalos 1, 4, 6 y 7 correspondientes a las arenas Basal Tena, U Inferior, T Superior y T Inferior respectivamente.



**Figura 4.21** Escala de intervalo vs porcentaje de cada litotipo

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

La misma información se puede representar con el número de datos de facies con el que se cuenta para obtener los modelos propuestos, el detalle de los datos se muestra en la figura 4.22.

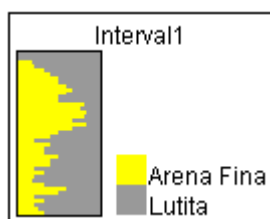
Lithotype Sample Count					
	Arena Fina	Arena Media	Glauconita	Lutita	
Lithotype ID:	1	2	3	4	
Facies Codes:	{1, 2}	{5}	{4}	{3, 6}	
Interval	1	2	3	4	Totals
1	152	0	0	209	361
2	2	0	0	20	22
3	2	0	295	385	682
4	450	0	0	586	1036
5	1	0	0	3	4
6	332	101	0	450	883
7	245	489	0	346	1080
8	0	0	0	7	7
9	0	0	4	218	222
10	0	74	422	415	911
<b>Totals:</b>	1184	664	721	2639	5208

**Figura 4.22** Número de datos de facies para cada intervalo

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

#### 4.9 CURVAS DE PROPORCIÓN VERTICAL

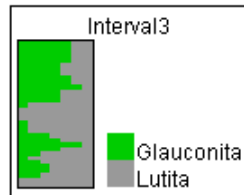
Las curvas de proporción vertical (CPV) de las formaciones se generaron utilizando los registros de facies y la información escalada obtenida de la codificación de los litotipos, en las siguientes figuras se muestra la representación de cada CPV en escala de profundidad, en la figura 4.23 la formación Basal Tena contiene los litotipos de arena fina en gran proporción y de lutita.



**Figura 4.23** CPV de la formación Basal Tena

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

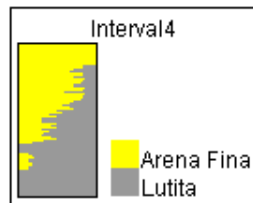
El intervalo 3 correspondiente a la arenisca U Superior se muestra en la figura 4.24 y en ella se observan dos litologías diferentes, la glauconita y lutita repartidas en toda la región.



**Figura 4.24** CPV de la formación U Superior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

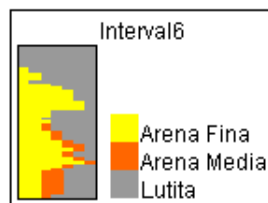
El intervalo 4 o arena U Inferior muestra gran proporción de arena en la parte superior de la gráfica como se observa en la figura 4.25 mientras que en la parte inferior se observa mayor presencia de lutita.



**Figura 4.25** CPV de la formación U Inferior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

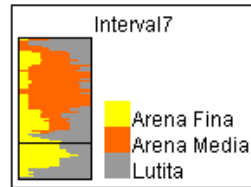
Para la arena T Superior o intervalo 6 se obtuvieron 3 diferentes litotipos, se muestra un gran porcentaje de arena fina, lutita y en menor proporción arena media como se visualiza en la figura 4.26.



**Figura 4.26** CPV de la formación T Superior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

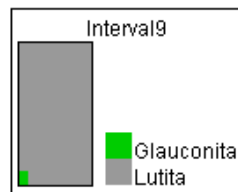
En el intervalo 7 o arena T Inferior se obtuvieron 3 litotipos al igual que el intervalo 6, en este caso hay mayor proporción de arena media en la parte superior, mayor porcentaje de arena fina en la parte inferior y lutita en menor porcentaje como se muestra en la figura 4.27.



**Figura 4.27** CPV de la formación T Inferior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

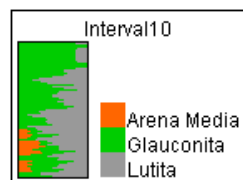
En la formación Hollín Superior o intervalo 9, la figura 4.28 muestra que hay muy poco porcentaje de glauconita en la parte inferior, mientras que casi en su totalidad se muestra lutita.



**Figura 4.28** CPV de la formación Hollín Superior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

El intervalo 10 o arena Hollín Inferior presenta gran porcentaje de glauconita, tal como se muestra en la figura 4.29, además una pequeña proporción de arena media en la parte inferior y lutita también en gran proporción.



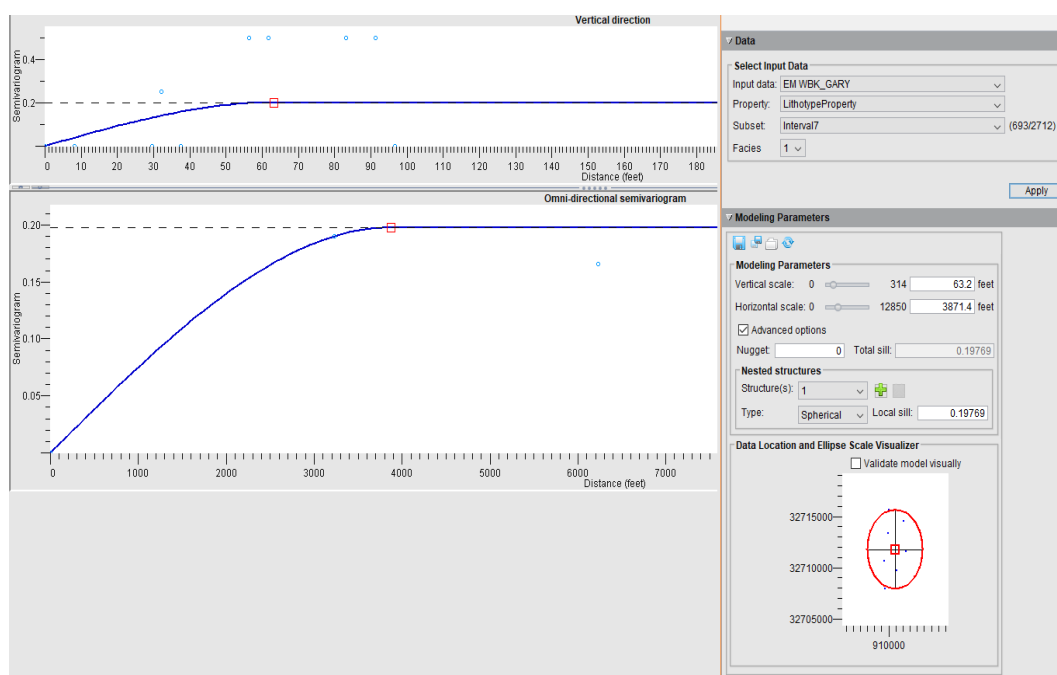
**Figura 4.29** CPV de la formación Hollín Inferior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

## 4.10 CÁLCULO DE VARIOGRAMAS

Se realiza el estudio variográfico para cada intervalo que se va a modelar en donde se toma en consideración el variograma vertical y el cálculo de variogramas en las direcciones de  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$  y  $135^\circ$ . Además, se especifican parámetros como lag, tolerancia de lag, tolerancia angular, ancho de banda, modelo de variograma, esto con la finalidad de que ajustando estos parámetros se obtenga el mejor variograma posible para obtener los rangos que permiten construir las elipses de anisotropía.

La figura 4.30 presenta una ventana donde se muestra un ejemplo de la configuración del variograma que se realizó; en la parte superior izquierda se observa el variograma vertical, debajo se visualiza el variograma a  $0^\circ$  y en la parte derecha está la ventana desde la cual se iban ajustando los parámetros, este ejemplo corresponde para la arena T Inferior; este procedimiento se realizó para todos los intervalos en todas las direcciones anteriormente descritas.



**Figura 4.30** Cálculo de variogramas para la arena T Inferior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



## 4.11 CONSTRUCCIÓN DE LAS ELIPSES DE ANISOTROPÍA

Con la información de todos los rangos obtenidos del análisis variográfico se procedió a la construcción de las elipses anisotrópicas para las cuales se utilizó la plataforma de Microsoft Excel, en la figura 4.31 se presentan las elipses obtenidas de cada formación estratigráfica.



**Figura 4.31** Elipses de anisotropía de las unidades estratigráficas  
**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software Microsoft Excel

## **4.12 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FACIES**

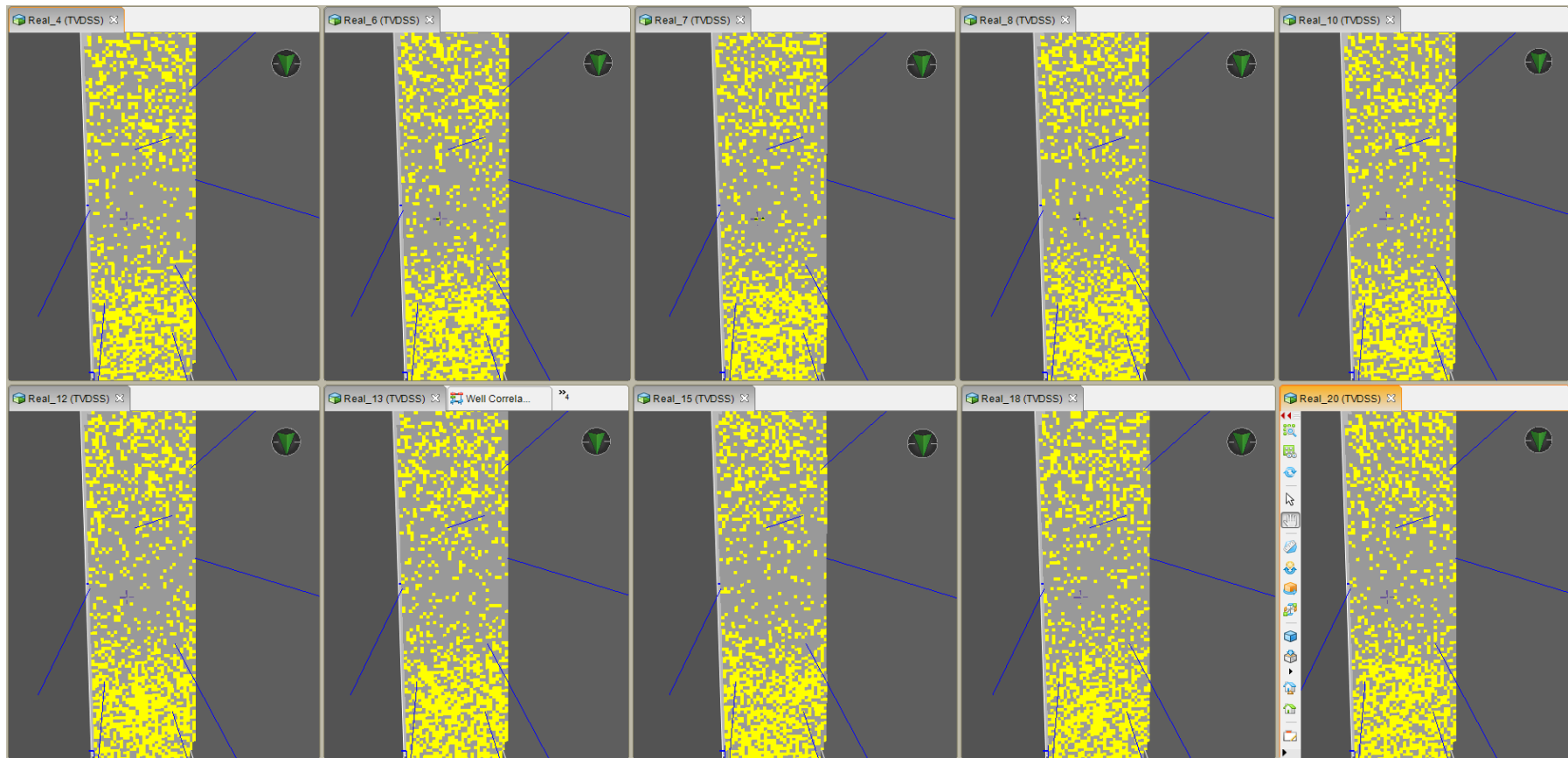
Para generar los modelos de facies se emplea la herramienta “Facies Modeling and Simulation”, a partir de esta ventana se puede escoger el tipo de algoritmo con el que se va a modelar, condicionar los modelos a crear con los variogramas calculados, reproducir varias realizaciones, modelar por intervalos, etc.

Para el presente proyecto se van a generar los modelos utilizando los algoritmos de simulación secuencial indicador y el algoritmo de simulación plurigaussiano para observar de qué manera reproduce el yacimiento cada uno de ellos en las diferentes formaciones estratigráficas.

### **4.12.1 Construcción del modelo de facies con algoritmo SIS**

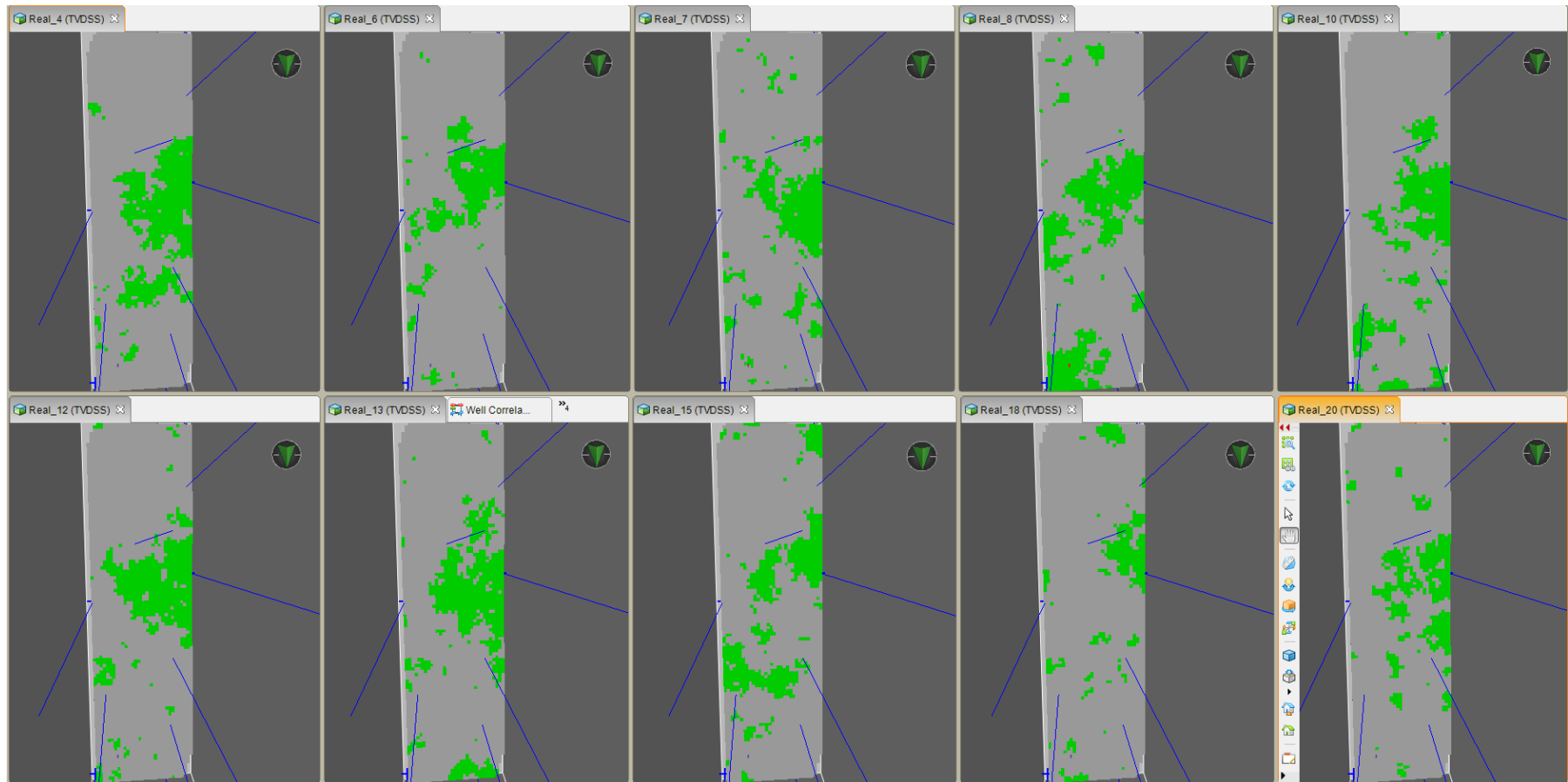
El modelo de facies con el algoritmo de Simulación Secuencial Indicador (SIS) por sus siglas en inglés toma en cuenta los resultados de los variogramas para cada intervalo de interés, además los condiciona con las curvas de proporción vertical y permite escoger un cierto número de realizaciones que para este caso se escogió 20.

En las figuras de la 4.32 a 4.38 se muestran los resultados obtenidos para cada formación geológica evaluada, se colocaron 10 realizaciones aleatorias para observar cómo cada una muestra una diferente distribución de los litotipos pero sin perder la secuencia estratigráfica, la toma fue escogida a diferentes espesores de capas.



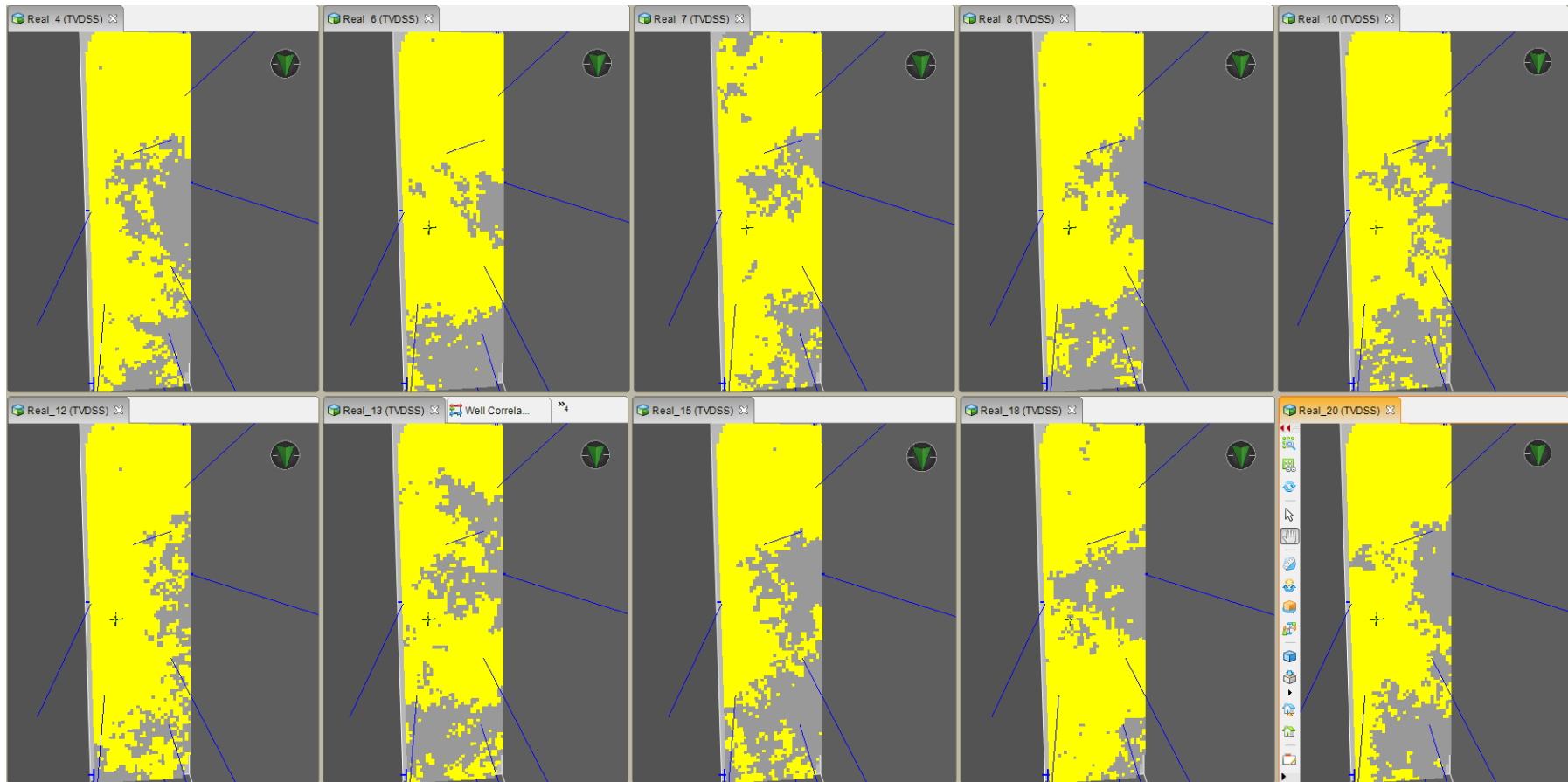
**Figura 4.32** Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena Basal Tena – Capa 32

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



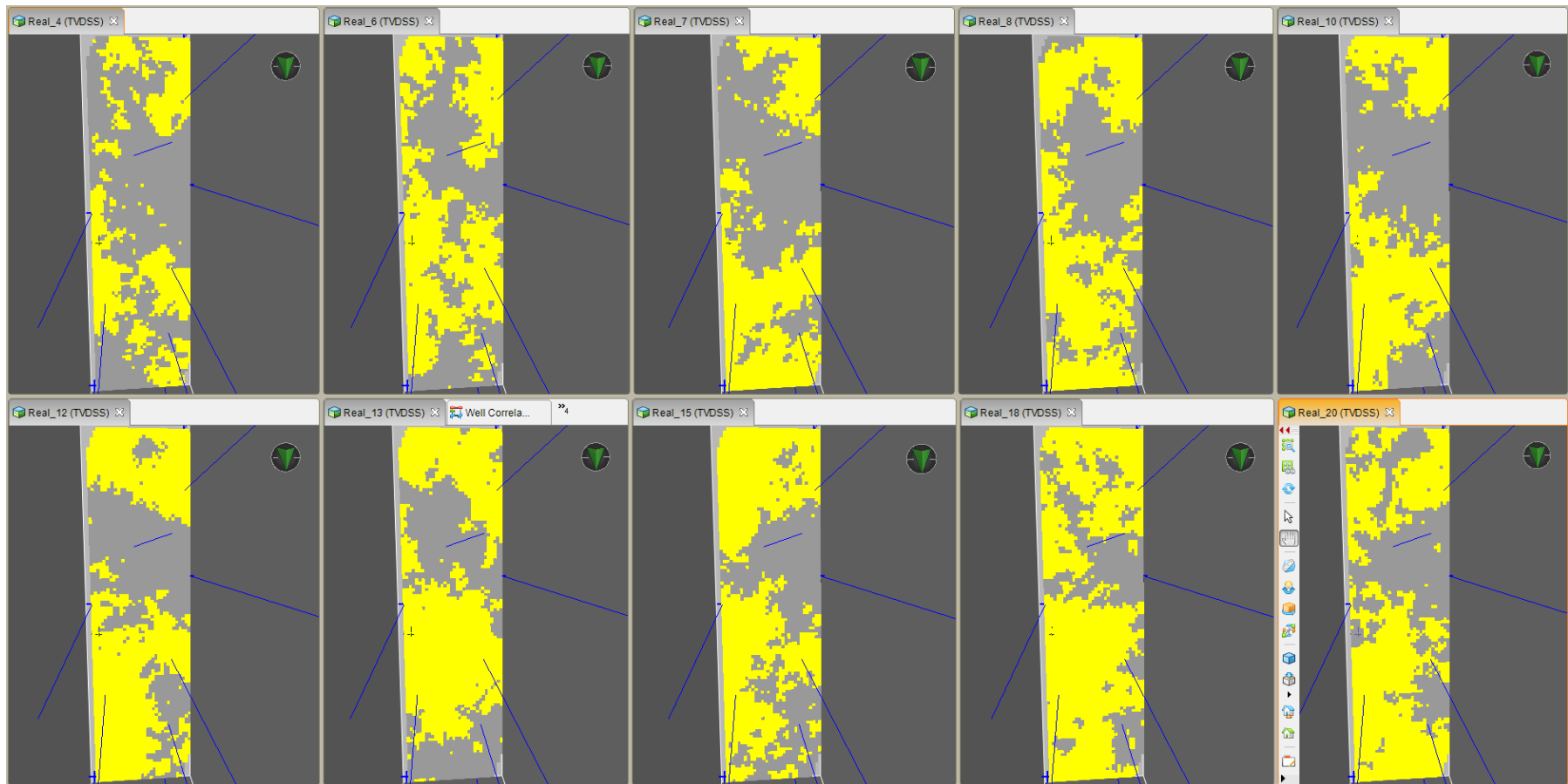
**Figura 4.33** Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena U Superior – Capa 57

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



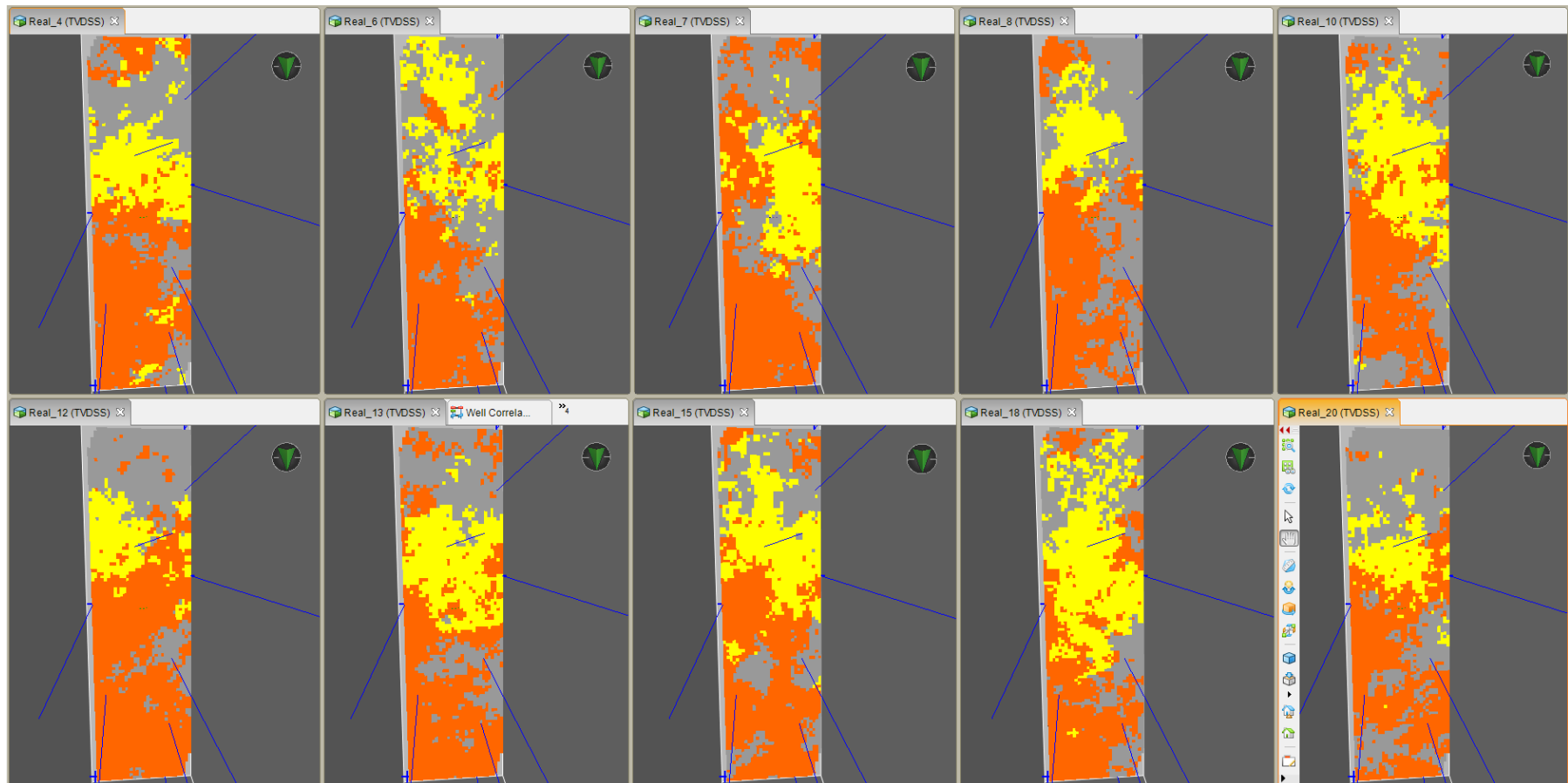
**Figura 4.34** Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena U Inferior – Capa 98

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



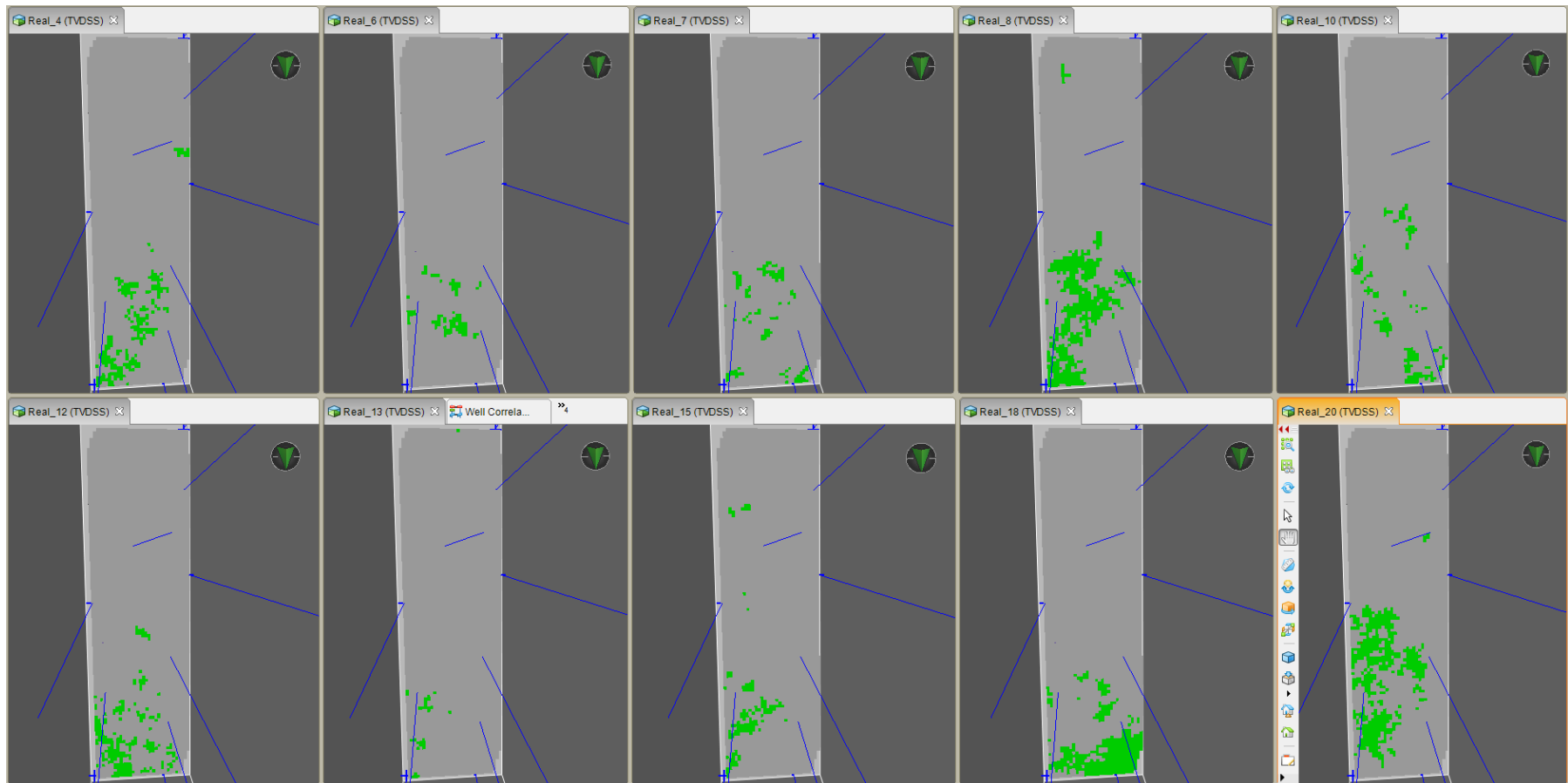
**Figura 4.35** Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena T Superior – Capa 199

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



**Figura 4.36** Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena T Inferior – Capa 285

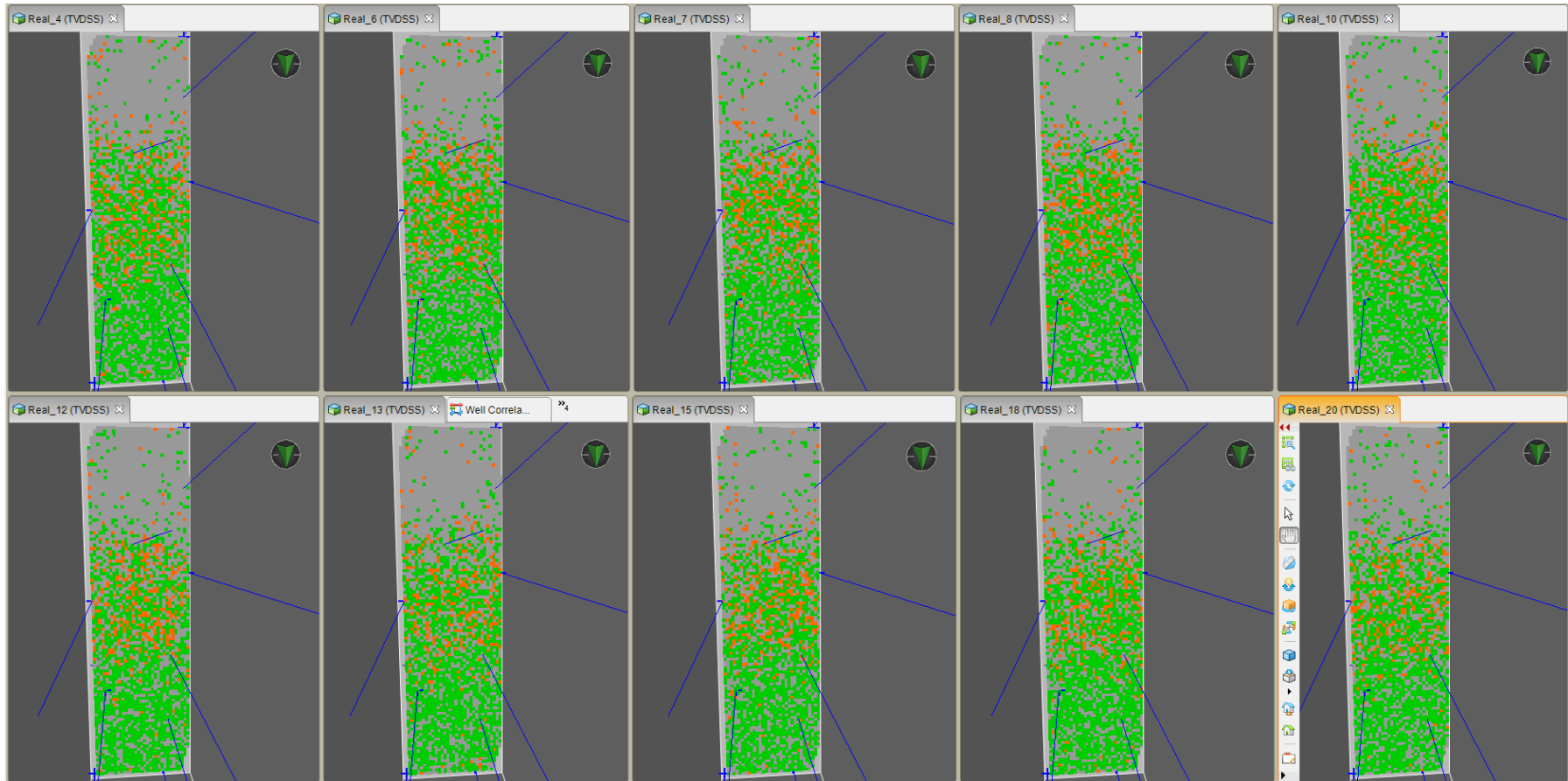
**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



**Figura 4.37** Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena Hollín Superior – Capa 344

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG





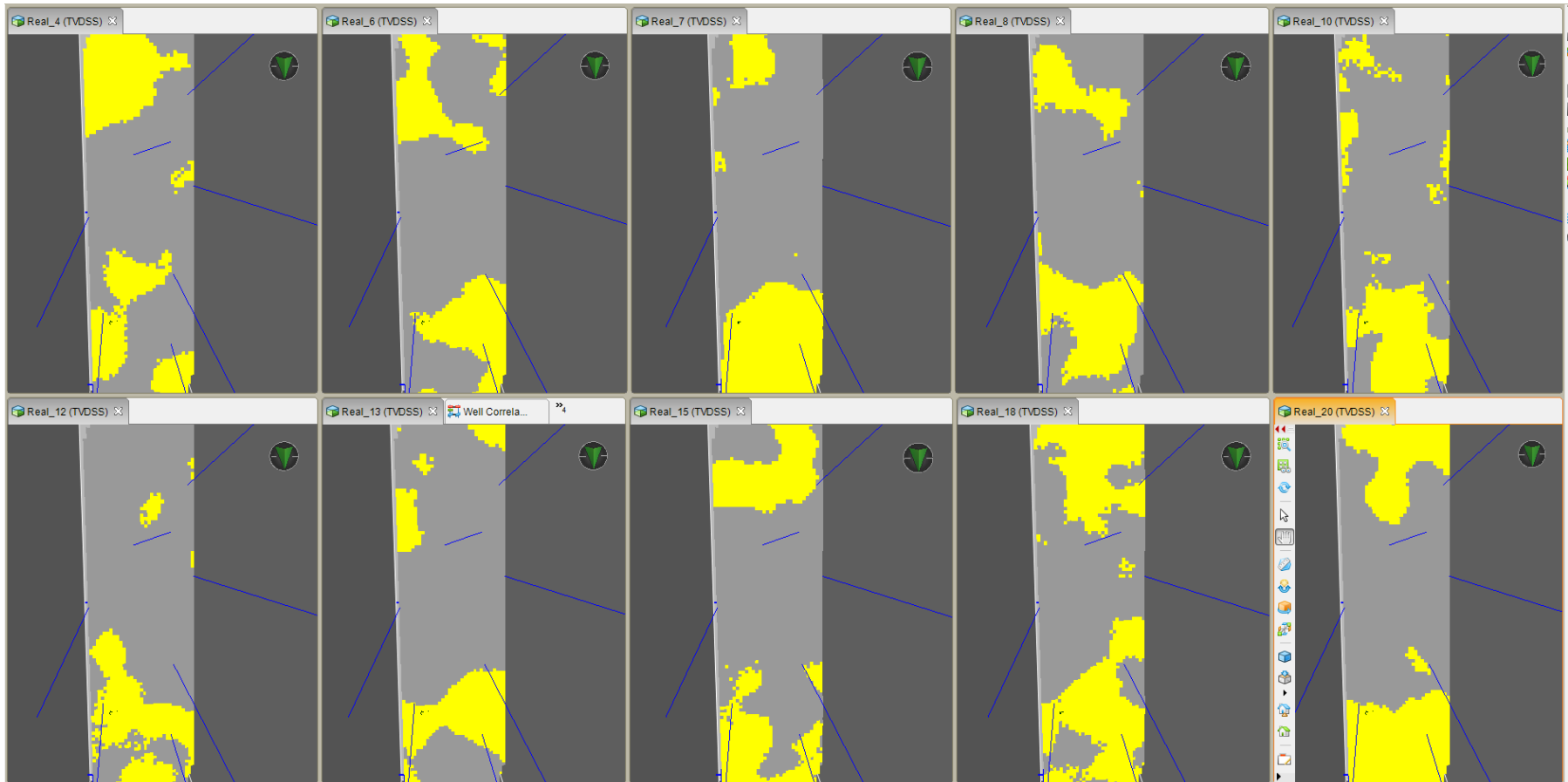
**Figura 4.38** Modelo de Facies – Algoritmo SIS – Arena Hollín Inferior – Capa 420

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

#### **4.12.2 Construcción del modelo de facies con algoritmo PS**

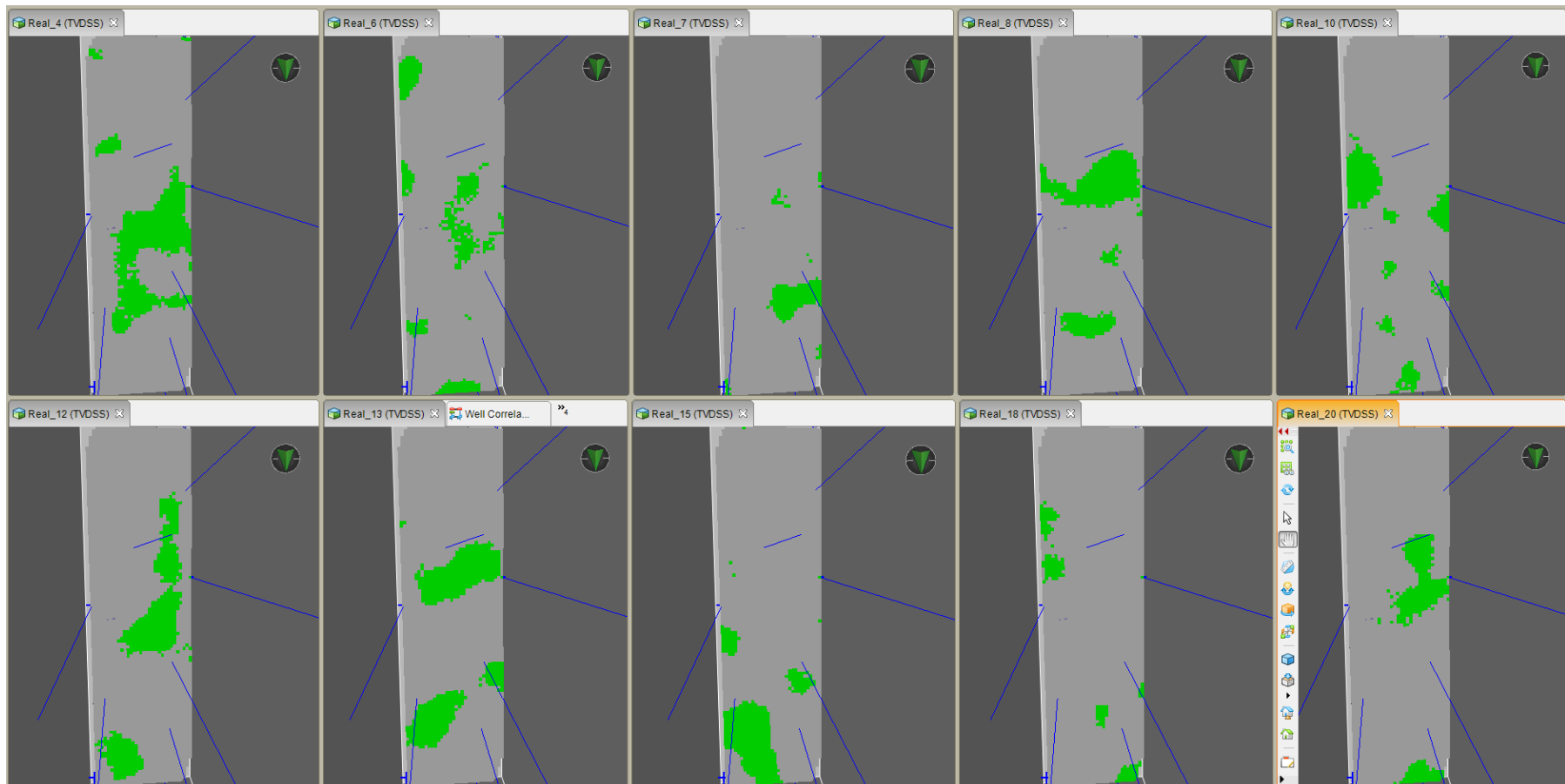
Para construir los modelos de facies usando el algoritmo de Simulación Plurigaussiano (PS) por sus siglas en inglés; se toma en cuenta el cálculo de variogramas de cada intervalo que se va a modelar, además se especifica el ambiente de depositación de cada formación estratigráfica, se definen las banderas de truncación de cada litotipo y se escoge el número de realizaciones que al igual que el algoritmo anterior se escogió 20.

En las figuras 4.39 a 4.45 se visualizan 10 realizaciones del modelo de facies usando el algoritmo de simulación plurigaussiano a la misma escala de capa que se utilizó para el algoritmo secuencial indicador de cada formación estratigráfica.



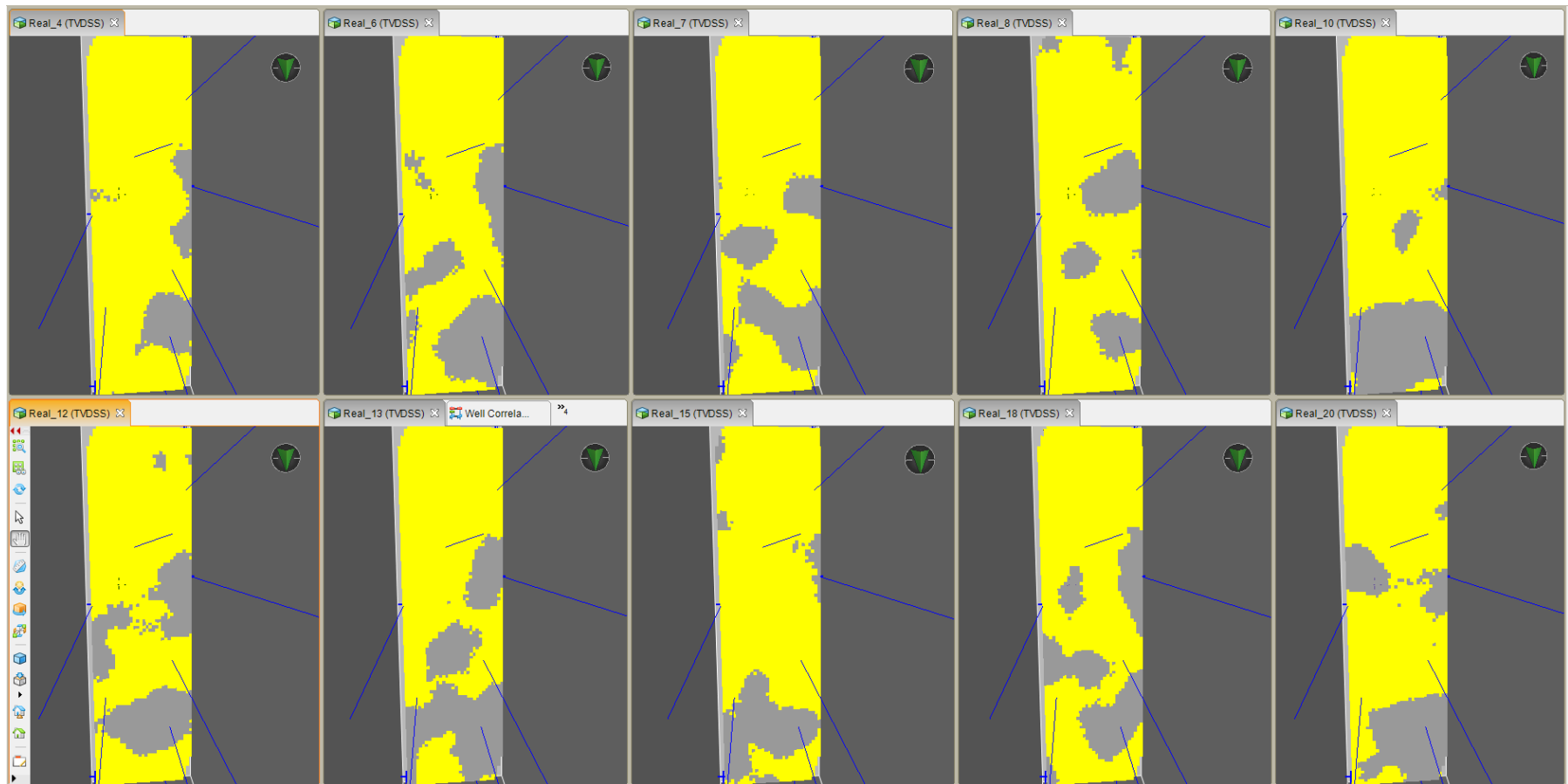
**Figura 4.39** Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena Basal Tena – Capa 32

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



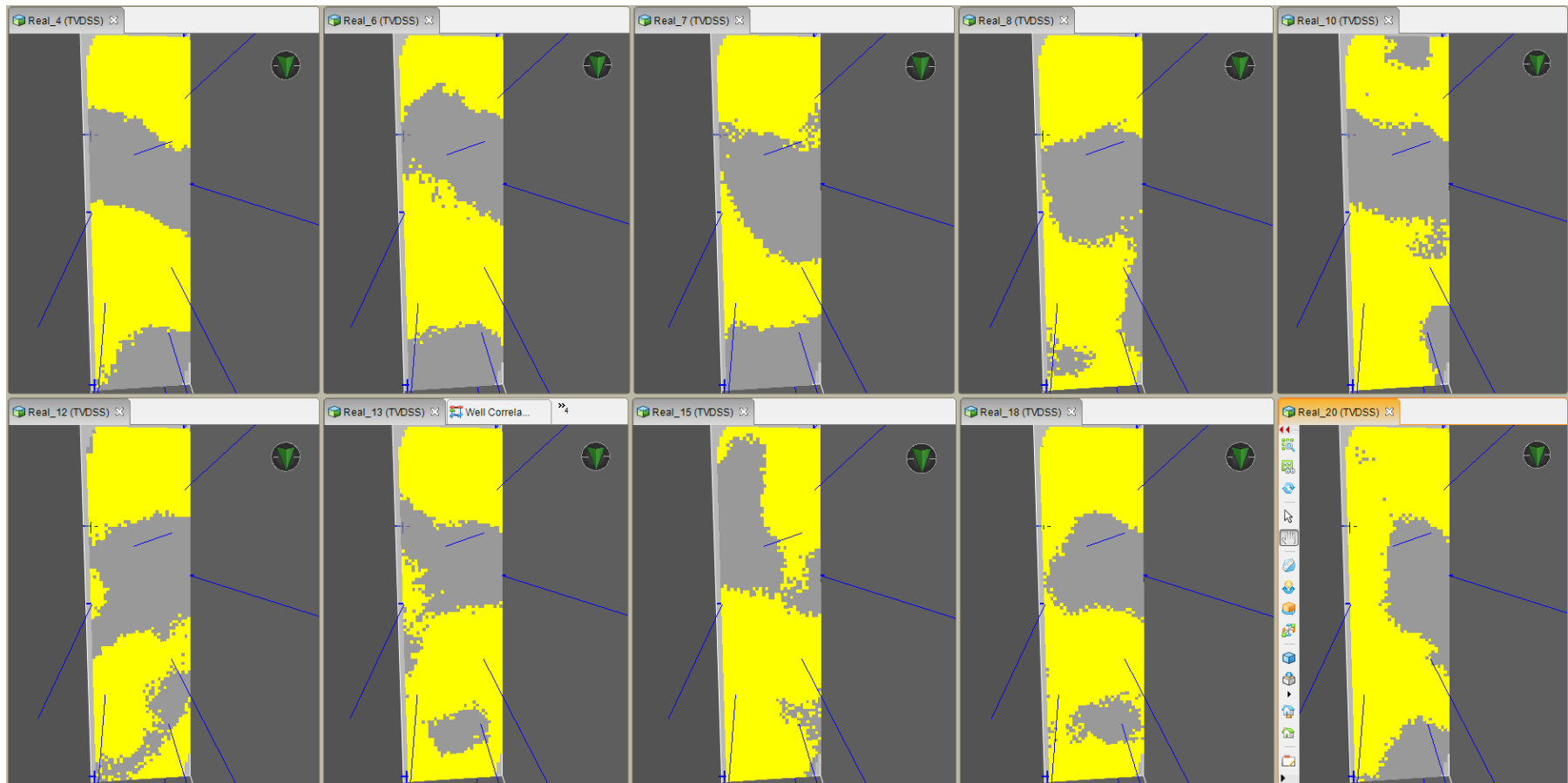
**Figura 4.40** Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena U Superior – Capa 57

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



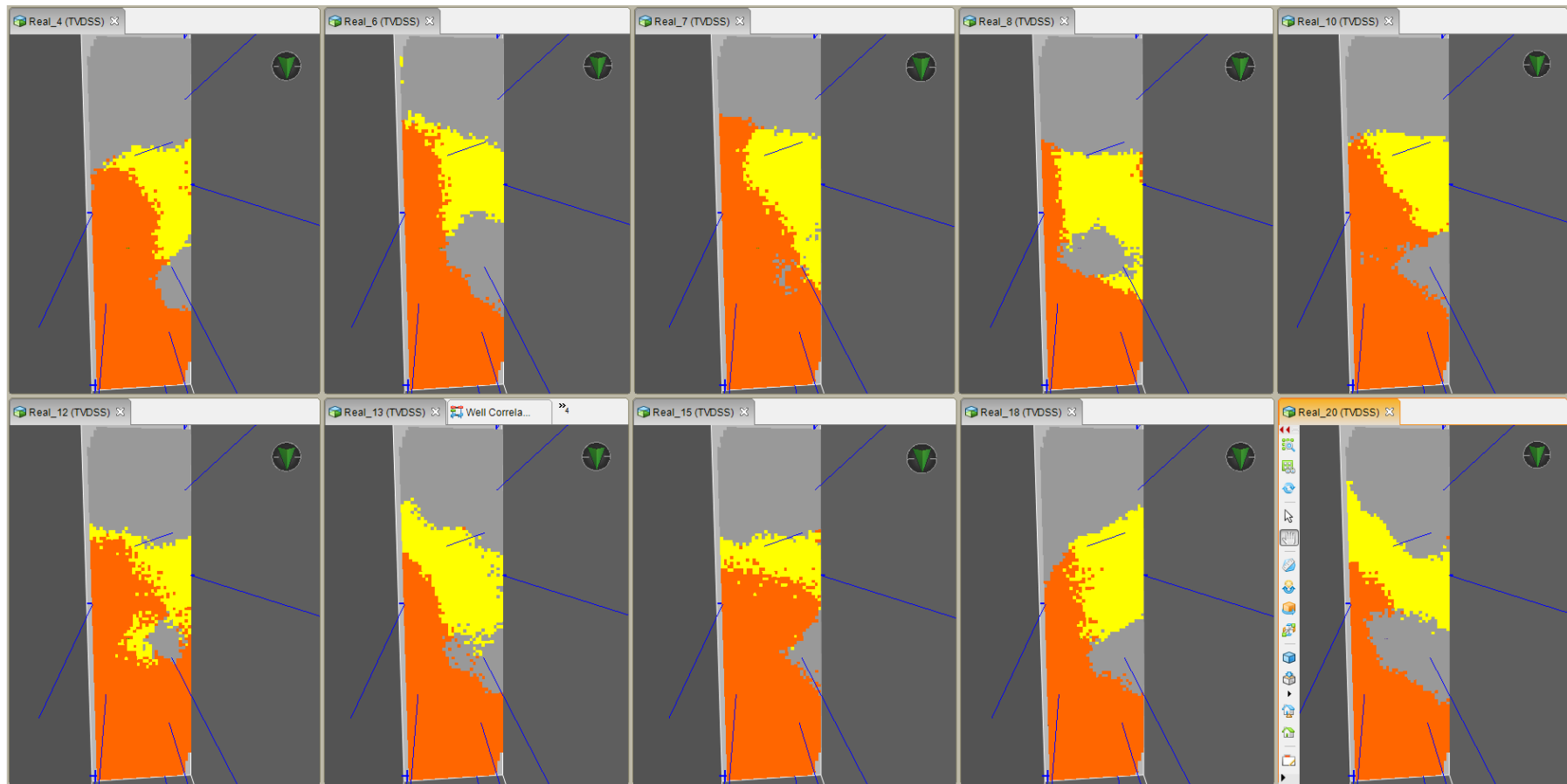
**Figura 4.41** Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena U Inferior – Capa 98

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



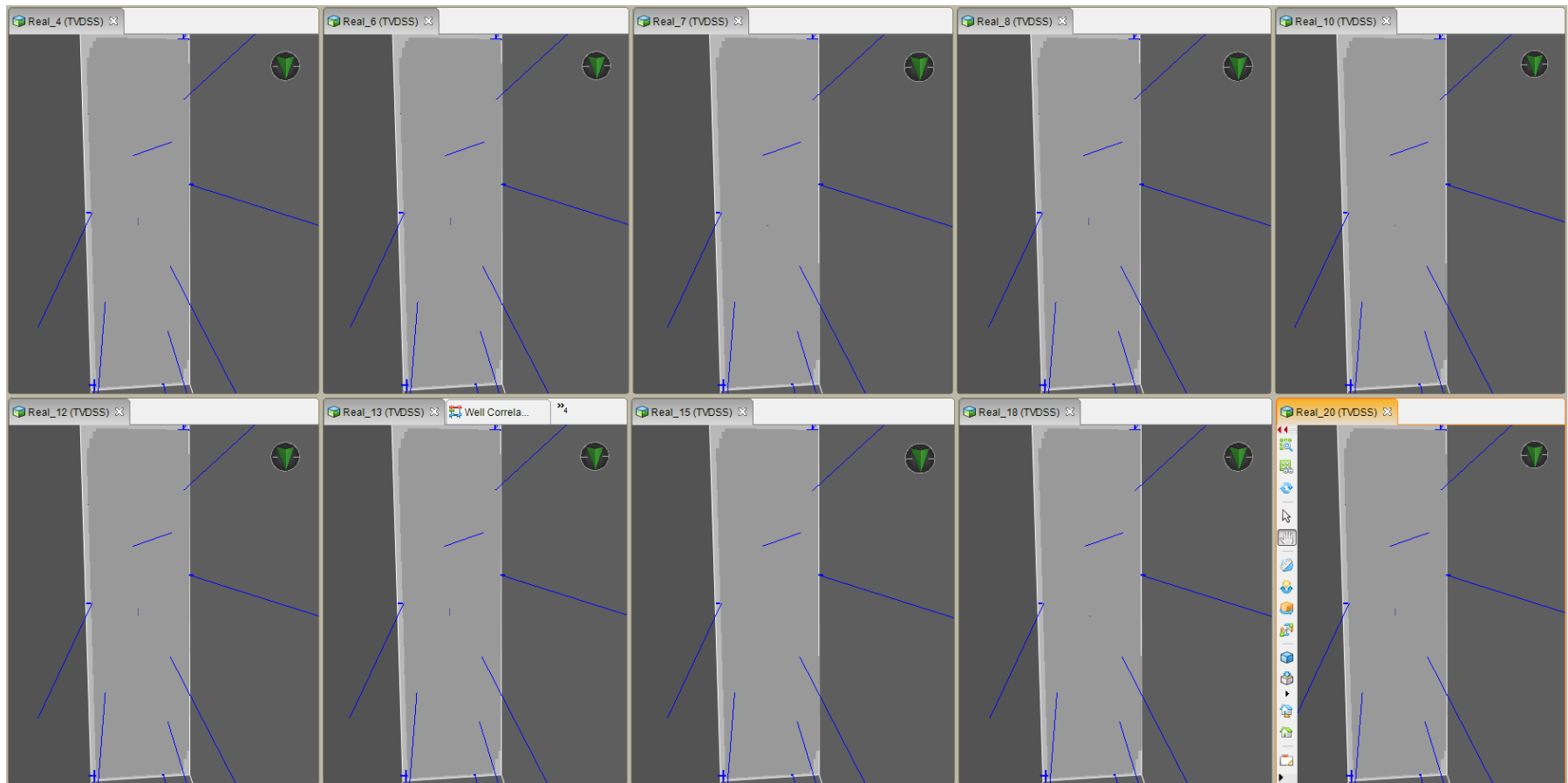
**Figura 4.42** Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena T Superior – Capa 199

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



**Figura 4.43** Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena T Inferior – Capa 285

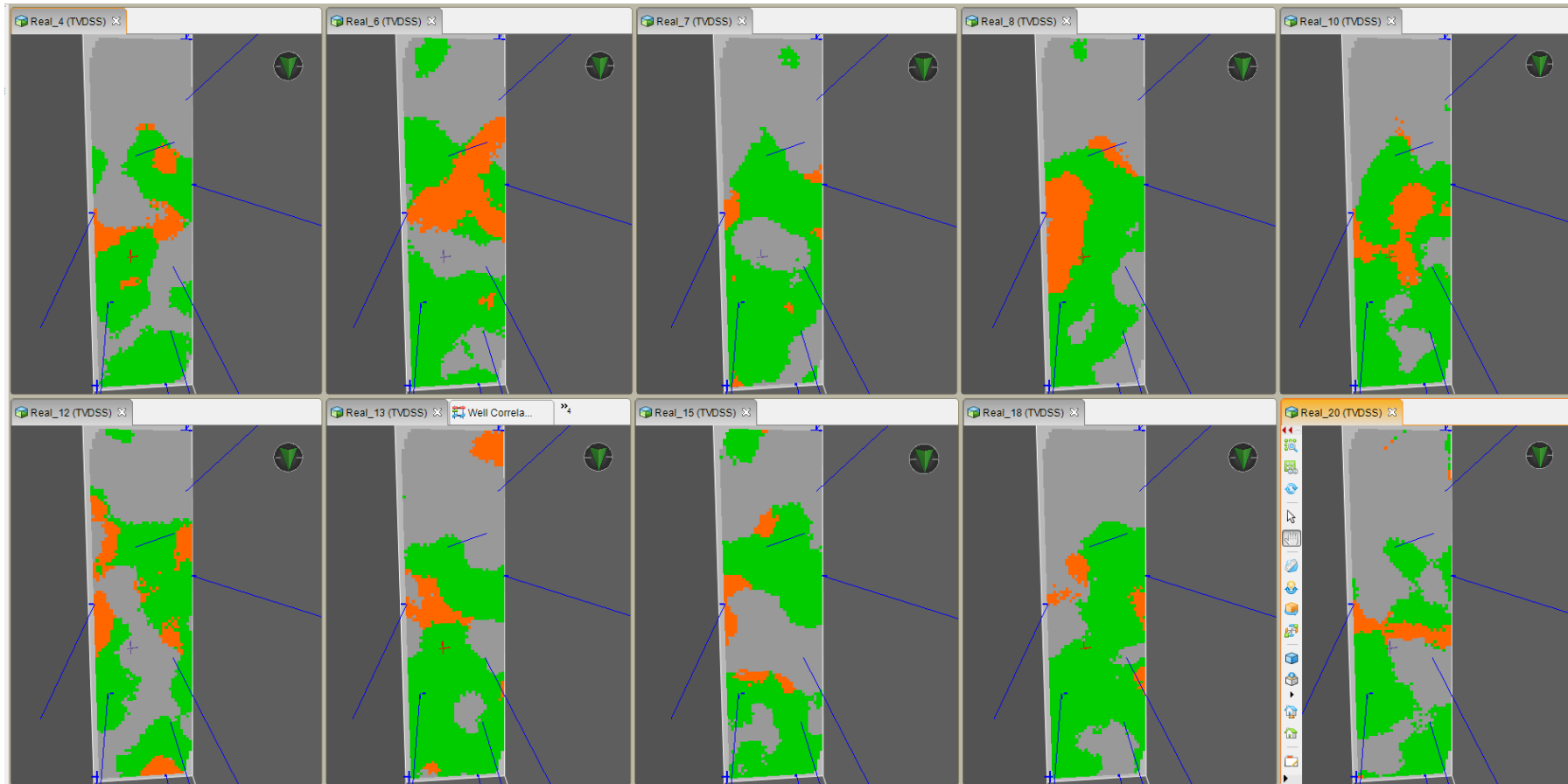
**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



**Figura 4.44** Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena Hollín Superior – Capa 344

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG





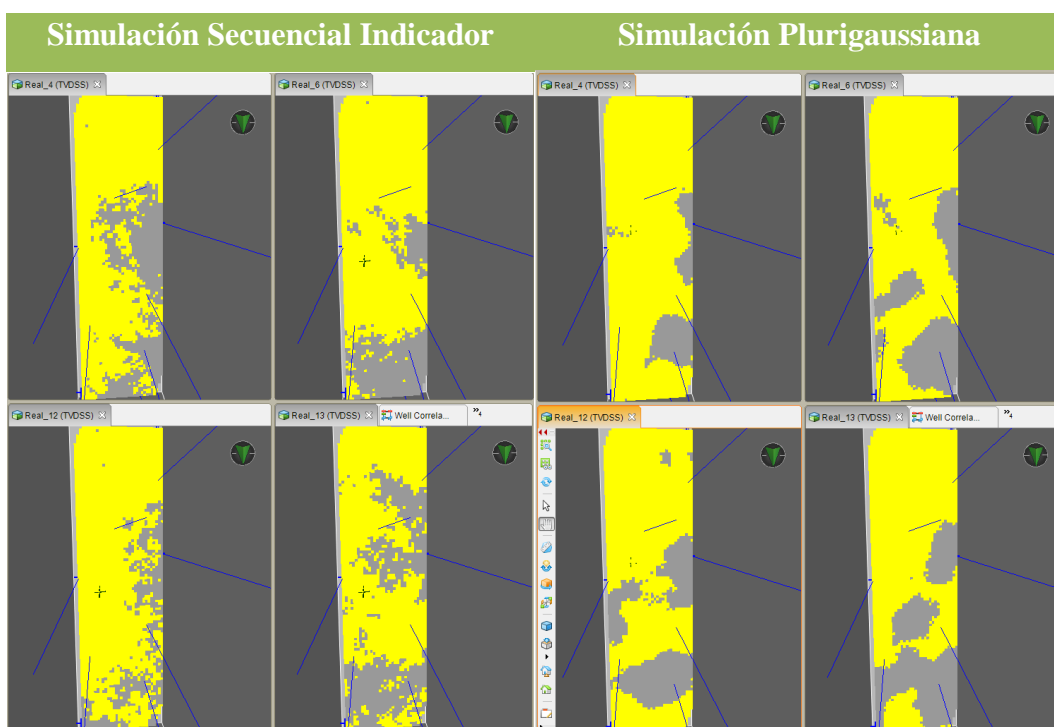
**Figura 4.45** Modelo de Facies – Algoritmo PS – Arena Hollín Inferior – Capa 420

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

### 4.13 ANÁLISIS DE RESULTADOS

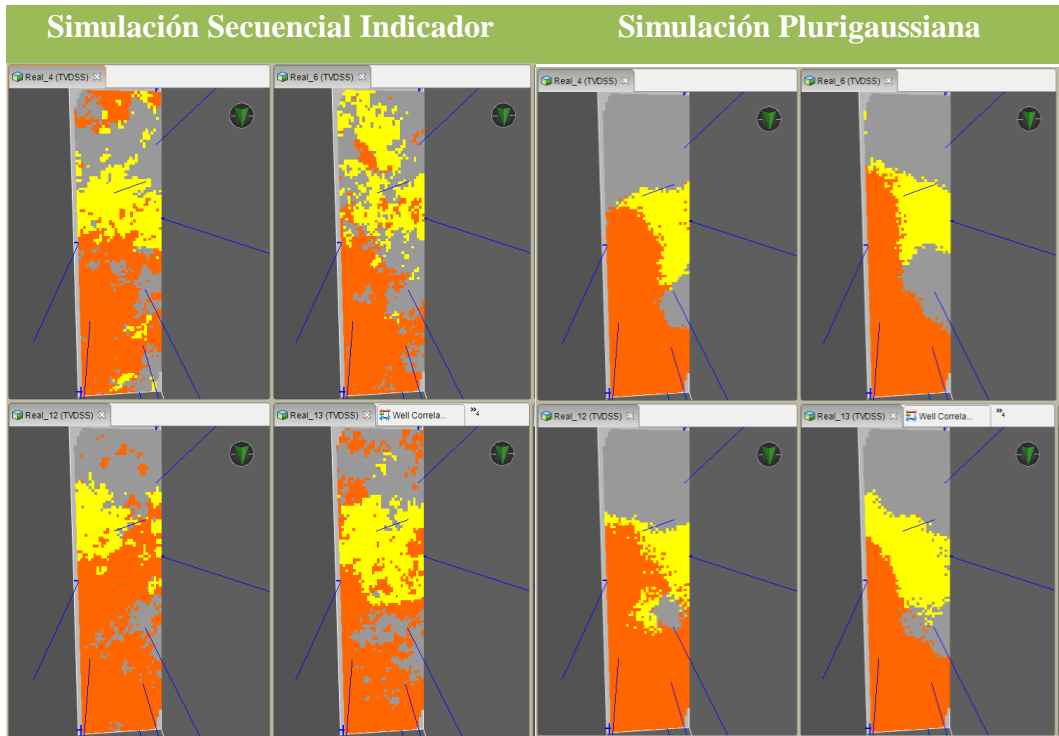
De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el modelo que definió mejor las facies litológicas fue el algoritmo de simulación plurigaussiana, ya que agrupa de mejor manera los litotipos en las diferentes unidades estratigráficas en las que se realizó el análisis.

En las figuras 4.46, 4.47 y 4.48 se muestran algunas de las diferencias de los litotipos utilizando ambos algoritmos de simulación en las formaciones U Inferior, T Inferior y Hollín Inferior respectivamente.



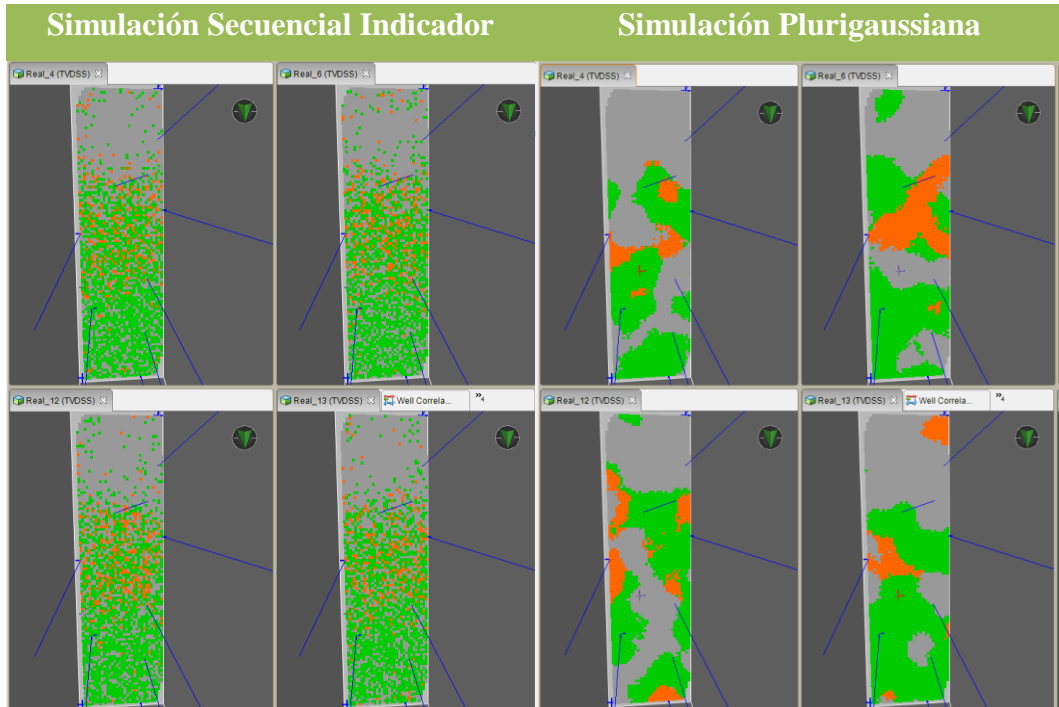
**Figura 4.46** Diferencia entre los algoritmos SIS (izquierda) y PS (derecha) Arena U Inferior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



**Figura 4.47** Diferencia entre los algoritmos SIS (izquierda) y PS (derecha) Arena T Inferior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG



**Figura 4.48** Diferencia entre los algoritmos SIS (izquierda) y PS (derecha) Arena Hollín Inferior

**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

El análisis de los cuerpos geológicos que se realizaron interpretando los registros de facies y los modelos de facies obtenidos permitieron identificar 3 zonas donde existe buena proporción de arena fina en varias de las formaciones estratigráficas, lo cual puede ser un indicativo de zonas productivas donde se podría perforar nuevos pozos.

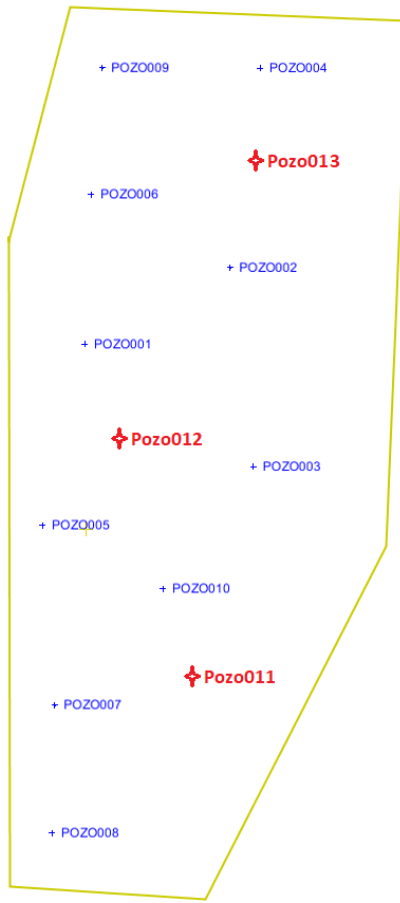
En la tabla 4.6 se presenta las coordenadas de las ubicaciones de los posibles nuevos pozos.

<b>POZO</b>	<b>Coordenada X</b>	<b>Coordenada Y</b>
<b>POZO011</b>	911760.39	32708154.06
<b>POZO012</b>	910716.38	32711966.28
<b>POZO013</b>	912453.40	32715810.13

**Tabla 4.6** Coordenadas de posibles nuevos pozos

**Elaborado por:** Gary Domínguez

Además, en la figura 4.49 se muestra la ubicación de estos posibles nuevos pozos en un mapa bidimensional.



**Figura 4.49** Vista en mapa 2D de ubicación de posibles nuevos pozos  
**Elaborado por:** Gary Domínguez **Fuente:** Software DSG

**CAPÍTULO V**  
**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CAPÍTULO V

### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

El control de calidad de la información suministrada para la elaboración del trabajo permitió organizar de mejor manera los archivos recopilados para introducirlos en la base de datos de Openworks generando un nuevo proyecto el cuál fue útil para usarlo en el programa Decision Space Geoscience.

Se trabajó con datos de diez pozos ubicados en la región del campo Sacha, que por motivos de confidencialidad se los nombró sintéticamente, de estos pozos se cargaron los registros de facies, algunos registros eléctricos, topes y bases de las formaciones e información de los cabezales de pozos (wellheaders).

El análisis de la información litológica del campo permitió obtener 20 diferentes tipos de roca presentes en todas las formaciones evaluadas, las cuales debido a sus características se redujeron a 4 cuerpos geológicos o litotipos de acuerdo a similitudes de sus características, estos son: arena fina, arena media, glauconita y lutita.

Se crearon las superficies u horizontes estructurales del campo a partir de los topes y bases de las formaciones existentes con la finalidad de obtener los intervalos de arena que separan cada formación o unidad estratigráfica.

La malla geoestadística del campo se construyó tomando en cuenta un número razonable de celdas para evitar perder o distorsionar la información existente, de esta manera la malla constó de 2'520,064 celdas repartidas en 46 celdas en la coordenada X, 128 celdas en la coordenada Y y 428 celdas respecto a la dirección vertical.

Se construyeron curvas de proporción vertical para la interpretación de la distribución de los litotipos en los 7 intervalos de interés que generó la malla geoestadística, gracias a este análisis se tomó en cuenta que los intervalos de mayor interés son la Arena Basal Tena, Arena U Inferior, Arena T Superior y Arena T Inferior. El cálculo de variogramas permitió obtener los rangos en las diferentes direcciones para formar las elipses de anisotropía de todas las formaciones estratigráficas del campo, debido a que existen pocos pozos, es probable que las elipses no demuestren la tendencia real de los valores muestreados debido a que se existieron pocos pares de muestras.

Se reprodujeron 20 realizaciones utilizando dos algoritmos de simulación de facies, el algoritmo de Simulación Secuencial Indicador (SIS) y el algoritmo de Simulación Plurigaussiana (PS), para cada uno de ellos se condicionó los variogramas creados y las curvas de proporción vertical en el algoritmo SIS y los ambientes de depositación para el algoritmo PS.

El análisis de cada formación modelada verificando todas las realizaciones permite concluir que el modelo que reprodujo de mejor manera las facies fue el algoritmo de Simulación Plurigaussiana, puesto que demuestra de manera mejor definida la agrupación de los litotipos.

El estudio e interpretación de los registros de facies conjuntamente con los modelos construidos permitieron identificar tres posibles nuevas zonas para perforar pozos las cuales se encuentran en la ubicación tal como lo muestra la tabla 5.1.

POZO	Coordenada X	Coordenada Y
<b>POZO011</b>	911760.39	32708154.06
<b>POZO012</b>	910716.38	32711966.28
<b>POZO013</b>	912453.40	32715810.13

**Tabla 5.1** Ubicación de posibles nuevos pozos

**Elaborado por:** Gary Domínguez



## **5.2 RECOMENDACIONES**

Se recomienda añadir información petrofísica (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, volumen de arcilla) para generar modelos de propiedades petrofísicas lo cual permite obtener una completa caracterización de los yacimientos.

Es recomendable utilizar información de pozos de campos vecinos para reforzar el análisis sobre todo para obtener más datos útiles por ejemplo en el cálculo de variogramas y de esta manera las elipses de anisotropía se puedan definir de mejor manera.

Se recomienda implementar información como historiales de producción, datos de reacondicionamientos, cañoneos, etc., para generar modelos dinámicos del campo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ASPDEN J. & LITHERLAND M., 1992. The geology and Mesozoic history of the Cordillera Real, Ecuador. *Tectonophysics*, 205, 187-204.
2. BABY P., RIVADENEIRA M., BARRAGÁN R., 2014. “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo” *Travaux de l’Institut Francais d’Études Andines*. Tomo 144.
3. BABY, P., RIVADENEIRA, M., BERNAL, C., CHRISTOPHOUL, F., DAVILA, C., GALARRAGA, M., MAROCCO, R., VALDEZ, A., VEGA, J., BARRAGAN, R., 1998 - Structural style and Timing of hydrocarbon entrapments in the Ecuadorian Oriente Basin. AAPG convention, Rio de Janeiro, 464-465.
4. BABY P., RIVADENEIRA M., BARRAGÁN R., 2014. “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo” *Travaux de l’Institut Francais d’Études Andines*. Tomo 144.
5. BAQUE R., 2015. “Construcción del modelo estático de un campo implementando técnicas de modelamiento geoestadístico en Decision Space Geoscience”. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad.
6. BAQUERIZO J., 2018. “Modelamiento geoestadístico de un campo mediante algoritmos plurigaussianos para la generación del modelo 3d de facies y porosidades con inversión dinámica de datos” Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad.
7. BOURDON, E., EISSEN, J.-P., GUTSCHER, M.-A., MONZIER, M., HALL, M. L., COTTEN, J., 2003. Magmatic response to early aseismic ridge subduction: the Ecuadorian margin case (South America). *Earth and Planetary Science Letters*, 205: 123-138.

8. BRISTOW C. & HOFFSTETTER R., 1977. Ecuador. Lexique Stratigraphique International : CNRS ed., Paris, v. 5a2, p. 410.
9. DOZY, J.J. & BAGGELAAR, H., 1940. Geological reconnaissance of the Middle Pastaza and Macuma area. Shell Geological Report n°9, Informe Interno ITG-40-003, PETROPRODUCCION-Quito, 40 pp.
10. CHANGO M., CERÓN G., 2009. Alternativas de producción mediante la simulación matemática de los yacimientos “U” y “T” del Campo Yuca. Tesis de Grado. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL. Quito. Págs. 233.
11. DÍAZ M., CASAR R., 2004. Geoestadística Aplicada. Publicación digital del Instituto Mexicano del Petróleo, 480 págs.
12. EGUEZ A. & ASPDEN J. A., 1993. The Meso-Cenozoic Evolution of the Ecuadorian Andes. *2nd International Symposium on Andean Geodynamics (ISAG'93)*, Univ. Oxford (UK), Extended Abstracts Volume, 179-181.
13. GANAN J., 2014. “Caracterización de un Reservorio aplicando Técnicas Geoestadísticas para un campo del distrito Amazónico”. Escuela Politécnica Nacional. Quito.
14. GUILLIER B., CHATELAIN J.-L., JAILLARD E., YEPES H., POUPINET G., FELS J.-F., 2001. Seismological evidence on the geometry of the orogenic system in central-northern Ecuador (South America). *Geophysical Research Letters*, 28, 19: 3749 - 3752.
15. HURTADO S., 2009. Simulación de Variables Categóricas considerando estadísticas de patrones.

16. VÉLIZ E., 2006. “Análisis espacial para medir el índice de infección de la sigatoka negra (*mycosphaerella fijiensis*) en una hacienda bananera en el último trimestre del año 2005”. Tesis de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil – Ecuador. Págs. 145.
  
17. WHITE H. J., SKOPEC R. A., RAMIREZ F. A., RODAS J. & BONILLA G., 1995. “Reservoir Characterization of the Hollín and Napo Formations. Western Oriente Basin, Ecuador, in Petroleum Basins of South America” AAPG. Memoir 62, pp 573-596.