

**Construcción de un modelo estático en un área de inyección de agua, como método de
recobro secundario, para un yacimiento de crudo pesado**

Wilber Alexander Pérez Ascencio

Trabajo de grado para optar el título de Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Director

Carlos Alberto Amaya Pardo

Geólogo especialista en Geología del Petróleo

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2018

Tabla de contenido

	Pág.
1. OBJETIVOS.....	18
1.1. Objetivo General.....	18
1.2. Objetivos Específicos	18
2. MARCO TEÓRICO	19
2.1. Localización.....	19
2.2. Marco geológico	21
2.3. Tectónica	21
2.4. Estratigrafía	21
2.5. Antecedentes.....	27
2.6. Marco conceptual	28
3. ÁREA DE ESTUDIO	32
3.1. Registros eléctricos.....	33
3.2. Información sísmica	35
3.3. Información de corazones.....	35
3.4. Información estructural.....	36
3.5. Información estratigráfica.....	37
3.6. Información sedimentológica	39
3.7. Información petrofísica.....	40
3.8. Información de producción.....	41
3.8.1 Información de producción <i>Pozo_13</i>	42

3.8.2	Información de producción <i>Pozo_14</i>	43
3.8.3	Información de producción <i>Pozo_17</i> y <i>Pozo_18</i>	44
3.8.4	Información de producción <i>Pozo_15</i> , <i>Pozo_16</i> y <i>Pozo_11</i>	45
3.8.5	Información de producción <i>Pozo_19</i>	46
3.9.	Información de presiones de formación	47
4.	MODELO ESTRATIGRÁFICO	51
4.1.	Metodología	51
4.1.1	Amarre roca a registro	52
4.1.2	Mapas de arena neta y mapas de electrofacies	58
4.1.3	Validación curva de <i>Vshale</i>	62
5.	MODELO ESTRUCTURAL	72
6.	MODELO PETROFÍSICO	77
6.1.	Análisis petrofísico	77
6.1.1	Volumen de arcilla	77
6.1.2	Porosidad	79
6.1.3	Permeabilidad	81
6.1.4	Saturación de agua y aceite	83
6.1.5	Temperatura de formación	85
6.1.6	Mojabilidad	85
6.1.7	Factor de formación	86
6.1.8	Estimación de tipos de roca	88
6.1.9	Cálculo de Net Pay	89

6.2	Análisis variográfico	89
6.2.1	Análisis variográfico de la distribución de arena.....	91
6.2.2	Análisis variográfico de los tipos de roca	94
6.2.3	Análisis variográfico del tipo de roca para el ciclo “TECHO”	99
6.2.4	Análisis variográfico del tipo de roca para el ciclo “Tope_5”	100
6.2.5	Análisis variográfico del tipo de roca para el ciclo “Tope_4”	101
6.2.6	Análisis variográfico del tipo de roca para el ciclo “Tope_3”	102
6.2.7	Análisis variográfico del tipo de roca para el ciclo “Tope_2”	103
6.2.8	Análisis variográfico del tipo de roca para el ciclo “Tope_1”	104
6.3	Construcción del modelo geoestadístico espacial del área de estudio	105
6.3.1	Datos de entrada.....	105
6.3.2	Modelamiento estructural	106
6.3.3	Escalamiento de registros	110
6.3.4	Análisis de datos	113
6.3.5	Modelamiento de facies	118
6.3.6	Modelamiento de petrofísico	120
6.3.7	Cálculo volumétrico del aceite original “ <i>in situ</i> ”	124
7.	CONCLUSIONES	128
8.	RECOMENDACIONES.....	130
9.	REFERENCIAS	131

Lista de tablas

<i>Tabla 1. Cálculo de ancho de canales</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 2. Mojabilidad del Pozo_1.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 3. Datos de laboratorio “propiedades eléctricas Pozo_1”</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 4. Datos de entrada para la construcción del modelo geoestadístico</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 5. Resumen del OOIP calculado para cada ciclo de la unidad K1 inferior propiedad Net Sand.....</i>	<i>124</i>
<i>Tabla 6. Balance de reservas para la unidad K1 inferior</i>	<i>126</i>

Lista de figuras

<i>Figura 1.</i> Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales..	19
<i>Figura 2.</i> Cuenca Llanos Orientales.	20
<i>Figura 3.</i> Evolución tectónica de la cuenca de los Llanos Orientales. Muestra la relación tectónica entre la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Llanos.	23
<i>Figura 4.</i> Diagrama de Wheeler de la estratigrafía regional de las cuencas de la Cordillera Oriental, Valle Medio del Magdalena y Llanos.	24
<i>Figura 5.</i> Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales.	26
<i>Figura 6.</i> Perfil estructural O-E de la cuenca Llanos Orientales.	26
<i>Figura 7.</i> Mapa de ubicación de pozos asociados al área de estudio	32
<i>Figura 8.</i> Carga de registros de pozo en <i>software</i> petrotécnico “Área de estudio”	34
<i>Figura 9.</i> Perfil sísmico en dirección A-A’ donde se evidencian los horizontes base y techo de la unidad K1 inferior.	35
<i>Figura 10.</i> Registro <i>core gamma</i> del pozo corazonado e imagen del registro fotográfico del corazón.	36
<i>Figura 11.</i> Mapa de localización y geología regional del campo de estudio..	37
<i>Figura 12.</i> Columna generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.	38
<i>Figura 13.</i> Correlación estructural en dirección SW-NE. Área de estudio	38
<i>Figura 14.</i> Imagen 3D del área de estudio Formacion Guadalupe Superior.	39
<i>Figura 15.</i> Formación Guadalupe Superior correspondiente a un ambiente deltaico.	40
<i>Figura 16.</i> Propiedades del yacimiento y ubicación de los patrones y polígonos de inyección del área de estudio (<i>Pozo_13</i> y <i>Pozo_14</i>).	41
<i>Figura 17.</i> Perfil de producción y de inyección de fluidos <i>Pozo_13</i> .	42

<i>Figura 18.</i> Perfil de producción y de inyección de fluidos <i>Pozo_14</i>	43
<i>Figura 19.</i> Perfil de producción de fluidos <i>Pozo_17</i> y <i>Pozo_18</i>	44
<i>Figura 20.</i> Perfil de producción de fluidos <i>Pozo_15</i> , <i>Pozo_16</i> y <i>Pozo_11</i>	45
<i>Figura 21.</i> Perfil de producción de fluidos <i>Pozo_19</i>	47
<i>Figura 22.</i> Mapa de presión de formación ciclo <i>Tope_1</i>	48
<i>Figura 23.</i> Mapa de presión de formación ciclo <i>Tope_2</i>	48
<i>Figura 24.</i> Mapa de presión de formación ciclo <i>Tope_3</i>	49
<i>Figura 25.</i> Mapa de presión de formación ciclo <i>Tope_4</i>	49
<i>Figura 26.</i> Mapa de presión de formación ciclo <i>Tope_5</i>	50
<i>Figura 27.</i> Mapa de presión de formación ciclo <i>TECHO</i>	50
<i>Figura 28.</i> <i>Cross plot</i> presión vs. tiempo_ciclos unidad <i>K1 Inferior</i>	51
<i>Figura 29.</i> Amarre roca a registro realizado al <i>Pozo_1</i> del área de estudio.....	54
<i>Figura 30.</i> Clasificación de electrofacies.	54
<i>Figura 31.</i> Identificación de ciclos de alta frecuencia.	55
<i>Figura 32.</i> Ambiente de depósito, ciclos de depositación y descripción sedimentológica realizado al <i>Pozo_1</i> del área de estudio.....	56
<i>Figura 33.</i> Correlación estratigráfica en dirección SW-NE de los pozos del área de estudio.	57
<i>Figura 34.</i> Correlación estratigráfica en dirección SW-NE de los pozos del área de estudio.	57
<i>Figura 35.</i> Correlación estratigráfica en dirección SW-NE de los pozos del área de estudio.	58
<i>Figura 36.</i> Registro de imagen FMI del <i>Pozo_1</i> y <i>Pozo_6</i>	59
<i>Figura 37.</i> Registro de imagen FMI del <i>Pozo_10</i>	60
<i>Figura 38.</i> Registro de imagen FMI del <i>Pozo_11</i>	61
<i>Figura 39.</i> Registro de imagen FMI del <i>Pozo_13</i>	62

<i>Figura 40. Cross plot Vshale vs. GR y Vshale vs. Rt del Pozo_1.</i>	63
<i>Figura 41. Cross plot Vshale vs. porosidad de varios de los pozos de estudio.</i>	63
<i>Figura 42. Clasificación de los deltas asociados a la unidad K1 inferior de los pozos de estudio.</i>	65
<i>Figura 43. Mapa de electrofacies y mapa de arena neta ciclo Tope_1</i>	66
<i>Figura 44. Mapa de electrofacies y mapa de arena neta ciclo Tope_2</i>	67
<i>Figura 45. Mapa de electrofacies y mapa de arena neta ciclo Tope_3</i>	68
<i>Figura 46. Mapa de electrofacies y mapa de arena neta ciclo Tope_4</i>	69
<i>Figura 47. Mapa de electrofacies y mapa de arena neta ciclo Tope_5</i>	70
<i>Figura 48. Mapa de electrofacies y mapa de arena neta ciclo TECHO</i>	71
<i>Figura 49. Línea sísmica A-A' configuración estructural del campo de estudio (cretácico) en la cuenca de los Llanos</i>	72
<i>Figura 50. Mapa estructural al tope de la unidad K1 inferior</i>	73
<i>Figura 51. Perfil sísmico en dirección A – A' </i>	74
<i>Figura 52. Perfil sísmico en dirección A – A' </i>	74
<i>Figura 53. Perfil sísmico en dirección A – A' </i>	75
<i>Figura 54. Mapas estructurales de los ciclos BASE hasta TECHO de la unidad K1 inferior.</i>	76
<i>Figura 55. Correlación GR y Vshale. Cross plot Vshale vs GR Pozo_13 Iny y Pozo_14 Iny</i>	78
<i>Figura 56. Cross plot Densidad Vs GR “Pozo_13 Iny”</i>	78
<i>Figura 57. Cross plot Vshale Vs porosidad “Pozo_13 Iny y Pozo_14 Iny”</i>	80
<i>Figura 58. Registro GR y porosidad para cada ciclo de unidad K1 inferior “Pozo_1”</i>	81
<i>Figura 59. Registro GR y permeabilidad para cada ciclo de unidad K1 inferior “Pozo_1”</i> ...	82

<i>Figura 60. Relación porosidad (PHI) Vs permeabilidad (K), datos de laboratorio, unidad K1 inferior “Pozo_1”</i>	83
<i>Figura 61. Registro GR y saturación de agua para los ciclos unidad K1 inferior Pozo_1</i>	84
<i>Figura 62. Correlación estructural, gradiente de temperatura unidad K1 inferior “Pozo_13 Iny y Pozo_14 Iny”</i>	85
<i>Figura 63. Permeabilidad relativa petróleo-agua, Pozo_1, Tope_3 con K=4D</i>	86
<i>Figura 64. Factor de formación Vs porosidad, Pozo_1, m=1.95</i>	87
<i>Figura 65. Índice de resistividad Vs porosidad, Pozo_1, n=2.17</i>	88
<i>Figura 66. Permeabilidad vs. Tamaño garganta de poro-tipos de roca</i>	88
<i>Figura 67. Movilidad vs. Porosidad unidad K1 inferior</i>	89
<i>Figura 68. Semivariograma</i>	90
<i>Figura 69. Data análisis de la distribución de arena, “ciclos unidad K1 inferior”</i>	92
<i>Figura 70. Data análisis de la distribución de arena, “ciclos unidad K1 inferior”</i>	92
<i>Figura 71. Mapa de electrofacies y mapa variográfico de la distribución de arena en el “Tope_5”</i>	93
<i>Figura 72. Mapas variográficos de la distribución de arena en los ciclos de depositación</i>	93
<i>Figura 73. Data análisis de RT_1 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior</i> ..	95
<i>Figura 74. Data análisis de RT_1 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior</i> ..	95
<i>Figura 75. Data análisis de RT_2 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior</i> ..	96
<i>Figura 76. Data análisis de RT_2 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior</i> ..	96
<i>Figura 77. Data análisis de RT_3 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior</i> ..	97
<i>Figura 78. Data análisis de RT_3 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior</i> ..	97
<i>Figura 79. Data análisis de RT_4 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior</i> ..	98

<i>Figura 80.</i> Data análisis de RT_4 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior...	98
<i>Figura 81.</i> Data análisis de RT_5 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior...	99
<i>Figura 82.</i> Mapas variográficos del tipo de roca, ciclo “TECHO”.	100
<i>Figura 83.</i> Mapas variográficos del tipo de roca, ciclo “Tope_5”.	101
<i>Figura 84.</i> Mapas variográficos del tipo de roca, ciclo “Tope_4”.	102
<i>Figura 85.</i> Mapas variográficos del tipo de roca, ciclo “Tope_3”.	103
<i>Figura 86.</i> Mapas variográficos del tipo de roca, ciclo “Tope_2”	104
<i>Figura 87.</i> Mapas variográficos del tipo de roca, ciclo “Tope_1”	104
<i>Figura 88.</i> Flujograma para la realización del modelo geoestadístico espacial del área de estudio.....	105
<i>Figura 89.</i> Esqueletos y pilares de falla del área de estudio.....	107
<i>Figura 90.</i> Imagen tridimensional del horizonte TECHO y BASE de la formación Guadalupe Superior.	108
<i>Figura 91.</i> Mapas estructurales de los topes TECHO, Tope_5, Tope_4, Tope_3, Tope_2 y BASE de la formación Guadalupe Superior.	109
<i>Figura 92.</i> Imagen 3D de las seis zonas divididas verticalmente en 8 capas.	109
<i>Figura 93.</i> Número total de celdas al finalizar la malla 3D.....	109
<i>Figura 94.</i> Escalamiento de registro discreto Arena - Arcilla.	110
<i>Figura 95.</i> Escalamiento de registro discreto Arena – Arcilla método “Most of”.....	111
<i>Figura 96.</i> Escalamiento de registro continuo porosidad “Aritmético”.....	112
<i>Figura 97.</i> Escalamiento de registro continuo permeabilidad en 3D “Aritmético”.....	112
<i>Figura 98.</i> Escalamiento de registros continuos (K y PHI) y discretos (arena – arcilla y RT) para el POZO_1	113

<i>Figura 99.</i> Histogramas distribución de facies ciclos depositación Unidad K1 inferior.....	114
<i>Figura 100.</i> Histograma de distribución de facies Unidad K1 inferior	114
<i>Figura 101.</i> Curvas de distribución vertical de facies para cada ciclo de depositación, Unidad K1 inferior.	115
<i>Figura 102.</i> Curva de distribución vertical de facies para la Unidad K1 inferior.	116
<i>Figura 103.</i> Histogramas de espesores de arena y arcilla para los seis ciclos de la Unidad K1 inferior.	116
<i>Figura 104.</i> Histogramas de porosidad para los seis ciclos de la Unidad K1 inferior.	117
<i>Figura 105.</i> Histogramas de permeabilidad para los seis ciclos de la Unidad K1 inferior. ..	118
<i>Figura 106.</i> Poblamiento de malla 3D con facies.....	119
<i>Figura 107.</i> Poblamiento malla 3D con facies y modelado del contacto de agua-aceite	120
<i>Figura 108.</i> Mapa de NetSand para el TOPE_3.	120
<i>Figura 109.</i> Malla 3D poblamiento de la propiedad porosidad para el TOPE_3.	121
<i>Figura 110.</i> Malla 3D poblamiento de la propiedad porosidad, ciclos unidad K1 Inferior. .	122
<i>Figura 111.</i> Malla 3D poblamiento de la propiedad permeabilidad para el TOPE_3.....	122
<i>Figura 112.</i> Malla 3D poblamiento de propiedad permeabilidad, ciclos unidad K1 Inferior	123
<i>Figura 113.</i> Malla 3D poblamiento de la propiedad saturación de agua, para el TOPE_3 ...	123
<i>Figura 114.</i> Malla 3D poblamiento de la propiedad saturación de agua, ciclos unidad K1 Inferior	124
<i>Figura 115.</i> Histograma probabilístico de OOIP propiedad Net Sand unidad K1 Inferior...	125
<i>Figura 116.</i> Histogramas probabilísticos de OOIP propiedad Net Sand, ciclos de la unidad K1 Inferior	125
<i>Figura 117.</i> Mapa de OOIP para la unidad K1 inferior.....	127

RESUMEN

TÍTULO: CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO ESTÁTICO EN UN ÁREA DE INYECCIÓN DE AGUA, COMO MÉTODO DE RECOBRO SECUNDARIO, PARA UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO*

AUTOR: WILBER ALEXÁNDER PÉREZ ASCENCIO**

PALABRAS CLAVE: INYECCIÓN DE AGUA, RECOBRO SECUNDARIO, LLANOS ORIENTALES, CUERPOS DE ARENA

DESCRIPCIÓN:

Al tener en cuenta que el modelo estático actual del yacimiento de crudo pesado en la formación Guadalupe superior (edad cretácica) para la Cuenca de los Llanos Orientales (Colombia) se realizó, en su momento, con el propósito de desarrollar la etapa primaria del campo. Que además la densidad de información de los pozos base para el modelo existente, en el área de inyección de agua, ha superado el 100 % de pozos en la actualidad. Y el modelo estático se realizó para las unidades geológicas principales (formación Guadalupe Superior) sin tener en cuenta las sub-unidades en las que se lleva a cabo el proceso de inyección en la actualidad. Y si a lo anterior se suma que en la actualidad se dio inicio a una etapa de desarrollo secundario en algunos sectores del campo, con un proyecto de inyección de agua; se hace evidente la necesidad de un modelo estático detallado que permita verificar la conexión de los cuerpos de arena donde se realiza inyección de agua como método de recobro secundario. Ese es el propósito de esta investigación, proponer un modelo estático que incorpore información actualizada y detallada, en el que además de reflejar la continuidad de los cuerpos de arena asociados a los patrones de inyección, se confirmen las propiedades petrofísicas de las arenas involucradas en la inyección; y se identifiquen las posibles causas por las que no se refleja el efecto de la inyección en todos los pozos de los patrones de inyección.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Carlos Alberto Amaya Pardo, geólogo especialista en Geología del Petróleo.

ABSTRACT

TITLE: CONSTRUCTION OF A STATIC MODEL IN A WATER INJECTION AREA, AS A SECONDARY RECOVERY METHOD, FOR A HEAVY OIL FIELD*

AUTHOR: WILBER ALEXÁNDER PÉREZ ASCENCIO**

KEYWORDS: WATER INJECTION, SECONDARY RECOVERY, LLANOS ORIENTALES, SAND BODIES

DESCRIPTION:

Keeping in mind that current static model of heavy oil deposit in upper Guadeloupe formation (Cretaceous age) for the Eastern Plains Basin (Colombia) was carried out, at the time, with the purpose of developing the primary stage of the field. In addition, the information density of the base wells for the existing model, in the area of water injection, has exceeded 100% of wells at present. And the static model was made for the main geological units (Guadalupe Superior formation) without taking into account the sub-units in which the injection process is carried out at present. And if to the previous thing it is added that at the present time a stage of secondary development in some sectors of the field began, with a project of injection of water; The need for a detailed static model to verify the connection of the sand bodies where water injection is performed as a secondary recovery method becomes evident. That is the purpose of this research, to propose a static model that incorporates updated and detailed information, in which besides reflecting the continuity of the sand bodies associated with the injection patterns, the petrophysical properties of the sands involved in the injection; and identify the possible causes why the effect of the injection is not reflected in all the wells of the injection patterns.

* Bachelor Thesis.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Carlos Alberto Amaya Pardo.

Introducción

El alcance de esta monografía es construir un modelo estático detallado que permita visualizar en 3D la conexión de los cuerpos de arena del cretácico “formación Guadalupe Superior” localizada en un campo de crudo pesado de la cuenca de los Llanos (Colombia), donde se realiza inyección de agua como método de recobro secundario.

Se visualizó la necesidad de actualizar y detallar el modelo estático actual del yacimiento, debido a que este fue realizado con el propósito de desarrollar la etapa primaria del campo modelando el techo y la base de la formación Guadalupe Superior y para la planeación del desarrollo secundario del campo se requiere más detalle de la geometría de los cuerpos de arena.

El desarrollo de la monografía se dividió en cinco capítulos. En el capítulo primero se recopiló y analizó la información existente de 19 pozos involucrados en el área de estudio. En el capítulo segundo se definieron seis ciclos de depositación a partir de la descripción detallada de núcleos. Estos ciclos de depositación fueron incorporados en los modelos estructural y estratigráfico existentes. En el capítulo tercero se realizó un análisis variográfico de las propiedades discretas (facies) y continuas (porosidad, permeabilidad y saturación de agua) para cada ciclo de depositación. En el capítulo cuarto se realizó el modelo geoestadístico siguiendo la metodología del software “*petrel, versión 2016*”. El poblamiento de las mallas con las propiedades discretas y continuas generadas para cada ciclo, se realizó basados en análisis variográfico de las direcciones de isotropía y anisotropía para cada propiedad. Como resultado del modelo geoestadístico se calculó el OOIP para cada uno de los ciclos y su incertidumbre en términos probabilísticos P10, P50 y P90.

Esta monografía servirá para replicar la metodología de interpretación de los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior en todos los pozos del campo y pozos de los campos análogos. Así mismo con la inclusión del análisis de los registros de imágenes y el análisis variográfico para cada ciclo, mejorar la interpretación de los mapas de electrofacies para todo el campo. Como resultado del estudio tenemos más certeza de la selección de los pozos que se convertirán a inyectoros y reevaluar el diseño del patronamiento que se utilizara en el proyecto de expansión del campo.

Por último, las conclusiones obtenidas de este estudio se presentan en el capítulo quinto.

Método. La metodología utilizada para el desarrollo de esta investigación consideró los siguientes cuatro capítulos:

- 1- Área de estudio.
- 2- Modelo estructural y estratigráfico.
- 3- Modelo petrofísico.
- 4- Modelo geoestadístico.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Construir un modelo estático en un área de inyección de agua (*sector modeling*), como método de recobro secundario, para un yacimiento de crudo pesado.

1.2. Objetivos Específicos

- Analizar la información relacionada con la geología y geofísica del área, así como los patrones de inyección de agua.
- Vincular un modelo estructural y estratigráfico de la zona asociada a la inyección de agua para definir los rasgos estructurales y los ambientes de depósito de los cuerpos de arena.
- Analizar la variografía del área con base a la integración de la información geológica y petrofísica identificando los parámetros de variabilidad para el estudio geoestadístico.
- Proponer un modelo geoestadístico que represente espacialmente la disposición de los cuerpos de arena asociados a la inyección y que además permita cuantificar la incertidumbre del modelo estático.

2. Marco teórico

2.1. Localización

La Cuenca de los Llanos Orientales se ubica en el Este del territorio colombiano y comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada; sus límites son: al Norte con el límite político con Venezuela, al Este con el escudo de Guyana, al Sur con la serranía de La Macarena, el arco Vaupés y rocas metamórficas del precámbrico y al Oeste con el sistema de fallas de la cordillera Oriental (Sarmiento, 2011, citado por Lozano y Zamora (2014, p. 5) (ver figura 1).

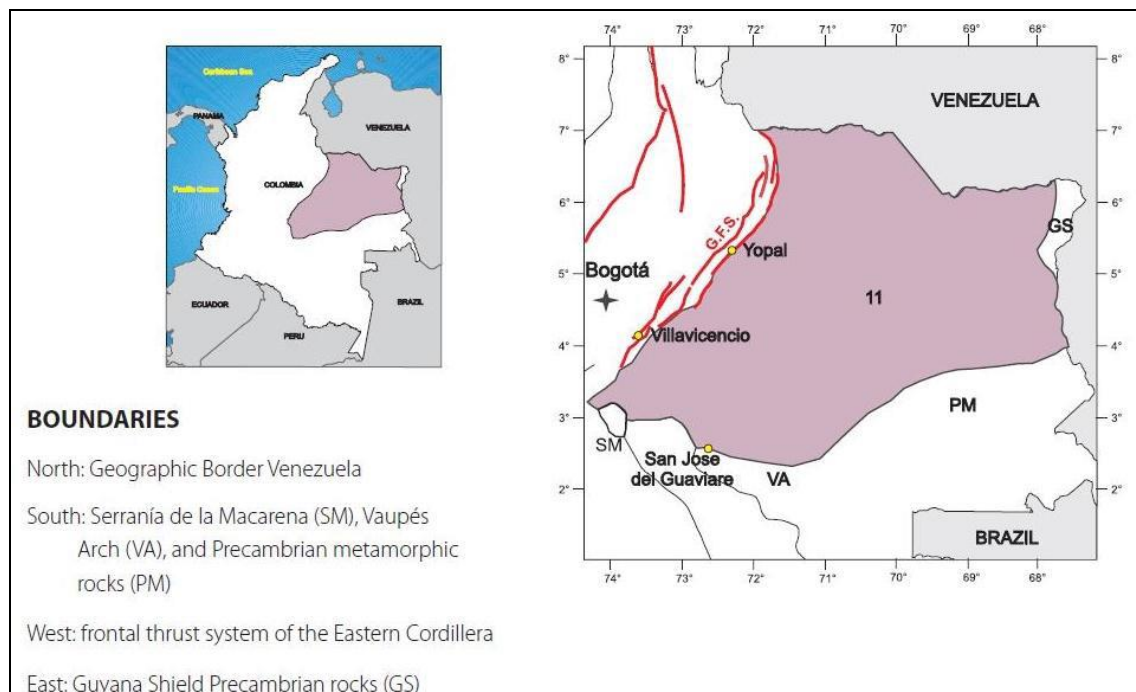


Figura 1. Localización de la Cuenca de los Llanos Orientales. Fuente: Sarmiento, 2011, citado por Lozano y Zamora (2014, p. 5).

Nota: el recuadro de la izquierda muestra la ubicación de la Cuenca en el territorio colombiano. En el recuadro derecho se indican los límites estructurales de la Cuenca.

De acuerdo con la ANH (INGRAIN, 2012) e ICP/ECOPETROL (1991), es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste-noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, la cual se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guyana. Cubre una extensión de 225.603 km² (22.560.327 hectáreas). Sus límites geomorfológicos son la cuenca Apure-Barinas, al norte (de la cual se separa por el límite internacional de Colombia con Venezuela); la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guyana, al este. Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario (figura 2).

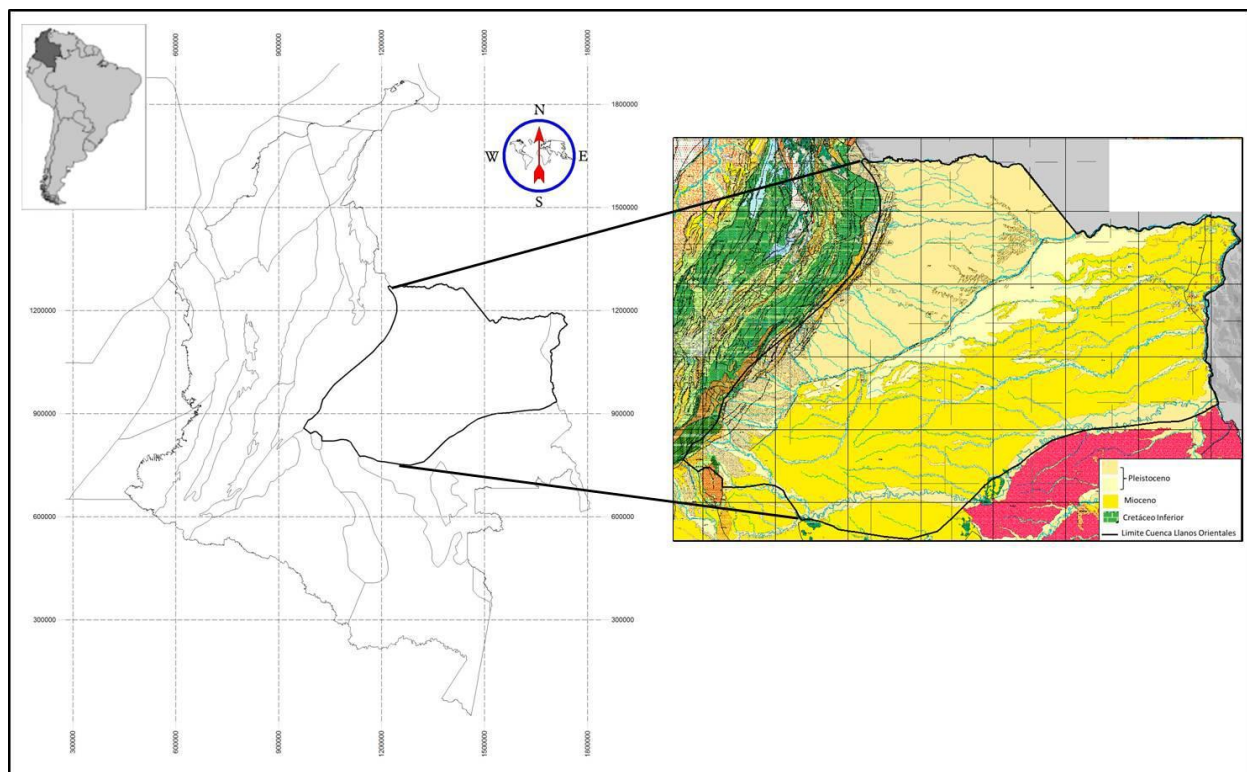


Figura 2. Cuenca Llanos Orientales. Fuente: adaptado por la ANH, 2012 con base en Mapa Geológico de Colombia/Ingeominas, 2007.

2.2. Marco geológico

La Cuenca de los Llanos Orientales se correlaciona tanto estructural como estratigráficamente con las Cuencas del Valle Medio del Magdalena debido a que su origen geológico es compartido.

2.3. Tectónica

Esta cuenca tuvo su origen durante el Paleozoico en una cuenca de apertura en donde se forman fallas de tipo normal y se generan espacios de acomodación necesarios para que los sedimentos del Cretácico inicien su depositación; debido a los procesos que llevaron al levantamiento de las cordilleras, los sedimentos sufrieron una gran deformación por las fallas como Guaicaramo, Yopal y el sistema de fallas Cusiana-Támara y pliegues como los sinclinales de Nazareth y Nunchía, y el anticlinal del Guavio, (SGC, Lozano 2014, p. 6).

2.4. Estratigrafía

De acuerdo con ANH (INGRAIN 2012) Cooper y otros (1995), las rocas sedimentarias en el Piedemonte Llanero y cuenca Llanos Orientales fueron depositadas en una cuenca que se desarrolló de otra de tipo retro-arco, en el Cretáceo Tardío, hasta una cuenca de antepaís o pre-montaña en el Terciario Temprano, cuyo depocentro se movió progresivamente hacia el Este durante el transcurso del Terciario. La estratigrafía resultante es una sucesión, muy marcada de estratos del Cretáceo Superior-Terciario, que representan deposición marginal periódica en los principales depocentros existentes al oeste y al norte. El registro estratigráfico por esto fue más completo hacia el Oeste, en la Cordillera Oriental y el Valle del Magdalena, a pesar de que las rocas del Terciario están escasamente conservadas en la Cordillera Oriental, debido al evento de levantamiento y erosión de área en Mioceno tardío y Plioceno.

Según el SGC, Lozano (2014, pp. 7-9) la sucesión estratigráfica inició desde el Paleozoico con rocas depositadas sobre un basamento cristalino y que sufrieron un bajo grado de metamorfismo y fueron suprayacidas por sedimentos del Cretácico y del Cenozoico en un ciclo de ambiente de depositación continental-marino-continental. Los grupos y formaciones que integran la secuencia estratigráfica de esta cuenca son los indicados en la figura 3 y se listan a continuación:

- Grupos Quetame y Guejar, depositados en un ambiente marino somero entre los periodos Cámbrico al Ordovícico.
- Grupo Farallones, depositado en un ambiente continental entre los periodos Devoniano al Pérmico.
- Formación Areniscas Inferiores, depositada en un ambiente fluvial entre las edades del Albiano al Cenomaniano.
- Formación Gacheta, depositada en un ambiente de plataforma interna entre los periodos del Turoniano al Coniaciano.
- Formación Palmichal, depositada en un ambiente transicional (deltaicos y playa) entre las edades del Santoniano al Campaniano.
- Formación arenisca Tierna, depositada en un ambiente continental durante el Maastrichtiano.

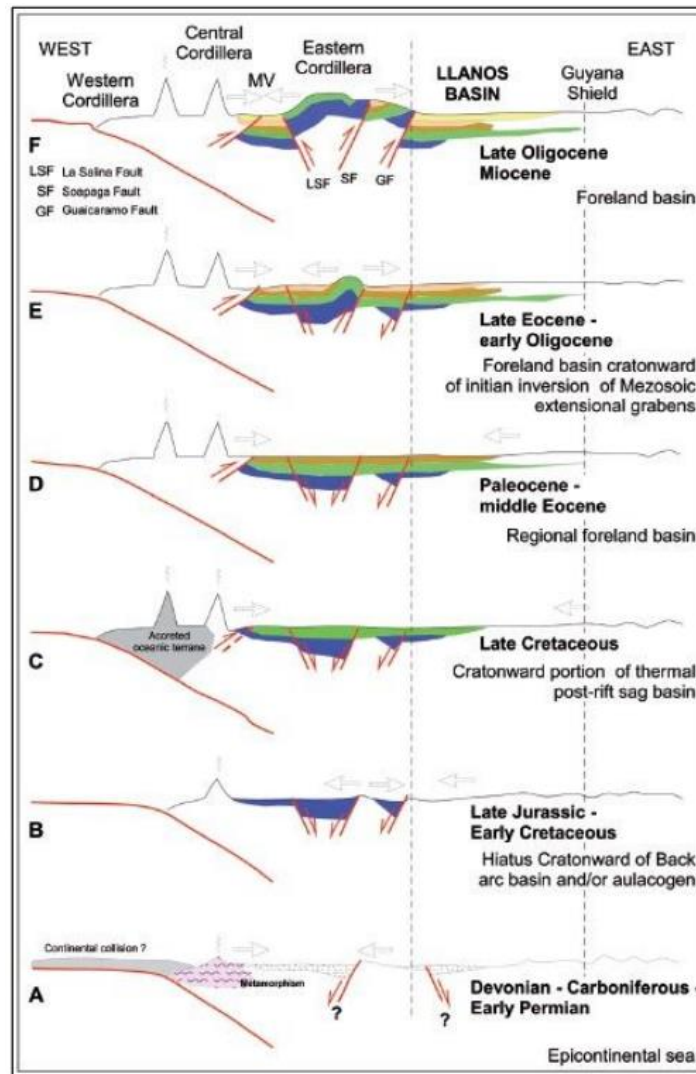


Figura 3. Evolución tectónica de la cuenca de los Llanos Orientales. Muestra la relación tectónica entre la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Llanos. Fuente: Horton *et al.*, 2010 (citados por Sarmiento, 2011).

- Formación Guaduas, depositada en un ambiente de planicie costera entre el Maastrichtiano superior y el Paleoceno temprano.
- Formaciones Barco y Los Cuervos, depositadas en un ambiente de planicie costera durante el Paleoceno tardío; la Formación Cuervos sufre procesos erosivos.

- Formación Mirador, depositada en un ambiente continental entre las épocas Eoceno temprano al medio
- Formación Carbonera, depositada en un ambiente de planicie costera entre las épocas Eoceno tardío-Mioceno temprano
- Formación León, depositada en un ambiente marino somero durante el Mioceno medio.
- Formación Guayabo, depositada en un ambiente continental entre las épocas Mioceno tardío-Plioceno.

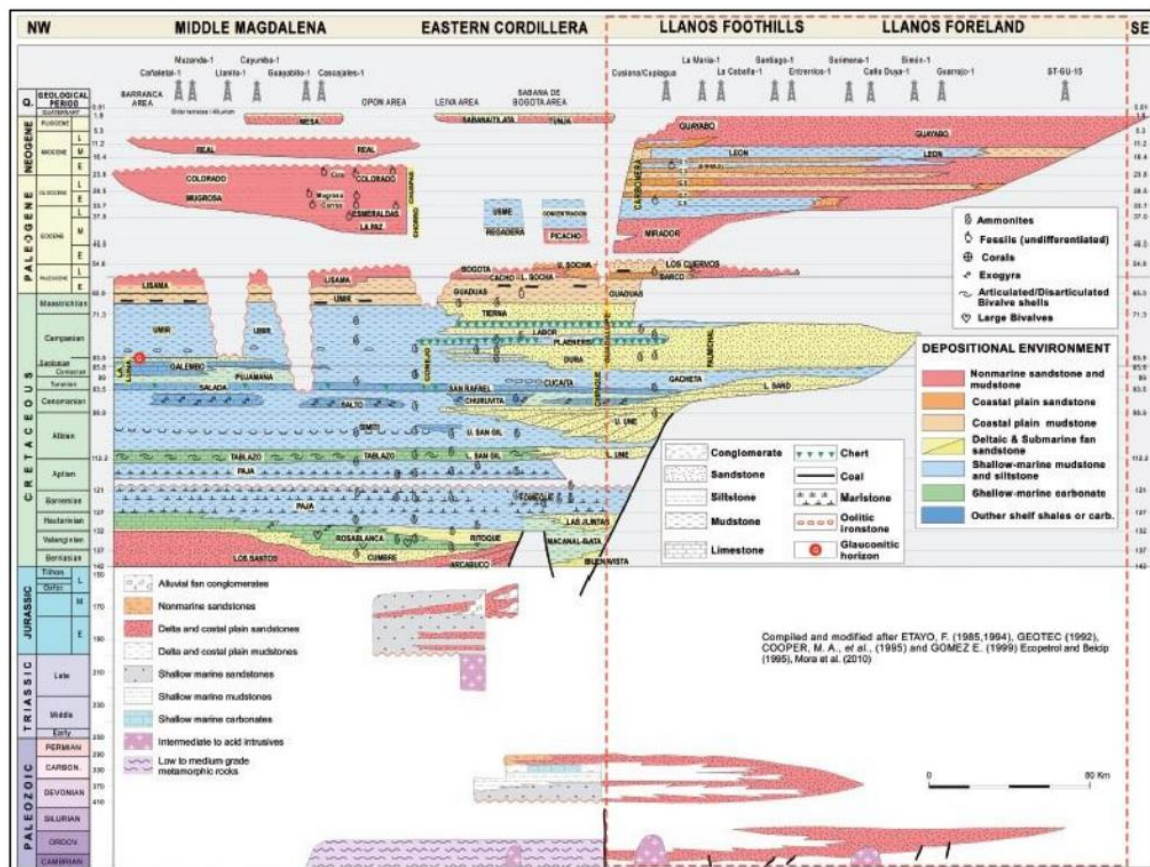


Figura 4. Diagrama de Wheeler de la estratigrafía regional de las cuencas de la Cordillera Oriental, Valle Medio del Magdalena y Llanos. Fuente: Compilado de Etayo (1985,1994), GEOTEC (1992), Cooper et al., (1995), Gómez (1999), Ecopetrol y Beicip (1995), Mora *et al.* (2010) (Citado por Sarmiento, 2011). Nota: muestra la relación

estratigráfica que hay entre las tres cuencas y los nombres que las formaciones toman en cada una de ellas.

ANH (INGRAIN 2012) En la cuenca Llanos Orientales se tiene registro de rocas del Triásico-Jurásico y Cretáceo (figura 5).

Las rocas pertenecientes al Triásico-Jurásico son muy poco conocidas en la cuenca Llanos Orientales. Algunas capas rojas encontradas en el área de Arauca, en los pozos Araquita-1, Matanegra-5 y Guafita-5X, fueron datadas de esta edad. Estas capas, preservadas en *grabens* aislados, pueden asociarse con fenómenos de distensión, de tipo *rift*. En ningún otro sector de la cuenca se han observado rocas de edad similar.

Las rocas cretácicas de la formación Guadalupe superior son el objetivo de este estudio. Esta formación consiste de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. Los datos palinológicos de algunos pozos indican una edad Campaniano. El espesor máximo observado en la cuenca Llanos Orientales se encuentra en el pozo La Coral-1 (600 pies), en el sector de Arauca, y al sur en el área de Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, con más de 600 pies. En general, como las otras formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del escudo guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte. La formación Guadalupe superior en el sector del Meta (cercanías a Castilla) también llamada operacionalmente K1 inferior presenta espesores entre 150 y 200 pies. Esta formación es productora en la cuenca de los llanos.

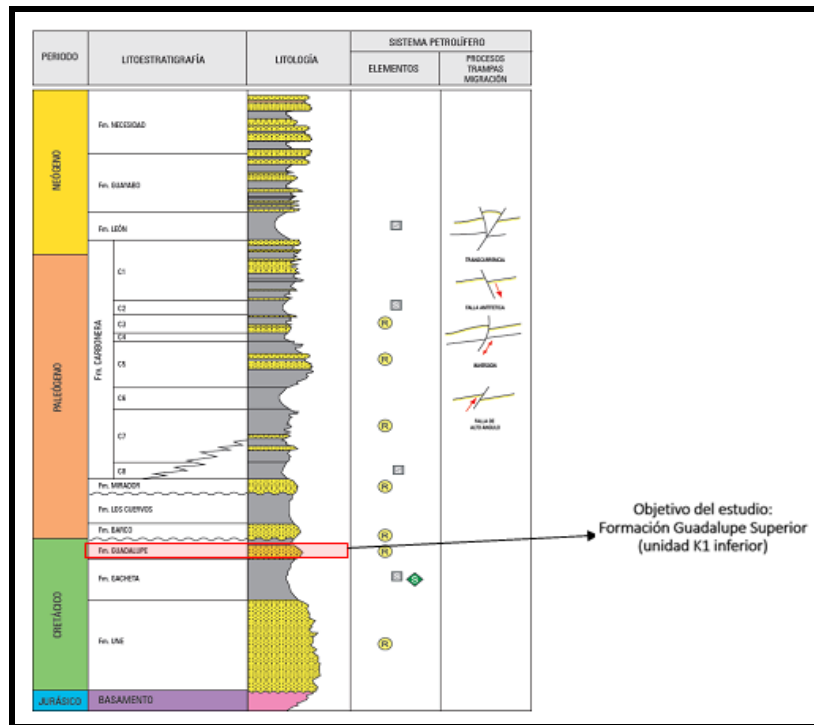


Figura 5. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales. Fuente: ANH, 2012.

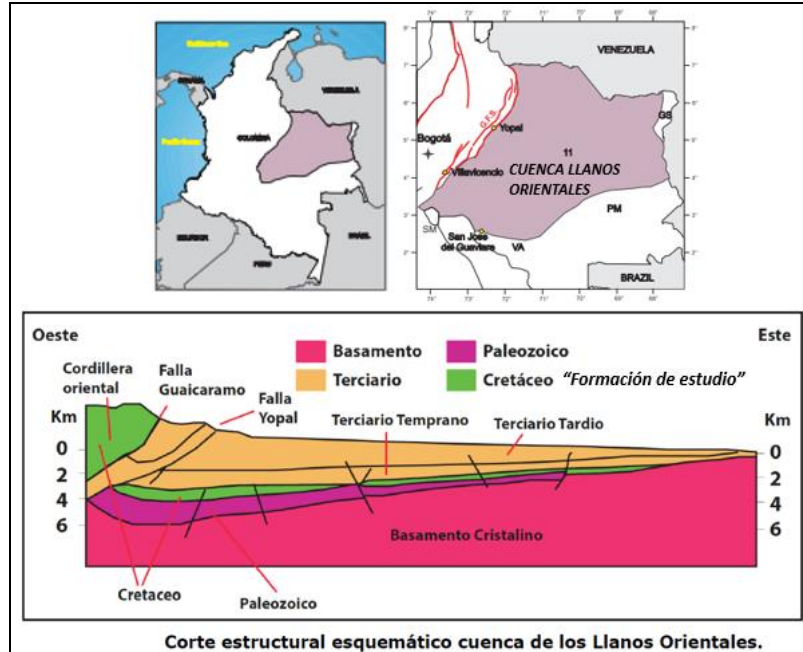


Figura 6. Perfil estructural O-E de la cuenca Llanos Orientales. Fuente: Compilación de cuenca de los Llanos Orientales SGC, 2014.

La cuenca subandina de los Llanos orientales es una depresión estructural asimétrica, con tendencia nor-oriental, que ha tenido un desarrollo a través de diferentes etapas, producto de la superposición de varios eventos geológicos, logrando su configuración actual durante la orogenia Andina del Mio-Plioceno y posterior a esta.

2.5. Antecedentes

Los yacimientos de petróleo de la Cuenca de los Llanos Orientales, en su etapa de desarrollo primaria, inician con un modelo estático complejo debido a que se cuenta con poca información de registros de pozos en el área, así como con insuficientes datos generales del campo.

En la medida que los yacimientos alcanzan un alto grado de madurez, empieza a bajar su producción de líquido y es necesario iniciar una etapa de desarrollo secundario para aumentar la presión de los yacimientos y así su producción.

Respecto a la *evidencia de hidrocarburos* en la Cuenca Llanos Orientales, de acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en la Ronda Técnica del 2010:

Algunos estudios consideran que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124000 MBP. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región. (ANH, 2010, p. 1)

En cuanto a la *roca generadora*, el mismo estudio indica que:

La principal roca generadora en esta área son las lutitas marino-continenciales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen

Llanos Orientales un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3 % y un espesor efectivo de 50 a 100 metros. (ANH, 2010, p. 1)

Respecto a la *migración*, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2010) señala que se han documentado dos pulsos de migración: “el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad” (p. 1). Mientras que al hacer referencia a la *roca reservorio* se cree que “las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador, de edad paleógeno, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos” (p. 1). En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10 y el 30 %.

Respecto a la *roca sello*, por un lado, el sello regional de la Cuenca es la Formación León. Por otra parte, “las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales, y además las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales” (ANH, 2010, p. 1).

En el citado estudio, al hablar de las *tampas*, la ANH sugiere que “hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio” (2010, p. 1).

2.6. Marco conceptual

El objetivo de un método de recobro es proporcionar mayor recuperación de hidrocarburo de un yacimiento que por agotamiento natural no se puede extraer. La eficiencia de recobro mejorado se refleja en la medida que la tasa de producción es económicamente atractiva. Dicha

eficiencia depende de las características del reservorio, las cuales, en palabras de Latil (1980) son:

- a. Profundidad promedio: la profundidad del reservorio tiene una influencia importante en las técnicas de recobro mejorado. Un reservorio poco profundo restringe la presión de inyección que se puede utilizar, ya que debe ser inferior a la presión de fractura. Económicamente, el costo de un proyecto de recobro está directamente relacionado con la profundidad.
- b. Inclinação de la capa: para el flujo de dos fases en una capa inclinada, en el que la gravedad se opone al barrido, la eficiencia del proceso de inyección se logra con mayores costos. En la práctica, las fuerzas gravitacionales son realmente efectivas solo en los yacimientos que contienen arenas altamente permeables o en los que la caída es inusualmente grande.
- c. Homogeneidad: con el fin de lograr alto recobro de hidrocarburo, no debe haber ningún impedimento para el flujo de fluido dentro del reservorio. Los posibles impedimentos pueden ser de naturaleza tectónica (fallas sellantes) o estratigráfica (variación lateral de facies, lentes, inconformidades). Es aconsejable determinar el grado de comunicación entre los pozos antes de cualquier proyecto de recuperación mejorada, y para este fin, las pruebas de interferencia y los historiales de presión de pozo son valiosos.
- d. Propiedades petrofísicas: porosidad, permeabilidad, permeabilidad relativa (como una función de saturación), presión capilar y mojabilidad son todas las propiedades que deben tenerse en cuenta en el estudio de un proyecto de recobro mejorado.

Cuanto mayor es la porosidad y mayor es la saturación de petróleo residual al final de la fase de recuperación natural, más atractivo se vuelve un proyecto de recuperación. Para recobro mejorado de un reservorio, una alta permeabilidad es alentadora (alta saturación de aceite inicial, gargantas de poro más grandes, etc.). El efecto de las fuerzas capilares sobre la eficiencia de recuperación depende de la tasa de producción. En ocasiones es beneficioso, como por ejemplo cuando ayuda a mantener un frente uniforme entre dos fluidos inmiscibles en un medio poroso heterogéneo (imbibición). Pero las fuerzas capilares a menudo tienen un efecto perjudicial, siendo responsables de la captura de aceite dentro de los poros (traducción propia, pp. 5-6).

Construir el modelo de un yacimiento de petróleo y gas es complejo tanto por la variedad de tipos de datos involucrados como por los diferentes pasos requeridos. El proceso es más fácil si se establece la razón por la que se está construyendo el modelo.

En la actualidad, por lo general, “se construyen modelos geocelulares 3D para la estimación volumétrica, simulación dinámica, planificación de pozos y optimización de la producción o para comprender la incertidumbre inherente a cualquier yacimiento de hidrocarburo” Cannon (2018, p. 4, traducción propia). Sobre todo, un modelo 3D exitoso ayuda en la comunicación de conceptos y en la interpretación de los datos utilizados para caracterizar un potencial en los yacimientos de petróleo o gas.

De acuerdo con Cannon, se modelan yacimientos en 3D porque:

La naturaleza es tridimensional, los reservorios son heterogéneos; lo que nos genera restricción para su muestreo. Además, para comprender el flujo en el reservorio, tenemos que considerar la conectividad en tres dimensiones, en lugar de hacer una correlación simple de pozo

a pozo. Habiendo construido una representación 3D del depósito, se puede usar para almacenar, editar, recuperar y visualizar toda la información utilizada para construir el modelo; en efecto, un modelo es un medio para integrar datos de todas las disciplinas subsuperficiales. (2018, p. 4)

Adicional a lo indicado, Cannon (2018) señala que el modelado de yacimientos también es un desafío porque: 1) se está frente a una mezcla de diversas propiedades geológicas, 2) se deben tener en cuenta los distintos fluidos presentes en el yacimiento, 3) los datos disponibles para construir un modelo representante del yacimiento generalmente son escasos, y 4) el modelo resultante depende de la complejidad estructural, del modelo deposicional, de los datos disponibles y de los objetivos del proyecto. “Construir un modelo de yacimiento utilizable es siempre un compromiso: están tratando de representar el yacimiento, no replicarlo” Cannon (2018).

Si bien es cierto que los avances tecnológicos de los últimos 20 años para el procesamiento de datos y la visualización de los gráficos “ha significado que los geocientíficos puedan construir modelos representativos de un yacimiento para capturar la variabilidad presente en todas las escalas apropiadas del campo” Cannon (2018), también es una realidad que:

[...] los yacimientos son complejos [y, por tanto], debemos ser muy subjetivos sobre la escala a la que modelamos y el nivel de detalle que incorporamos: un reservorio de un hidrocarburo bien puede ser un cuerpo de arena, pero las fallas pueden compartimentalizar ese cuerpo en una serie de acumulaciones separadas. (Cannon (2018)

3. Área de estudio¹

Para determinar el área de estudio se procedió con: recopilar la mayoría de datos del campo como estudios geológicos y petrofísicos, registros eléctricos, estados mecánicos y direccionales de pozos, informes de *mudlogging* y perforación, información sísmica, entre otros. Luego de esta pesquisa fue posible vincular de manera detallada las subunidades geológicas del área de estudio con el modelo estructural, estratigráfico, petrofísico y geoestadístico.

El área de estudio tiene una extensión de 4,5 km² y registra información de 19 pozos perforados, de los cuales el *Pozo_1* se corazonó en la formación Guadalupe superior (figura 7).

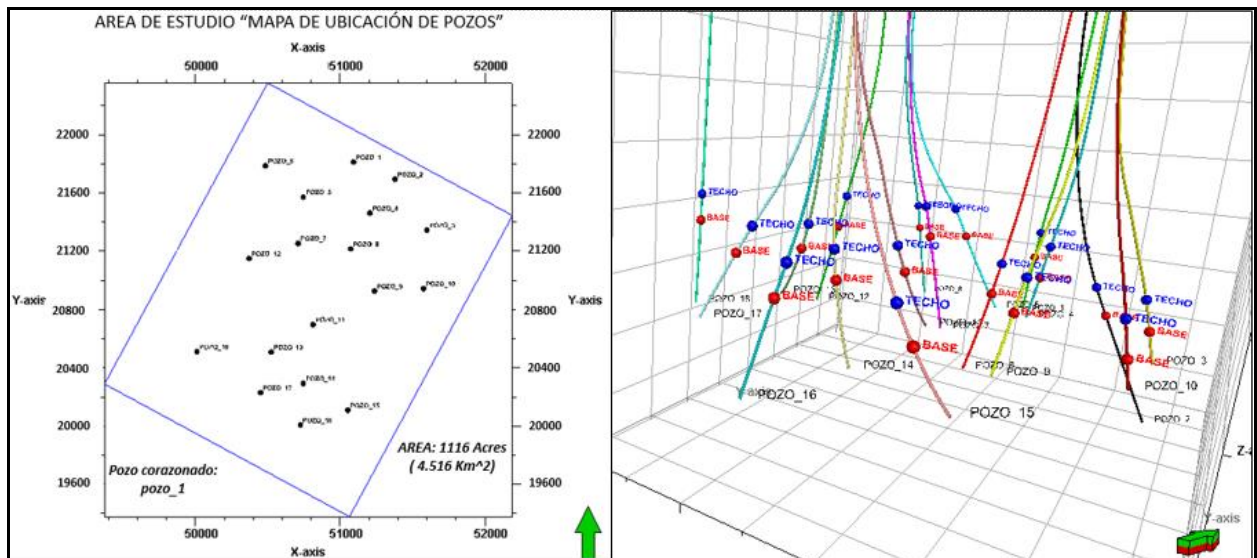


Figura 7. Mapa de ubicación de pozos asociados al área de estudio

¹ Debido a políticas de confidencialidad de la compañía Operadora, la información utilizada para el desarrollo de esta investigación es restringida. Los nombres de campos, pozos y datos relacionados con el estudio no son los reales.

Todos los pozos cuentan con información completa de registros litológicos, de tipo de fluido, de calidad de roca, de evaluación de formaciones y de interpretación de topes de las unidades principales, tal como se indica a continuación:

- Registros litológicos: *gamma ray*, potencial espontáneo y *caliper*.
- Registros de tipo de fluido: resistividad y microresistividad.
- Registros de calidad de roca: porosidad y densidad neutrón.
- Registros de evaluación de formaciones (*mudlogging*).
- Interpretación de topes de las unidades principales.
- Estados mecánicos y direccionales de los pozos.

Mientras que, solo de algunos pozos se tienen datos relacionados con:

- Pressure log test (PLT) e Injection log test (ILT).
- Registros sísmicos dipolares, resonancia magnética e imágenes y puntos de presión de formación.

El área de estudio también cuenta con información sísmica 3D interpretada en sus unidades principales. Se tiene interpretación de horizontes sísmicos y de planos de falla. También, se cuenta con un modelo petrofísico de las unidades geológicas principales².

3.1. Registros eléctricos

Los registros eléctricos de cada pozo se cargaron en un *software* petro-técnico proporcionado por la compañía Operadora. Se realizó control de calidad de la información de la siguiente manera:

² La compañía Operadora cuenta con estudios geológicos del campo que por motivos de confidencialidad no se citan en esta investigación.

- Se verificaron las coordenadas de superficie de cada pozo, alturas sobre el nivel del mar y registros direccionales. Se corroboraron los archivos direccionales de cada pozo con las actas de localización topográficas.
- Se revisaron los registros *gamma ray*. En algunos casos fue necesario normalizar los registros de hueco entubado. Lo anterior, debido a que ciertos pozos no fueron registrados con la misma técnica.
- Se verificó la continuidad de registros, escalas y coherencia en los datos. En algunos casos, se observó interrupción de los registros debido a fallas en la adquisición del registro.
- Se confirmó el estado mecánico y registro direccional de cada pozo. No se presentaron inconsistencias.
- Se realizaron correlaciones entre pozos para verificar coherencia en las electroformas de las curvas. Se observaron anomalías en algunos registros debido a fallas de las herramientas de registro al momento de adquirir la información (figura 8).

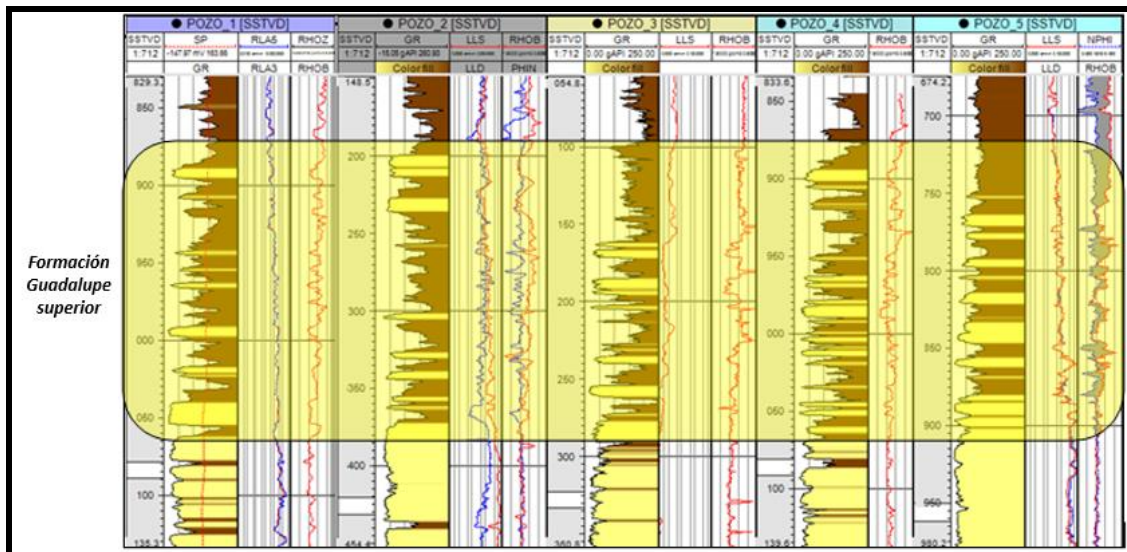


Figura 8. Carga de registros de pozo en software petrotécnico “Área de estudio”.

3.2. Información sísmica

Se cuenta con un cubo sísmico 3D interpretado. Se tienen interpretaciones de los horizontes sísmicos principales y planos de falla asociados al reservorio. No se cuenta con interpretación de subunidades debido a que los espesores de los canales no superan los 25 pies y la resolución de la sísmica es de aproximadamente 80 pies tanto en la vertical como en la horizontal (figura 9).

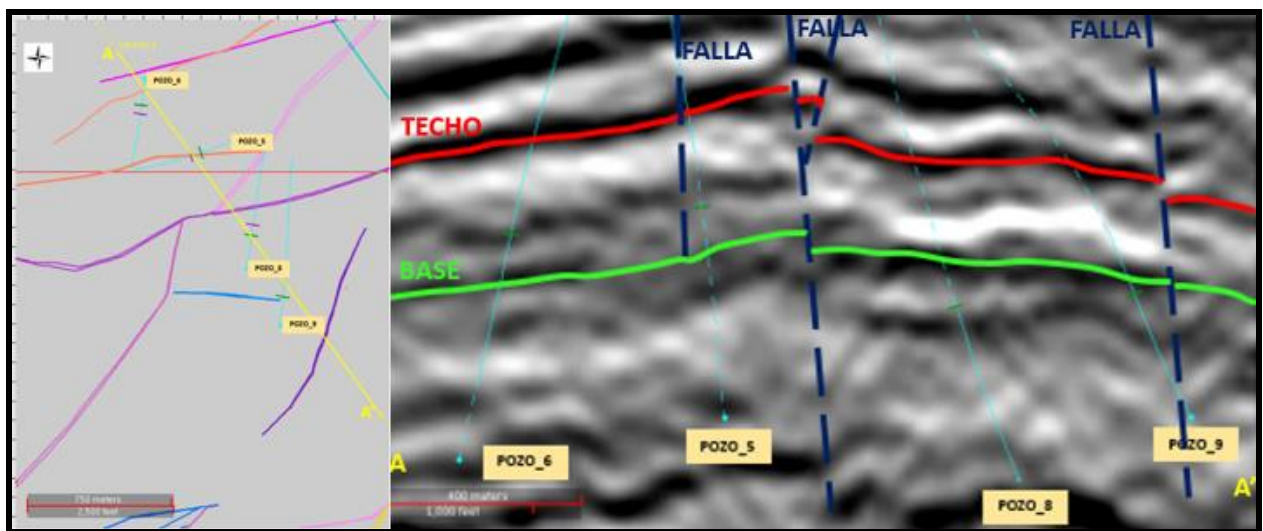


Figura 9. Perfil sísmico en dirección A-A' donde se evidencian los horizontes base y techo de la unidad K1 inferior. Fuente: Calderón (2018).

3.3. Información de corazones

En el área de estudio se cuenta con información de un pozo corazonado en la unidad de interés (formación Guadalupe superior):

- El corazón extraído es de toda la unidad de interés (223 pies de núcleo).
- Se cuenta un *core gamma* y un registro fotográfico detallado pie a pie (figura 10). Se realizó el amarre roca a registro con una descripción detallada del corazón de base a techo.

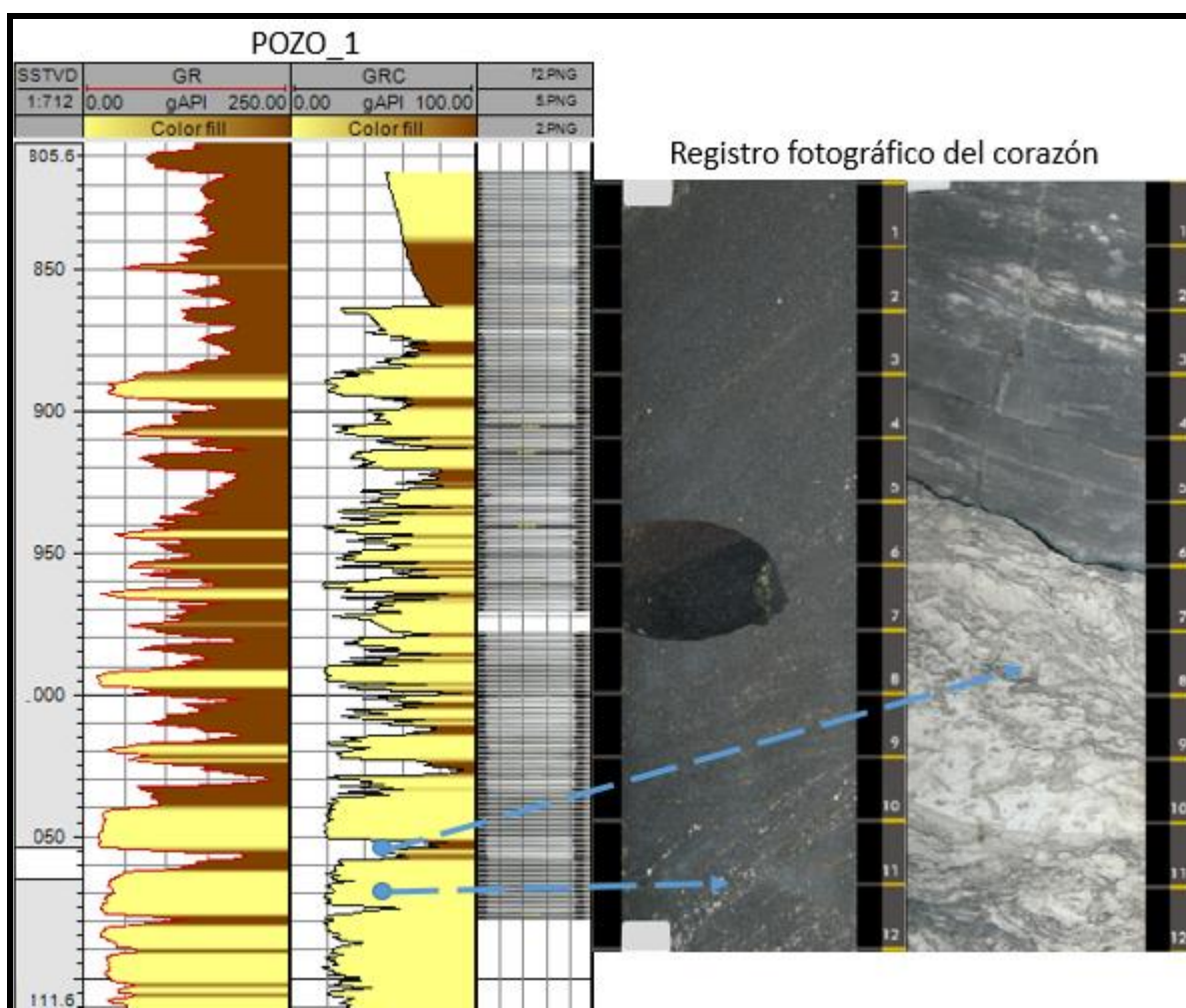


Figura 10. Registro core gamma del pozo corazonado e imagen del registro fotográfico del corazón. Fuente: Lozano, Quintero, Sánchez, Morales, Yepes, Moreno, Lazala y Barrios (2016a).

3.4. Información estructural

El *Campo de estudio* se encuentra en la Cuenca de los Llanos, en el sector sur de la subcuenca Apiay Ariari, limitando al occidente con la Cordillera Oriental y al oriente con la secuencia sedimentaria de la Formación Guayabo, depositada como consecuencia del levantamiento de la Cordillera Oriental durante la Orogenia Andina (figura 11).

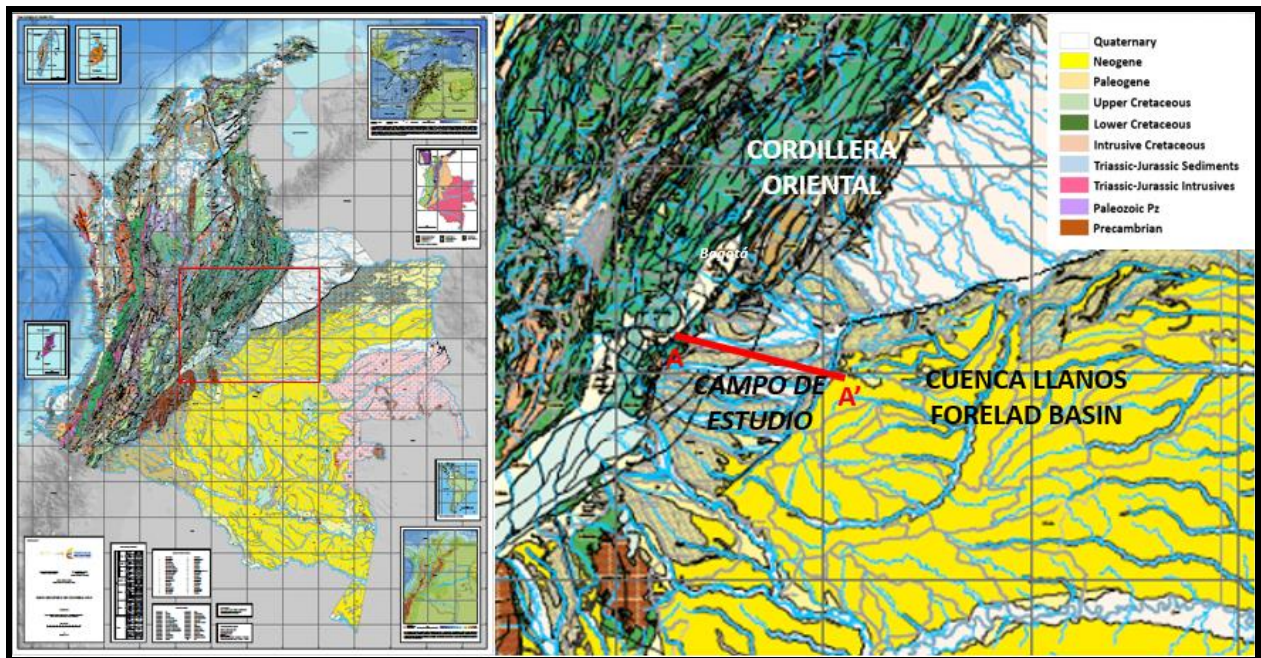


Figura 11. Mapa de localización y geología regional del campo de estudio. Fuente: Mapa Geológico Colombiano, SGC 2015.

3.5. Información estratigráfica

En el *Campo de estudio* se depositaron rocas que van desde el Precretácico hasta el Reciente.

La secuencia depositacional en el área de estudio está caracterizada por sistemas extensionales similares en las unidades Cretácicas (Guadalupe) y compresionales en las unidades terciarias (Mirador y *overburden*). Regionalmente, las Unidades Cretácicas representan una secuencia depositacional de larga duración en el Cretáceo Medio a Superior, separadas por inconformidades a la base y al tope, con numerosas secuencias de menor orden dentro de estas.

La secuencia de capas define las unidades depositacionales en canales extensionales presentes como eventos correlativos, que permiten que las secuencias crono-estratigráficas presentes en el campo coincidan con los topos de las unidades reservorio. Así, se evidencia una continuidad estratigráfica de las unidades Cretácicas (figura 13).

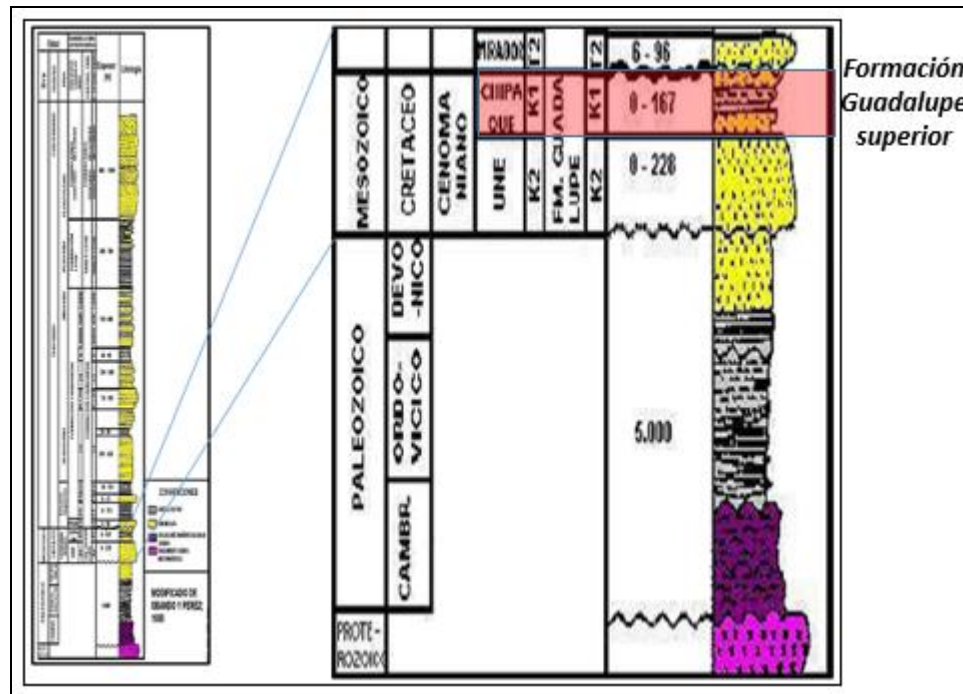


Figura 12. Columna generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales. Fuente: Lozano, Quintero, Sánchez, Morales, Yepes, Moreno, Lazala y Barrios (2016a).

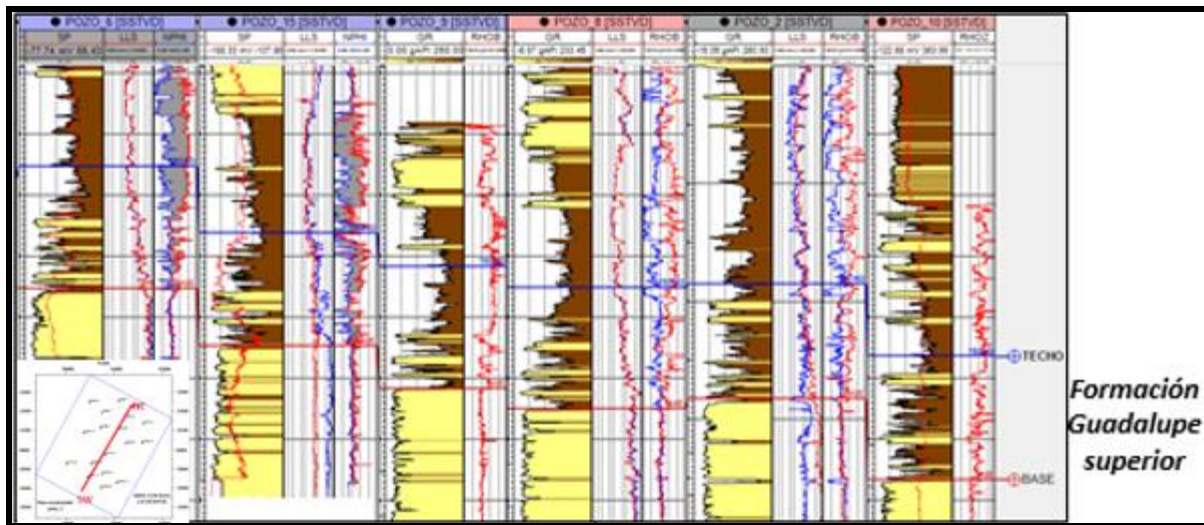


Figura 13. Correlación estructural en dirección SW-NE. Área de estudio

El modelo estático de la zona de estudio se realizó en el reservorio principal del campo (formación Guadalupe superior), incorporando información estratigráfica y sedimentológica que definen las direcciones de depositación del reservorio (figura 14).

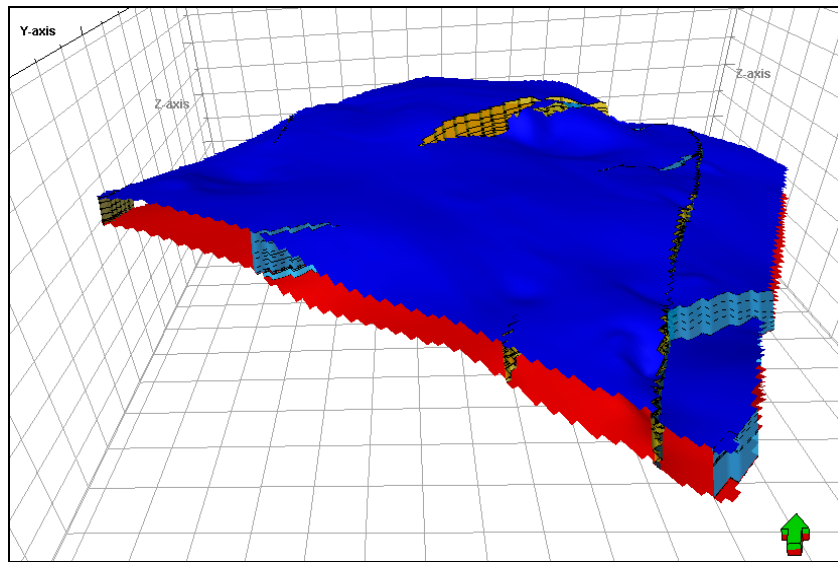


Figura 14. Imagen 3D del área de estudio Formacion Guadalupe Superior.

3.6. Información sedimentológica

La formación Guadalupe Superior corresponde un ambiente de llanura deltaica con canales trenzados (*braid plain*) de alta energía, canales distributarios, bahías de estuario, barras de marea, lodolitas de prodelta y plataforma marina, dentro de un escenario transgresivo regionalmente. Los canales formados en la parte inferior de la formación son unidades arenosas de continuidad lateral y barreras transversales. Las electroformas asociadas son de tipo bloque. Se observan secuencias grano decreciente asociada a meandros y secuencias grano crecientes asociadas a lagos rellenos por sedimentos de canales trenzados. Esta formación presenta espesores que varían entre 500 y 550 pies. La parte inferior de la formación Guadalupe Superior presenta un espesor promedio de 150 pies y esa es la formación de interés (figura 15).

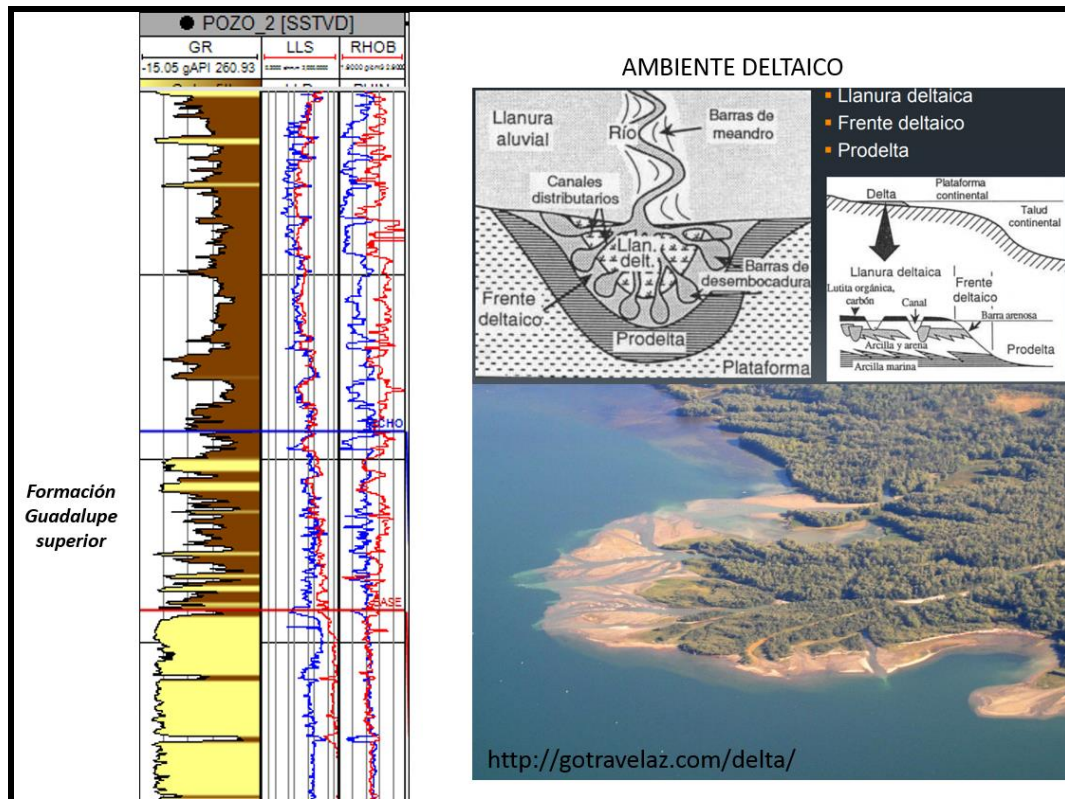


Figura 15. Formación Guadalupe Superior correspondiente a un ambiente deltaico. Fuente: Alzaga, D. y Solórzano, D. (s. f.); Gotravelaz (2015).

3.7. Información petrofísica

El campo de estudio cuenta con un modelo petrofísico de la formación Guadalupe Superior, de base a techo. La evaluación petrofísica contempló los estimativos de porosidad, permeabilidad y saturación de agua de las respectivas unidades de flujo y petrofacies de la formación Guadalupe Superior.

El control de calidad de los registros de pozo utilizados en la validación del modelo petrofísico se hizo a través de Crossplots, con los cuales se determinó la correlación de los pozos cercanos con su respuesta eléctrica en la unidad de interés.

En resumen, las propiedades petrofísicas del yacimiento de interés tienen porosidades de alrededor del 15 % al 25 % y permeabilidades de 300mD-3D. La saturación de agua se calculó a partir de capilares (*corey*) y permeabilidades relativas en plato poroso y en centrífuga. Uno de los objetivos de este estudio es analizar la variografía del área de estudio con base en la información geológica y petrofísica identificando los parámetros de variabilidad para el estudio geoestadístico.

3.8. Información de producción

Los patrones de inyección del área de estudio corresponden a los pozos “Pozo_13 y Pozo_14. El yacimiento de estudio “unidad K1 inferior” presenta las propiedades indicadas en la figura 16.

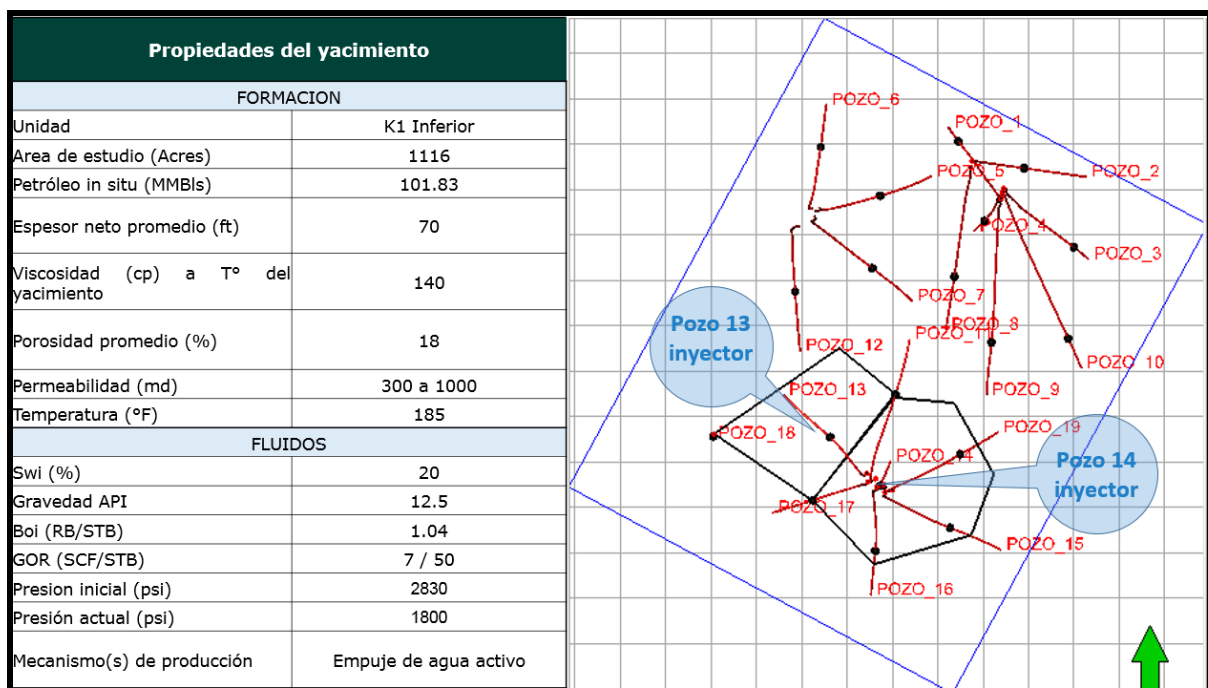


Figura 16. Propiedades del yacimiento y ubicación de los patrones y polígonos de inyección del área de estudio (Pozo_13 y Pozo_14). Fuente: Lozano, Quintero, Sánchez, Morales, Yepes, Moreno, Lazala y Barrios (2016b).

Como mecanismo de producción se tiene un acuífero activo que da soporte de presión lateral y de fondo al yacimiento. Debido a la heterogeneidad del yacimiento (Unidad K1 inferior: ambiente de depositación de canales fluviales y marinos transicionales) el soporte de fondo no es eficiente.

El contacto de agua - aceite más cercano a la unidad estudio (K1 inferior) se encuentra a 300 pies en promedio por debajo desde la BASE de la unidad. Esta información fue verificada con registros de pozo ilustrados en correlaciones realizadas a los pozos del área de estudio.

La historia de producción de los pozos *offset* se puede evidenciar en los siguientes perfiles:

3.8.1 Información de producción *Pozo_13*

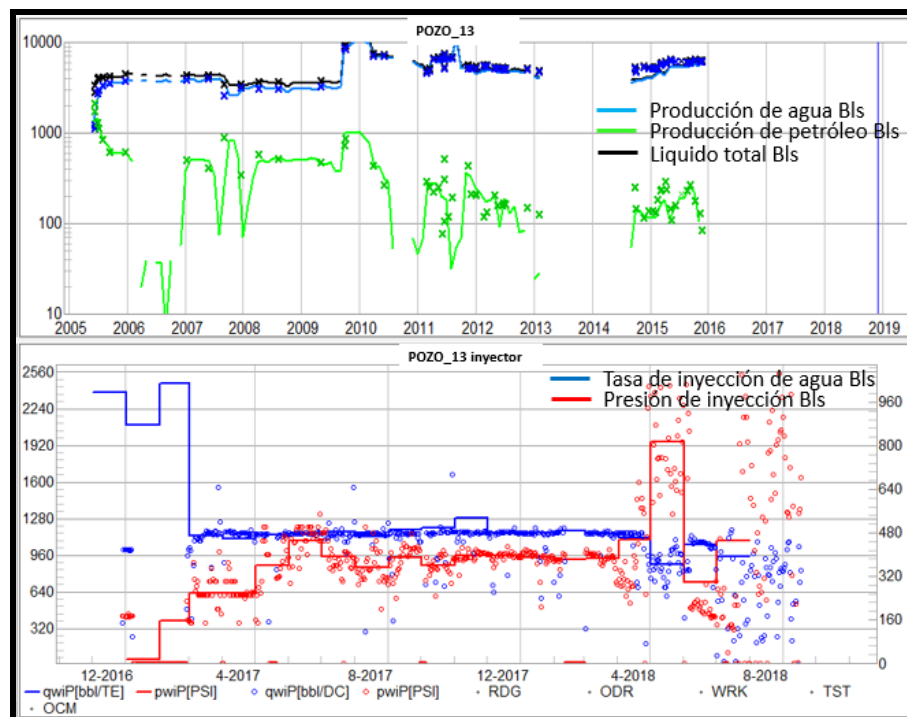


Figura 17. Perfil de producción y de inyección de fluidos *Pozo_13*. Fuente: Ecopetrol (2018).

El *Pozo_13* inició su producción en la unidad K1 inferior y Guadalupe masivo (*commingled*) en mayo del 2005. El volumen inicial de líquido total producido fue de 5000 Bls, 400 Bls de

aceite y un 92% de BSW. En el 2012 se aisló la unidad Guadalupe masiva por baja productividad de petróleo.

En febrero del 2012 se puso en producción el pozo en las arenas del K1 inferior y el tope del Guadalupe masivo. Este inició con 5561 Bls de líquido total, 118 Bls de aceite y un BSW del 97.8 %. En promedio, el pozo mantuvo una producción de líquido total de 6000 Bls, volumen de aceite de 180 Bls de aceite y un BSW del 97 %.

Debido a su baja productividad de aceite y alto BSW en diciembre del 2015 se decidió convertir el pozo a inyector en las arenas de K1 inferior. Se estabilizó la tasa de inyección de agua en 1100 Bls de agua por día con una presión que fluctuó desde 640 psi hasta 1000 psi. En mayo del 2018 se observó un incremento en la presión de inyección alrededor de los 2000 psi.

3.8.2 Información de producción *Pozo_14*

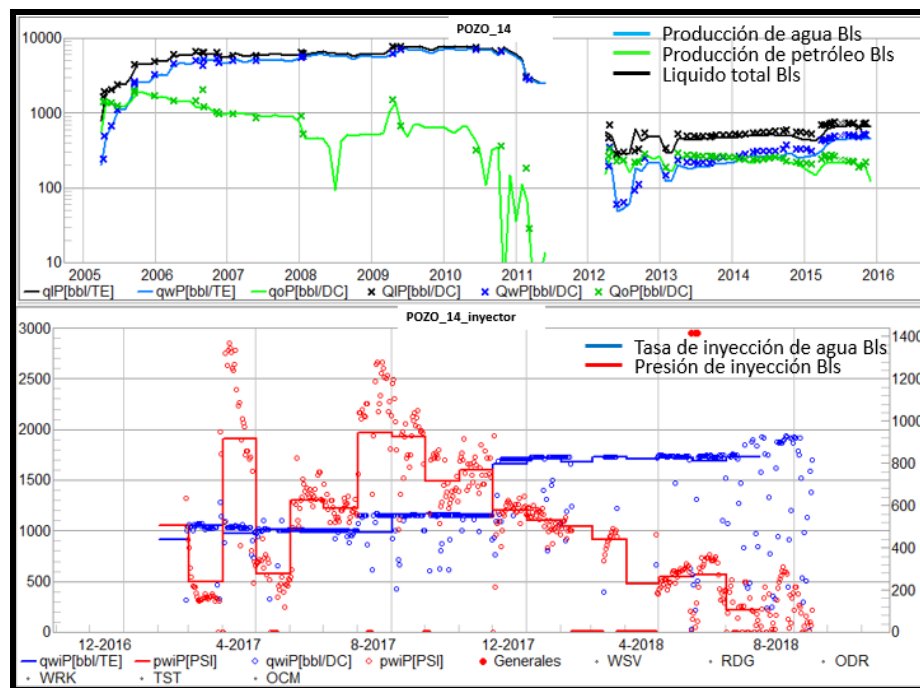


Figura 18. Perfil de producción y de inyección de fluidos *Pozo_14*. Fuente: Ecopetrol (2018).

El *Pozo_14* inició su producción en la unidad K1 inferior y Guadalupe masivo (*commingled*) en abril del 2005. El volumen inicial de líquido total producido fue de 4500 Bls, 1100 Bls de aceite y un 76% de BSW. En el 2012 se aisló la unidad Guadalupe masiva por baja productividad de petróleo.

El pozo inició producción en febrero del 2013 de las arenas de K1 inferior y el Guadalupe masivo con 337 Bls de líquido total, 189 Bls de aceite y 44% de BSW. Aumentó su producción de líquido hasta 855 Bls por día, su producción máxima de aceite fue de 314 Bls y un BSW máximo de 72 %. El pozo se cerró con 733 Bls de líquido total, 222 Bls de aceite y 70 % de BSW. Debido a su baja producción de aceite en diciembre del 2015 se convirtió a inyector en las arenas de K1 inferior. La tasa de inyección inicial fue de 1050 psi con una variación en la presión desde 500 psi hasta los 2000 psi. A partir de enero del 2018 se incrementó la tasa de inyección hasta 1700 psi y se observó un decremento en la presión hasta los 200 psi.

3.8.3 Información de producción *Pozo_17* y *Pozo_18*

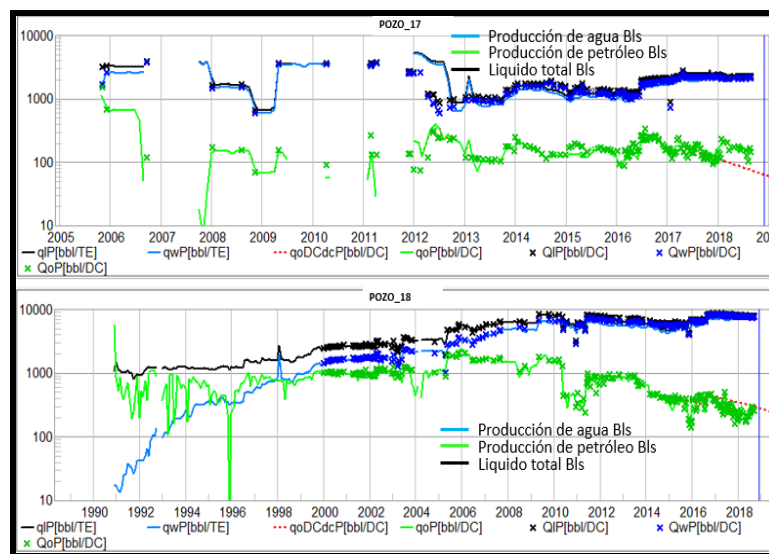


Figura 19. Perfil de producción de fluidos *Pozo_17* y *Pozo_18*. Fuente: Ecopetrol (2018).

El *Pozo_17* inició su producción en la unidad K1 inferior y Guadalupe masivo (*commingled*) en enero del 2012. El volumen inicial de líquido total producido fue de 1200 Bls, 290 Bls de aceite y 74% de BSW. Actualmente está produciendo 2300 Bls de líquido total, 140 Bls de aceite con 94% de BSW.

El *Pozo_18* inició su producción en la unidad K1 inferior y Guadalupe masivo (*commingled*) en enero del 2012. El volumen inicial de líquido total producido fue de 7900 Bls, 830 Bls de aceite y un 89% de BSW. Actualmente el volumen de líquido total es de 7750 Bls, 280 Bls de aceite con 96 % de BSW.

3.8.4 Información de producción *Pozo_15*, *Pozo_16* y *Pozo_11*

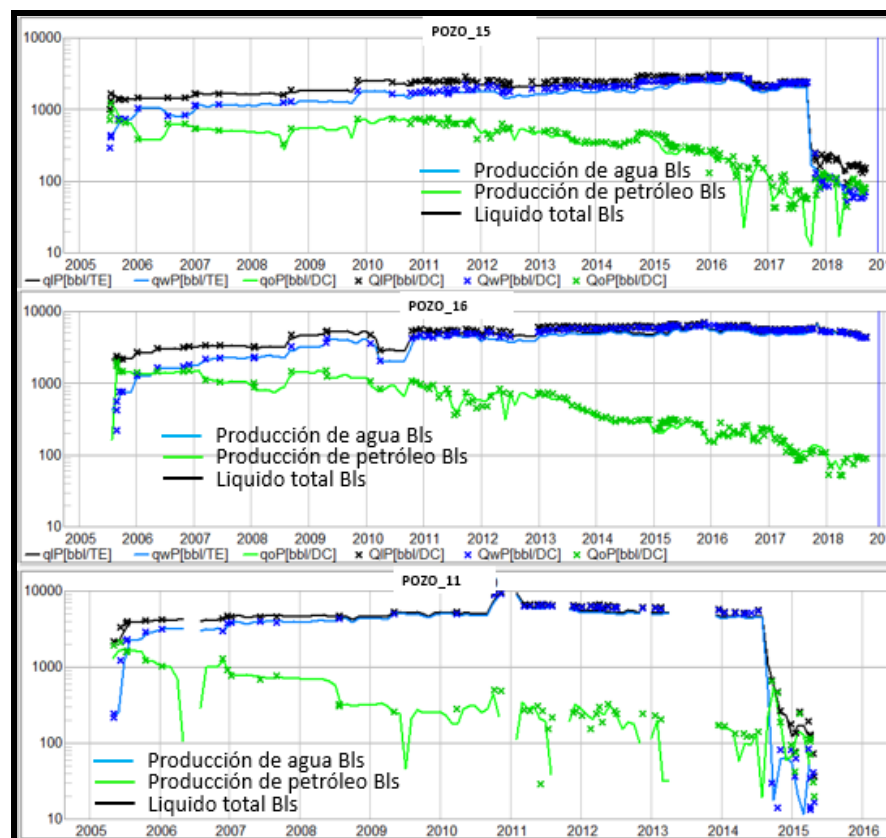


Figura 20. Perfil de producción de fluidos *Pozo_15*, *Pozo_16* y *Pozo_11*. Fuente: Ecopetrol (2018).

El *Pozo_15* inició su producción en la unidad K1 inferior y Guadalupe masivo (*commingled*) en febrero del 2012. El volumen inicial de líquido total producido fue de 2500 Bls, 450 Bls de aceite y 82 % de BSW. A partir de octubre del 2017 se aisló la unidad Guadalupe masivo y empezó a producir de la unidad K1 inferior. En la actualidad está produciendo 151 Bls de líquido total, 80 Bls de aceite con 47 % de BSW.

El *Pozo_16* inició su producción en la unidad Guadalupe masivo en mayo del 2005. El volumen inicial de líquido total producido fue de 4500 Bls, 1100 Bls de aceite y 76 % de BSW. En enero de 2017 se registró un volumen de líquido total de 5800 Bls, 482 Bls de aceite y un 90 % de BSW. Actualmente está produciendo 4400 Bls de líquido total, 89 Bls de aceite con 98 % de BSW. Para este pozo se propone a futuro aislar la unidad Guadalupe masivo y dejarlo produciendo en K1 inferior.

El *Pozo_11* inició su producción en la unidad K1 inferior y Guadalupe masivo (*commingled*) en mayo del 2005. El volumen inicial de líquido total producido fue de 4500 Bls, 1500 Bls de aceite y 60 % de BSW. A partir de diciembre del 2014 se aisló la unidad Guadalupe masivo y empezó a producir de la unidad K1 inferior al alcanzar un volumen de líquido total de 7000 Bls y 80 Bls de aceite. La producción de la unidad K1 inferior fue nula y se decidió cerrar el pozo. Actualmente el pozo continúa cerrado.

3.8.5 Información de producción *Pozo_19*

El *Pozo_19* inició su producción en la unidad K1 inferior y Guadalupe masivo (*commingled*). El volumen inicial de líquido total producido fue de 2700 Bls, 1100 Bls de aceite y 59% de BSW. A partir de noviembre del 2017 se aisló la unidad Guadalupe masivo y empezó a producir de la unidad K1 inferior al alcanzar un volumen de líquido total de 7500 Bls y 180 Bls de aceite.

La producción de líquido total en la unidad K1 inferior fue de 612 Bls, 110 Bls de aceite y 82 % de BSW. Actualmente el volumen de líquido total es de 350 Bls, 120 Bls de aceite y un 64 % de BSW.

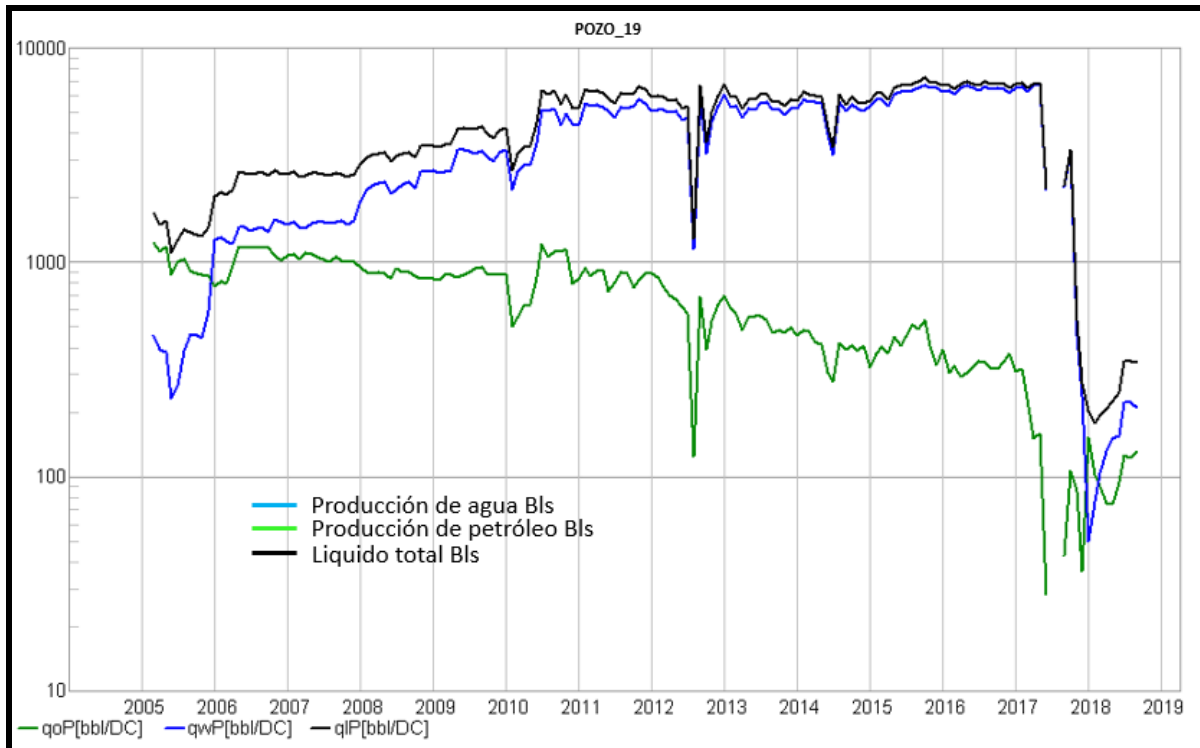


Figura 21. Perfil de producción de fluidos Pozo_19. Fuente: Ecopetrol (2018).

3.9. Información de presiones de formación

En algunos pozos ubicados en el área de estudio se tienen presiones MDT de los años 2017 y 2018 suministrados por la Operadora. Con esta información se realizaron mapas de presión para cada uno de los ciclos llevados a un mismo *datum* (-5600 pies TVDss). Los grados API de crudo son 12,5 y el gradiente de presión es 0.4256 psi/pie.

En el mapa de presiones del ciclo TOPE_1 se indican los dos patrones de inyección (*Pozo_13 Iny*, *Pozo_14 Iny*). La presión de formación oscila entre 1900 y 2100 psi. La presión disminuye

en dirección oeste-este. La presión ha disminuido alrededor de 800 libras desde su presión original. La presión original del ciclo oscilaba entre 2600 y 2800 psi (año 2005).

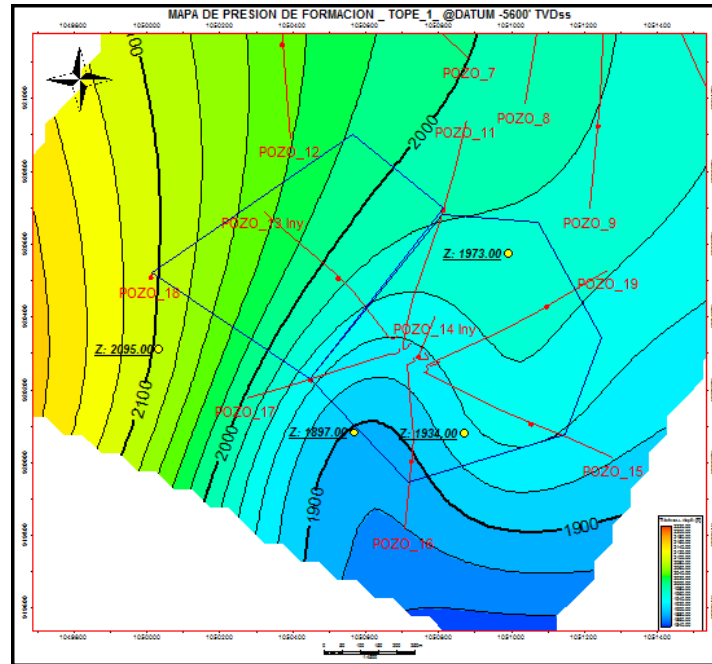


Figura 22. Mapa de presión de formación ciclo *Tope_1*.

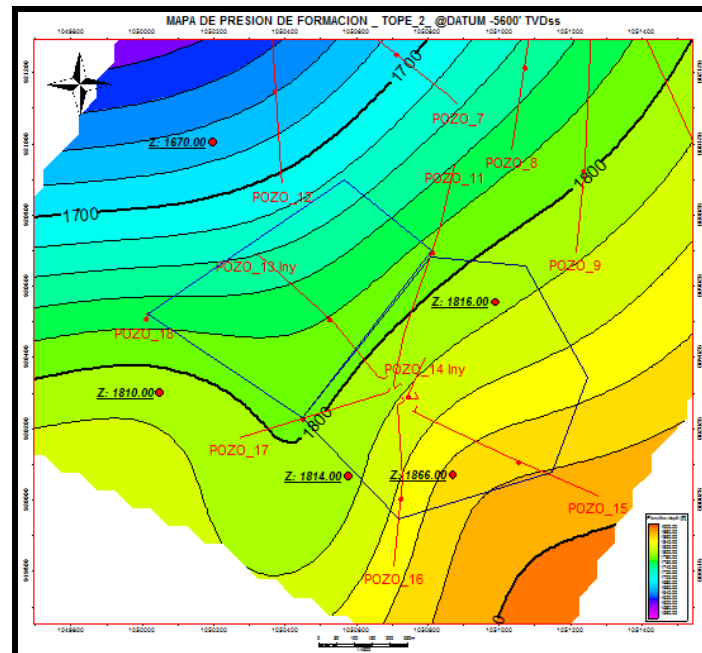


Figura 23. Mapa de presión de formación ciclo *Tope_2*

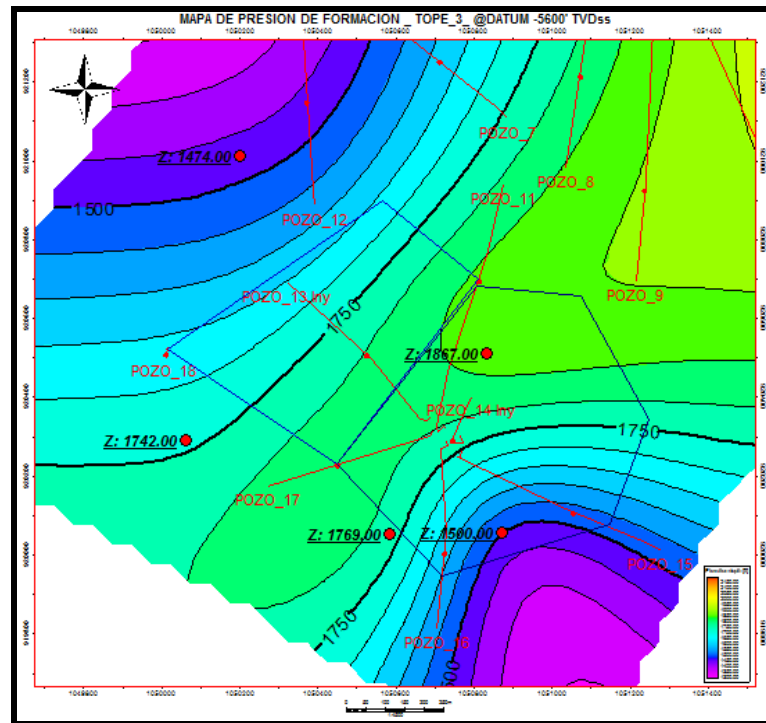


Figura 24. Mapa de presión de formación ciclo Tope_3

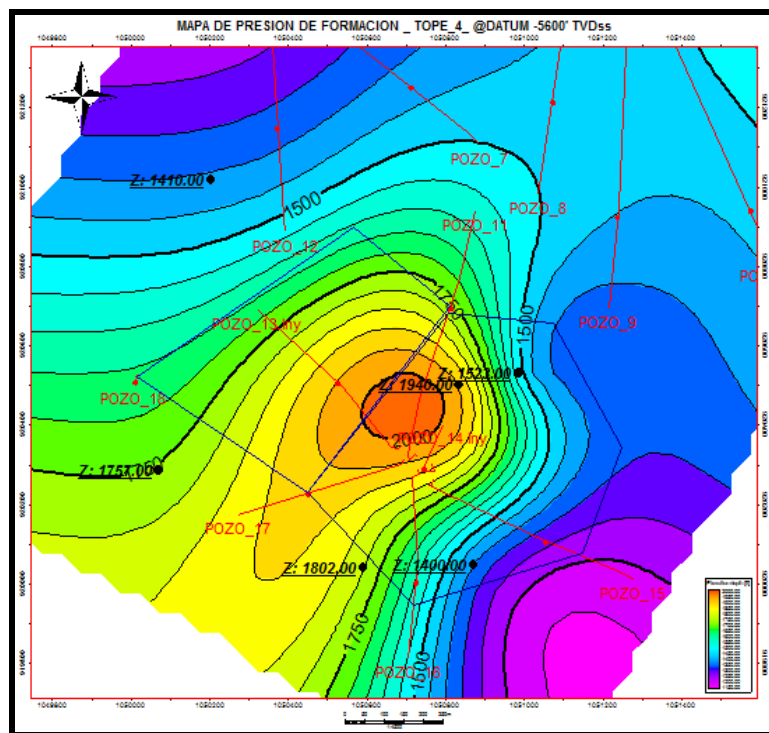


Figura 25. Mapa de presión de formación ciclo Tope_4

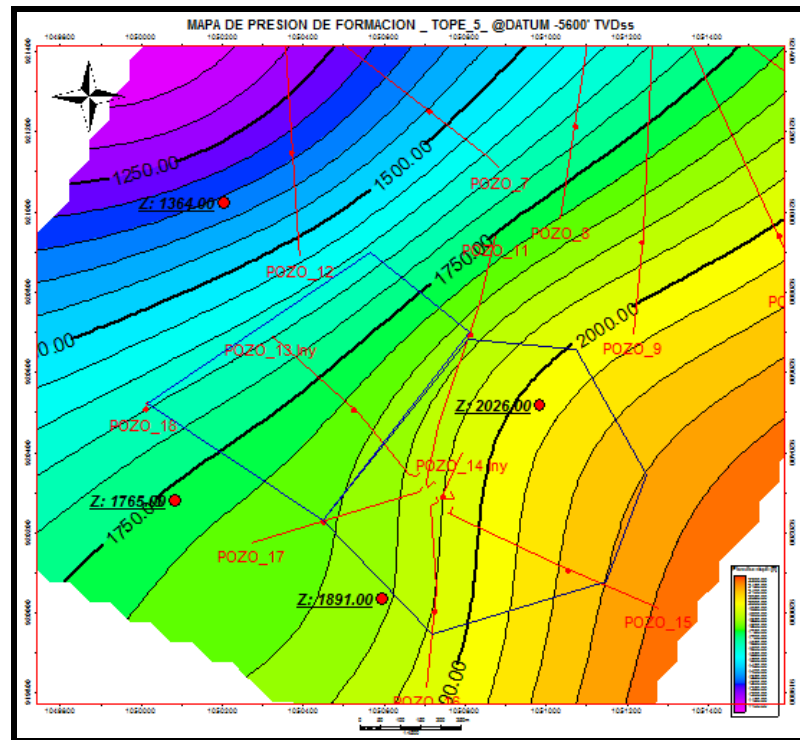


Figura 26. Mapa de presión de formación ciclo Tope_5

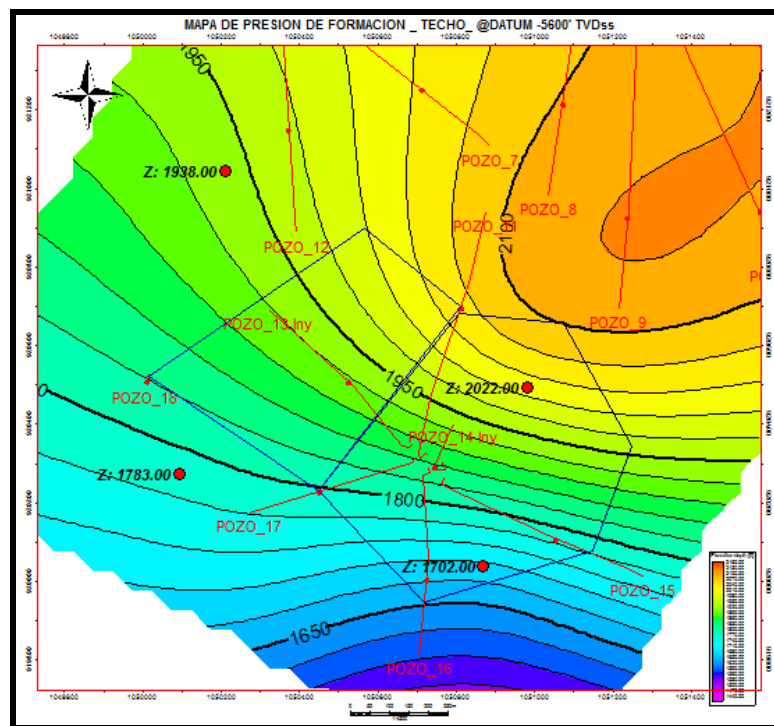


Figura 27. Mapa de presión de formación ciclo TECHO

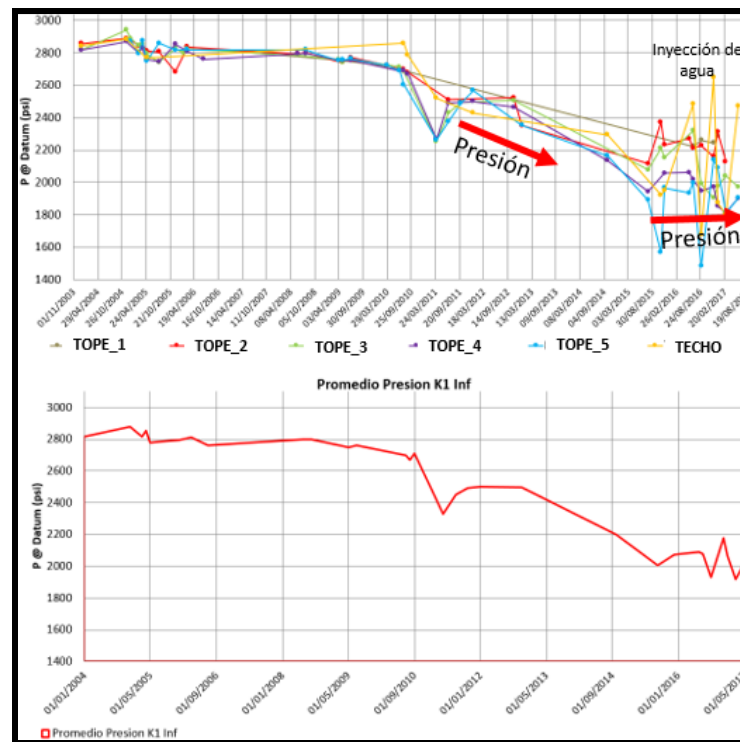


Figura 28. Cross plot presión vs. tiempo_ciclos unidad K1 Inferior

Nótese que la presión de las unidades hidráulicas de la unidad K1 inferior venían en decremento hasta el año 2015. Al iniciar la inyección de agua la presión del yacimiento se ha mantenido en el orden de los 2000 psi.

4. Modelo estratigráfico

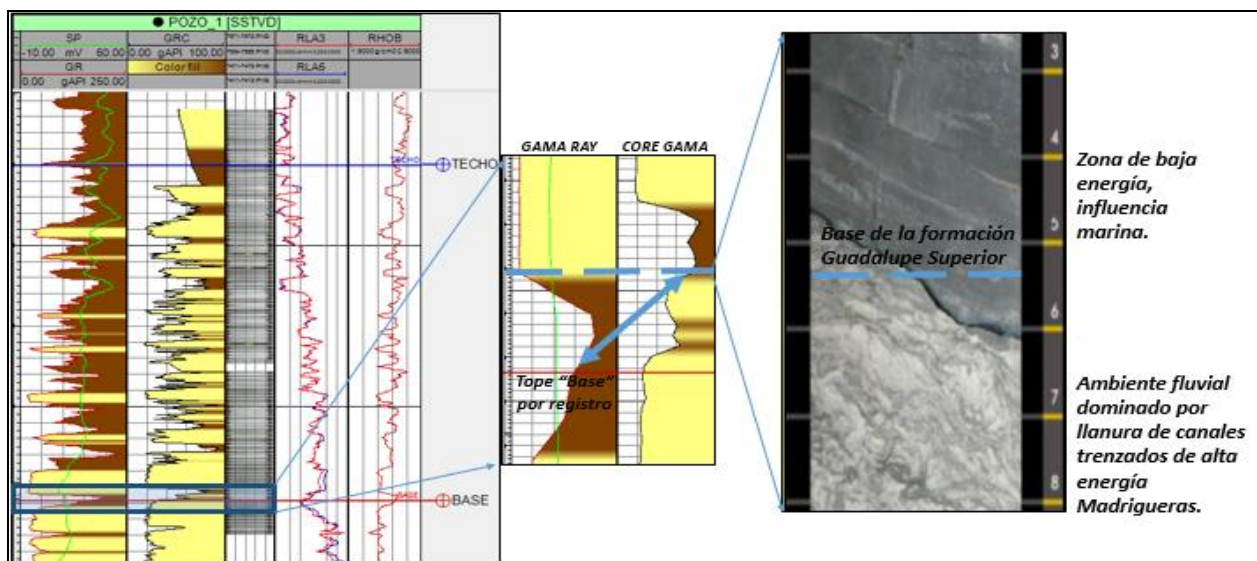
4.1. Metodología

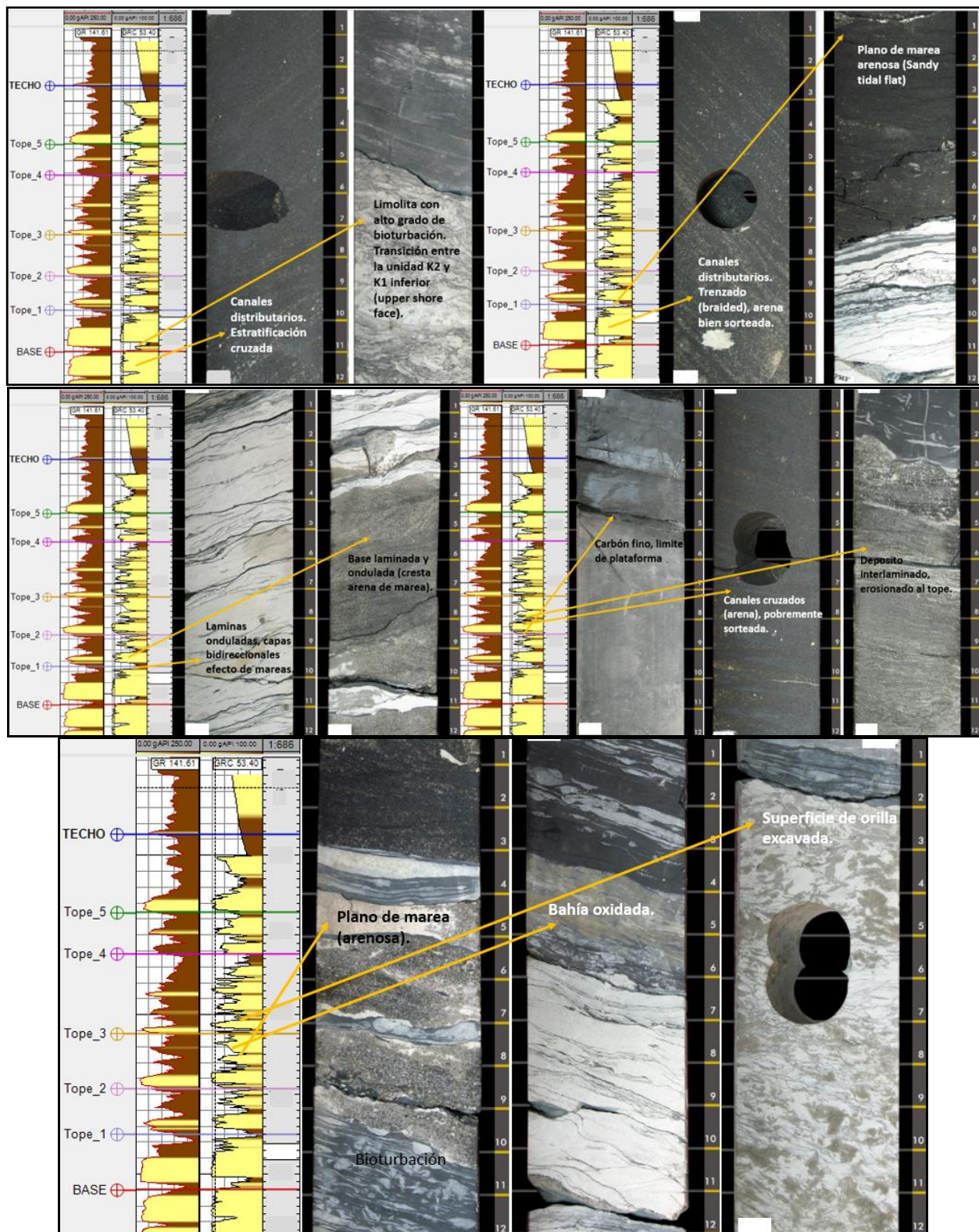
En el área de estudio se tienen 19 pozos de los cuales el *Pozo_1* cuenta con un corazón de la formación Guadalupe Superior. Para iniciar el análisis estratigráfico y estructural se realizó el cargue de la información del *Pozo_1* en el *software* petrotécnico Petrel. Se cargaron: registros litológicos (GR, *core gamma* y SP), información direccional, registros de tipo de fluido

(resistividad somera y profunda), registros de calidad de roca (densidad y porosidad) y registro fotográfico del corazón.

4.1.1 Amarre roca a registro

Se realizó el amarre roca-registro así: se definieron 6 ciclos de depositación, utilizando como criterio los niveles máximos de inundación como tope de cada ciclo. La interpretación del corazón permitió identificar ciclos de ambiente fluvial (ciclos inferiores) y deltaico (ciclos superiores) con influencia de olas y mareas. Los cuerpos de arena presentan espesores que varían entre 5 y 25 pies. Los shales o limolitas arcillosas corresponden a las facies finas de los subambientes mencionados (ver figura 29).





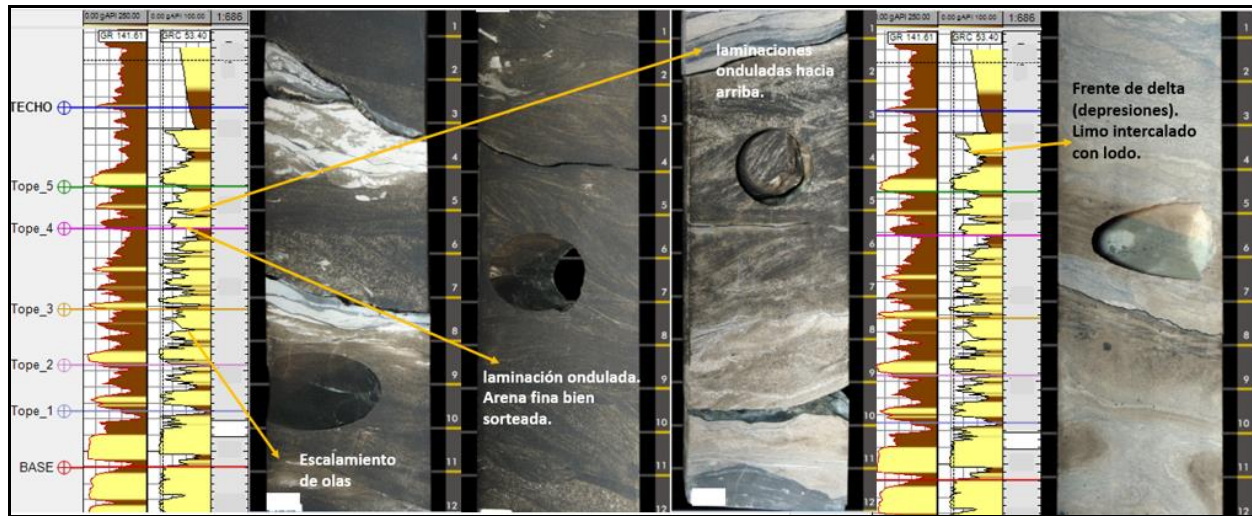


Figura 29. Amarre roca a registro realizado al Pozo_1 del área de estudio. Fuente: Lozano, Quintero, Sánchez, Morales, Yepes, Moreno, Lazala y Barrios (2016a).

La caracterización de los estratos de la unidad K1 inferior se realizó basados en la clasificación de las electrofacies de la figura 30. A partir de esta clasificación se definieron los ciclos de depositación como se observa en la figura 31.

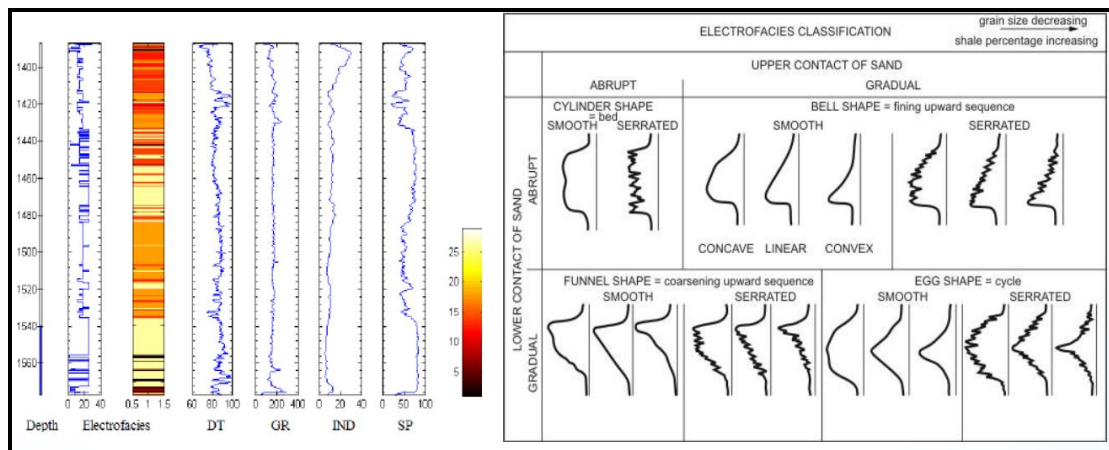


Figura 30. Clasificación de electrofacies. Fuente: Herrera (2018).

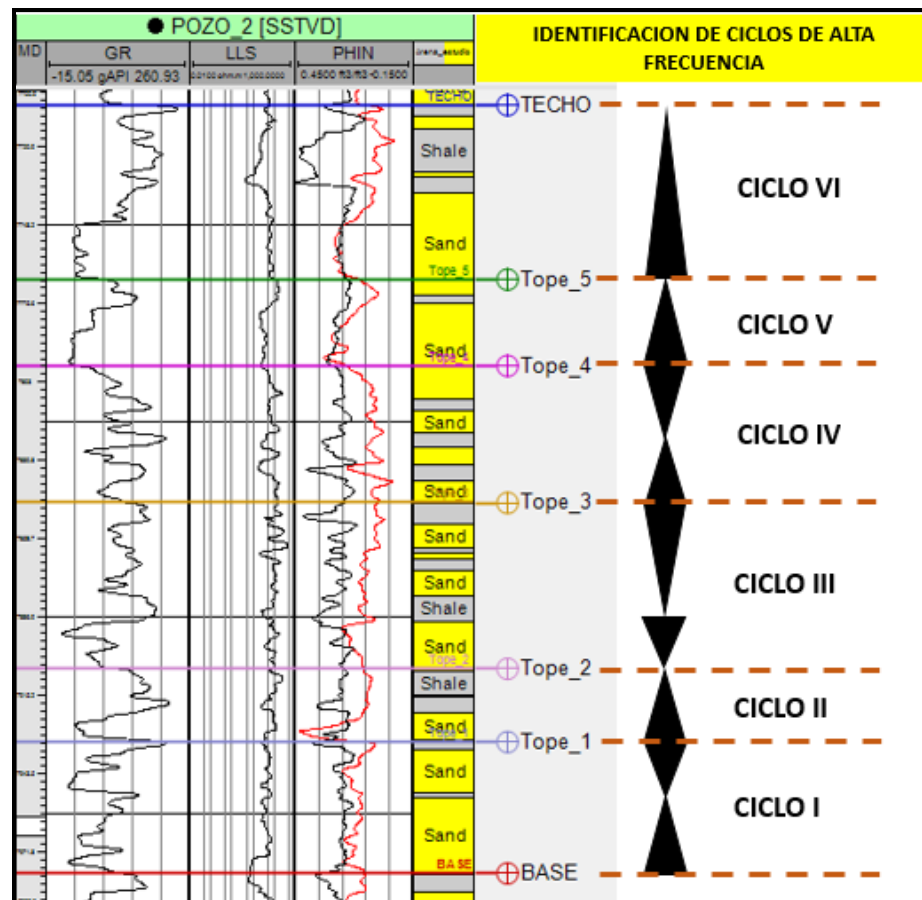


Figura 31. Identificación de ciclos de alta frecuencia. Fuente: Herrera (2018).

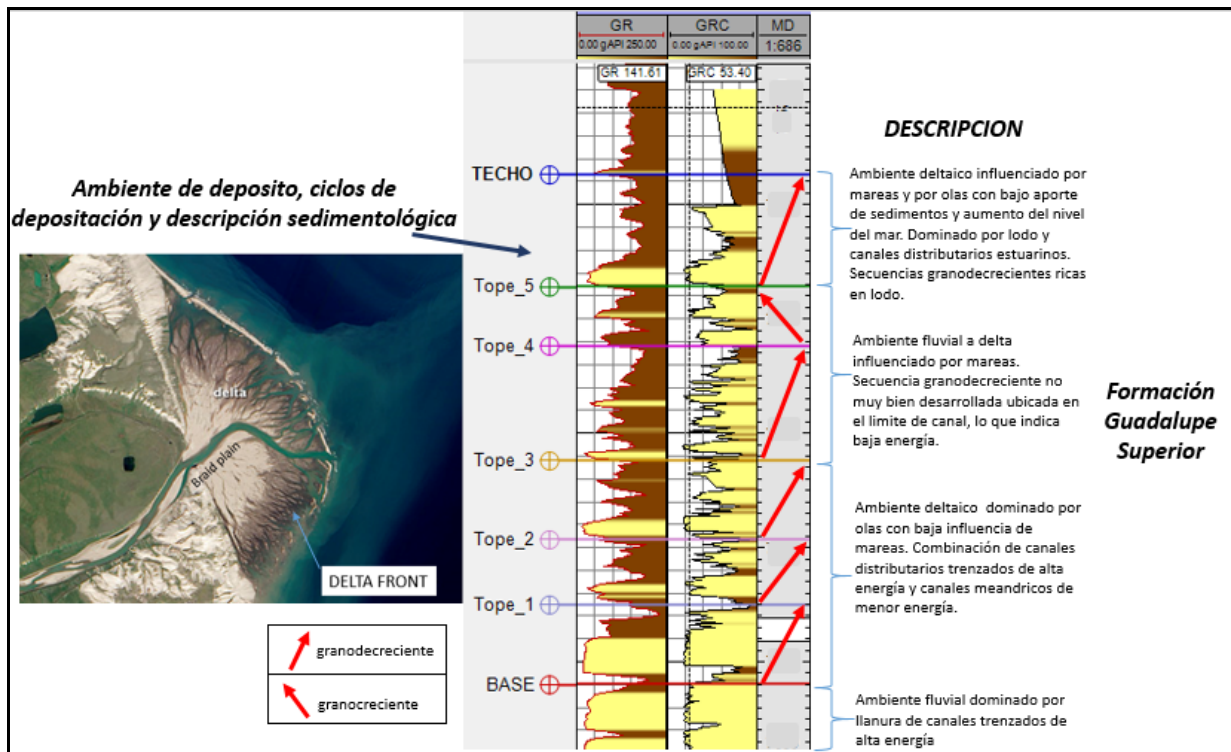


Figura 32. Ambiente de depósito, ciclos de deposición y descripción sedimentológica realizado al Pozo_1 del área de estudio. Fuente: GRAGEAS, 2017.

Con base en la definición de los topes de ciclos de deposición para el Pozo_1, se realizaron correlaciones estratigráficas con los pozos *offset* y se picaron los topes de los ciclos de los pozos involucrados en el área de estudio. Los topes de base a techo de la unidad se definieron con los nombres BASE, Tope_1, Tope_2, Tope_3, Tope_4, Tope_5 y TECHO como se observa en las correlaciones estratigráficas de las figuras 33-35.

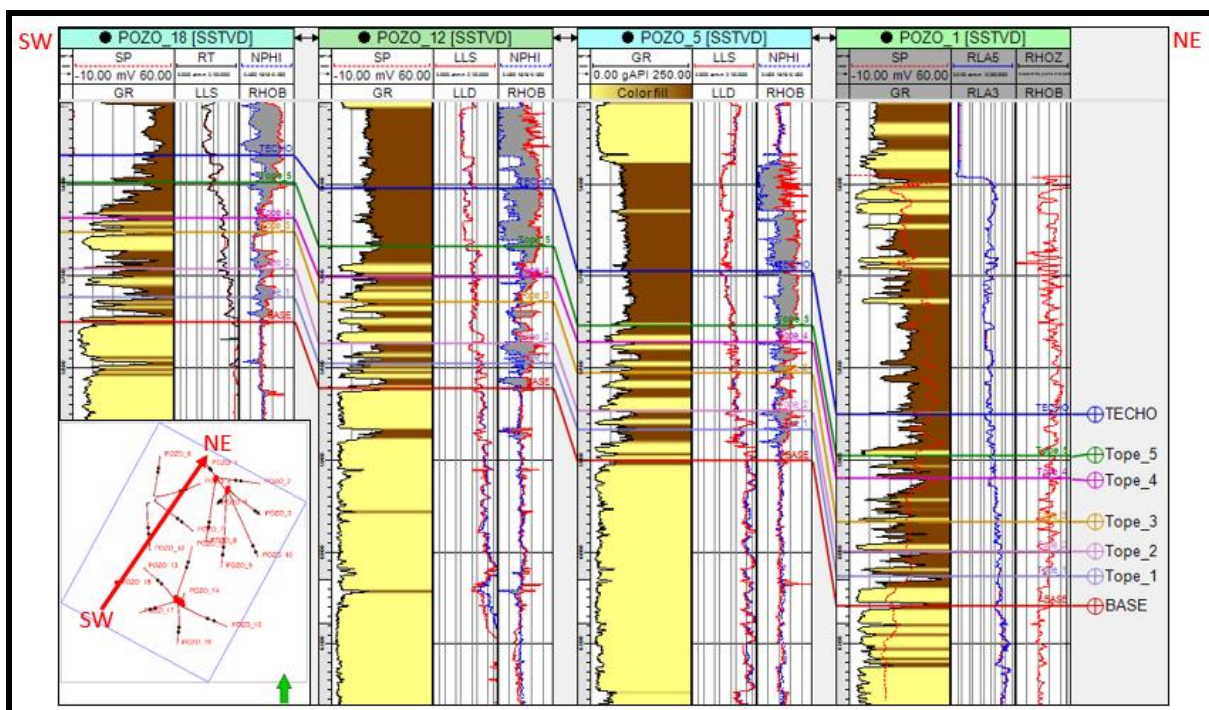


Figura 33. Correlación estratigráfica en dirección SW-NE de los pozos del área de estudio

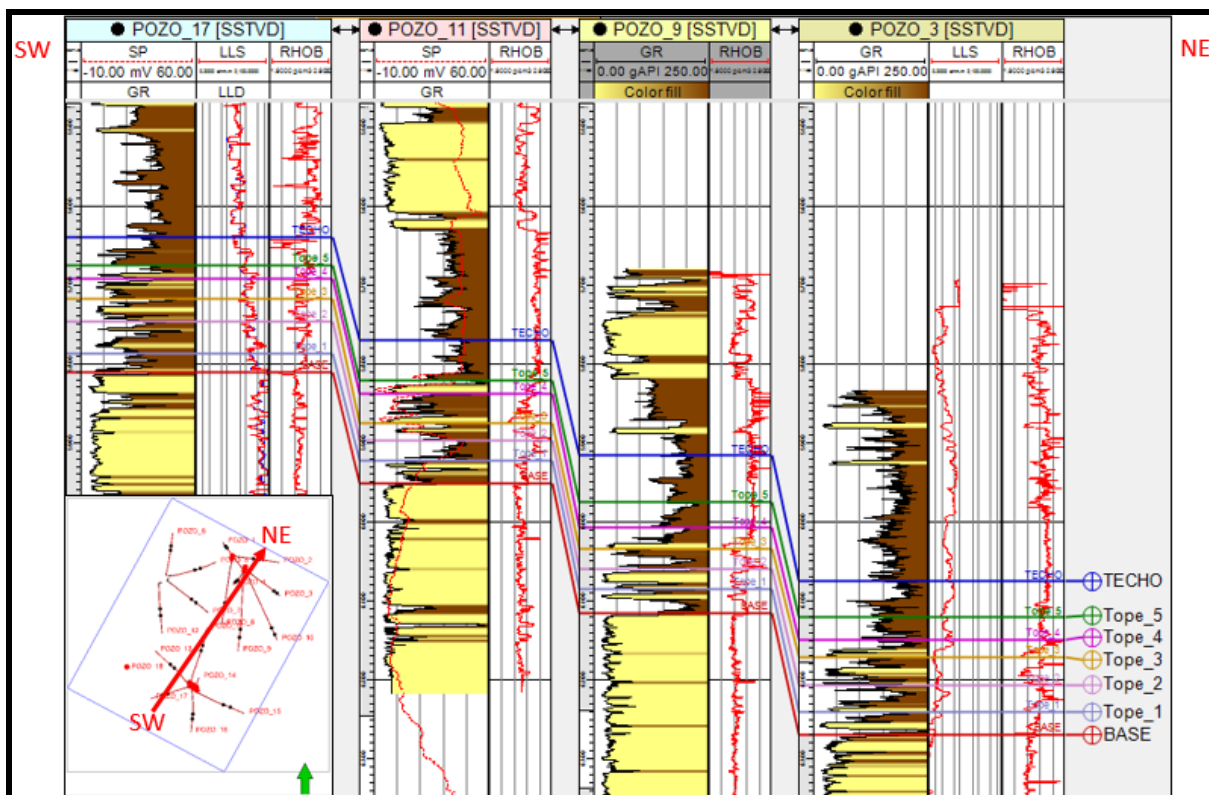


Figura 34. Correlación estratigráfica en dirección SW-NE de los pozos del área de estudio.

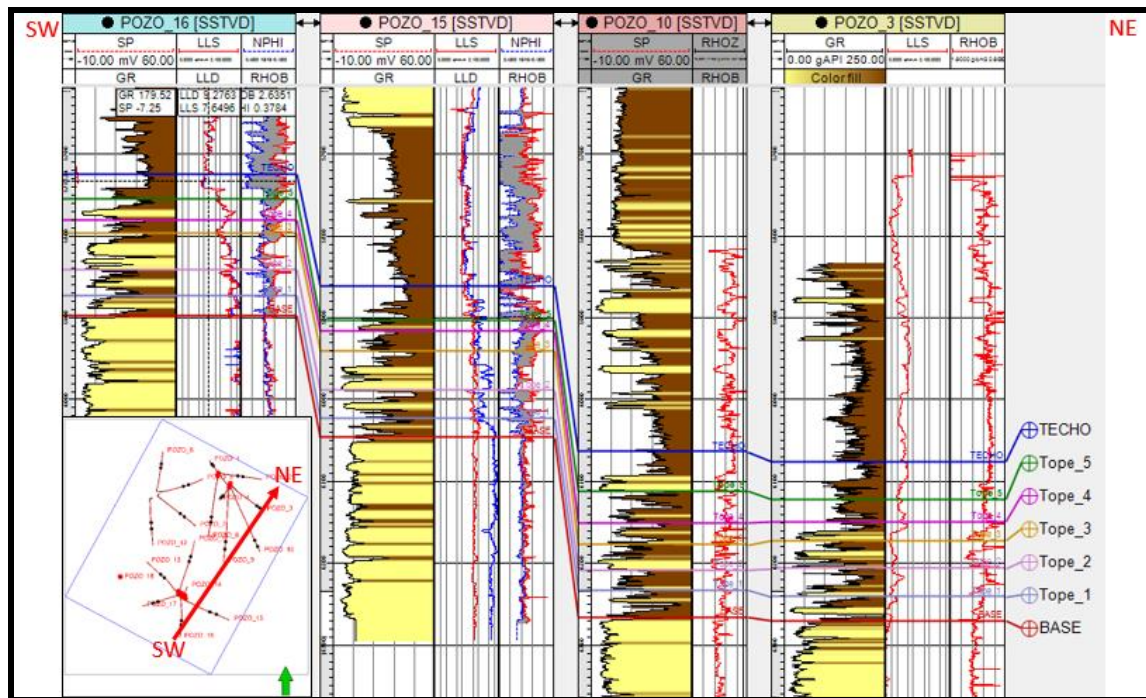


Figura 35. Correlación estratigráfica en dirección SW-NE de los pozos del área de estudio.

4.1.2 Mapas de arena neta y mapas de electrofacies

Siguiendo la metodología para vincular los ciclos de depositación al modelo estratigráfico del campo se realizaron mapas de arena neta y mapas de electrofacies para cada ciclo. Basados en el estudio de la Society of Petroleum Engineers (2015), se tomó como base la información de los registros de imágenes de los pozos: *Pozo_1*, *Pozo_6*, *Pozo_7*, *Pozo_10*, *Pozo_11* y *Pozo_13*.

A estos datos se les corrigió el valor del dip estructural con el objeto de mostrar con mayor precisión la dirección de las paleocorrientes. Los *plots* contienen tanto las estratificaciones cruzadas originales como las corregidas por el buzamiento estructural.

En el registro de imagen del corazonado del *Pozo_1* se identifica hacia la parte media y baja de la formación Guadalupe Superior que aumenta el contenido de arena pero el contraste de resistividades indica que solo hasta la parte baja disminuye el contenido de lodo en las arenas. Las estratificaciones cruzadas corregidas por el buzamiento estructural señalan una tendencia

principal de paleocorriente hacia el NW con ángulos de buzamiento de 4 a 8 grados como se muestra en la figura 36. El registro de imagen del *Pozo_6* define la dirección de las paleocorrientes en sentido SW con buzamientos bajos de entre 6 y 10 grados.

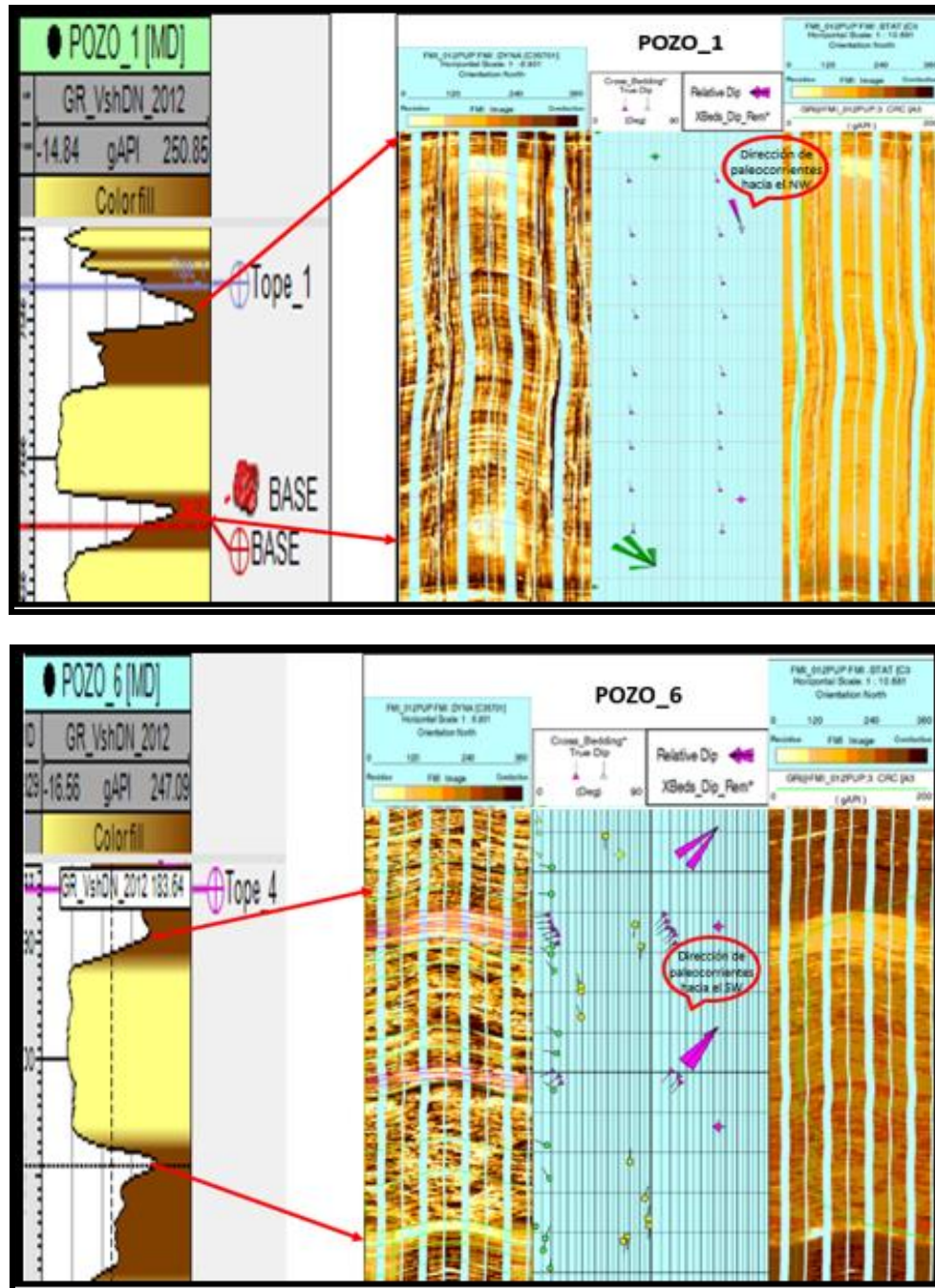


Figura 36. Registro de imagen FMI del Pozo_1 y Pozo_6. Fuente: Duque y Parra (2005).

La interpretación del registro de imágenes del *Pozo_10* no indican ninguna tendencia de dirección de paleocorriente sino direcciones dispersas principalmente hacia NE, SW y de manera secundaria hacia NW y SE.

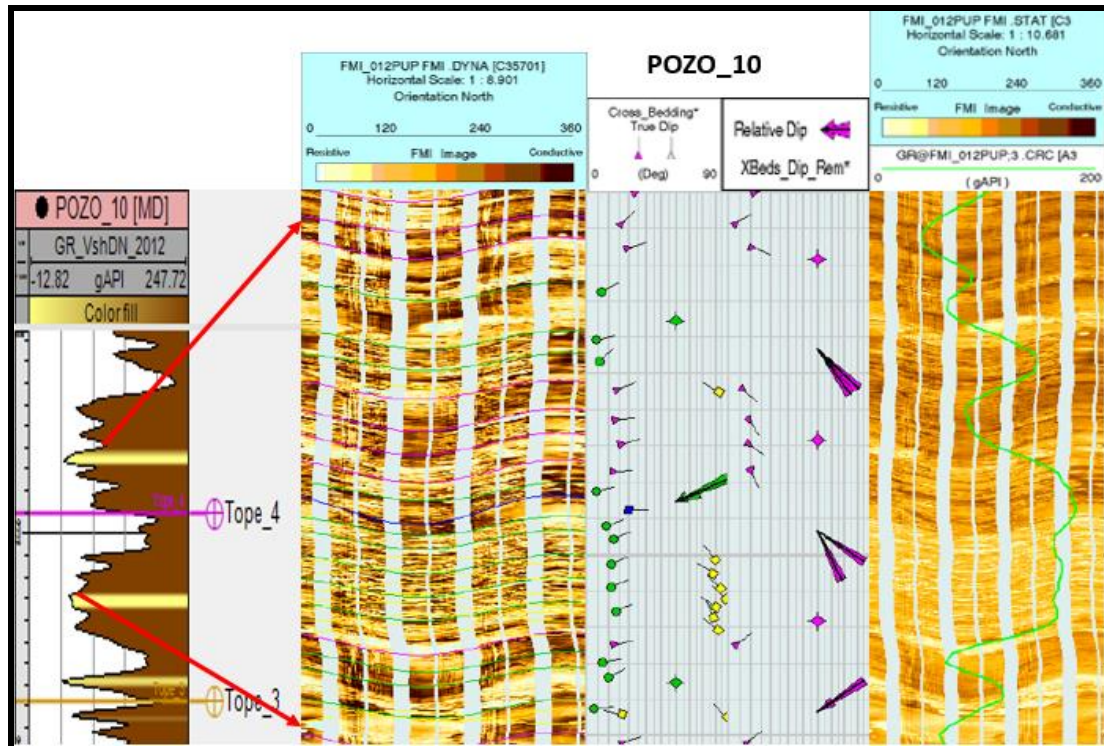


Figura 37. Registro de imagen FMI del Pozo_10. Fuente: Duque y Parra (2005).

La interpretación del registro de imágenes del *Pozo_11* corresponde a intercalaciones de arenas, limos y arcillolitas, formando secuencias granodecrecientes y granocrecientes. Se observan varios niveles arenosos con espesores máximos de 10 pies, en los cuales se identifica estratificación cruzada planar y en artesa, con un amplio rango de variación en la dirección de paleocorrientes. Los limos y arenas contienen intraclastos resistivos pequeños y frecuente textura de bioturbación. Algunos niveles aparentan tener laminación lenticular. Los niveles arcillosos muestran mas comúnmente laminación planaparela, con presencia de algunas

láminas esporádicas resistivas, probablemente de material calcáreo. Las direcciones de paleocorrientes obtenidas a partir de las estratificaciones cruzadas son hacia el SW.

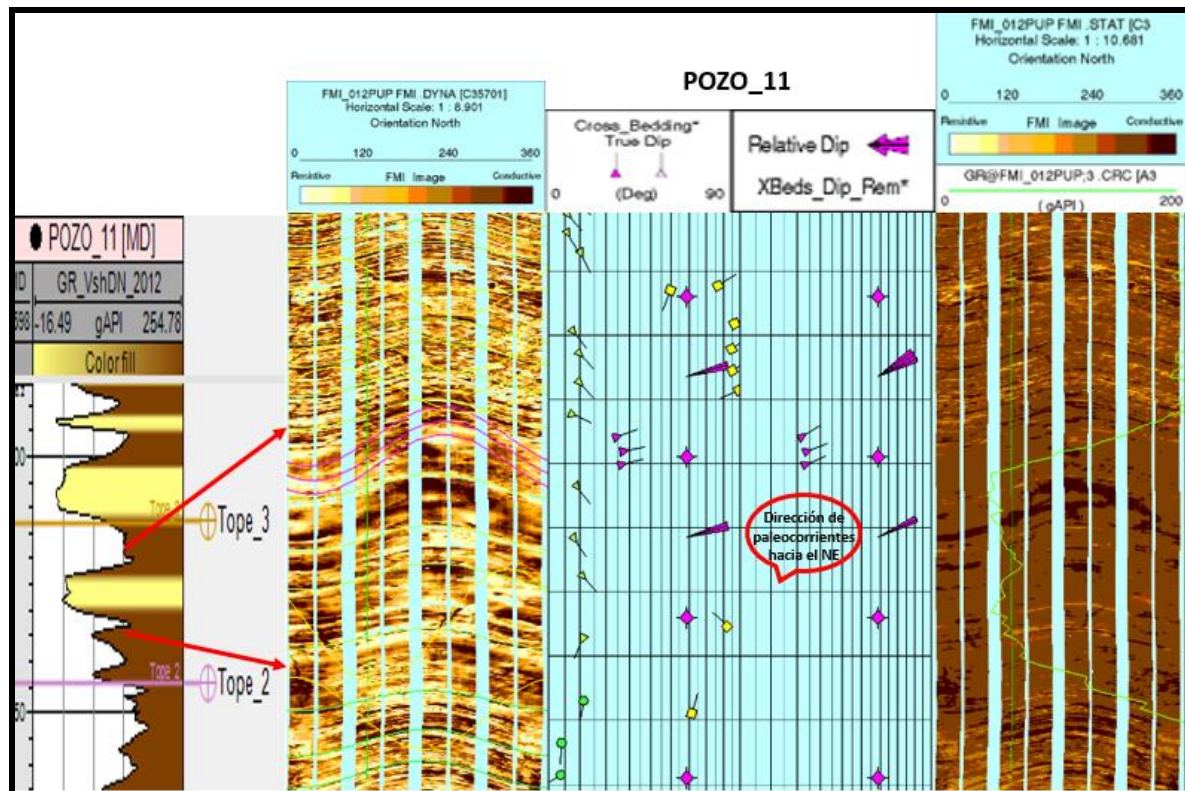


Figura 38. Registro de imagen FMI del Pozo_11. Fuente: Duque y Parra (2005).

En la interpretación del registro de imágenes del *Pozo_13* se observan varios paquetes arenosos intercalados con limolitas calcareas y shales en menor proporción. Se identifica estratificación cruzada planar y en artesa en las arenas. Los limos y arenas contienen intraclastos resistivos pequeños y frecuente textura de bioturbación. En los niveles de shales aparecen con frecuencia láminas y estratos calcáreos delgados. Las estratificaciones cruzadas muestran de manera recurrente direcciones opuestas de paleocorrientes, es decir se identifica un amplio rango de dispersión de NW a NE.

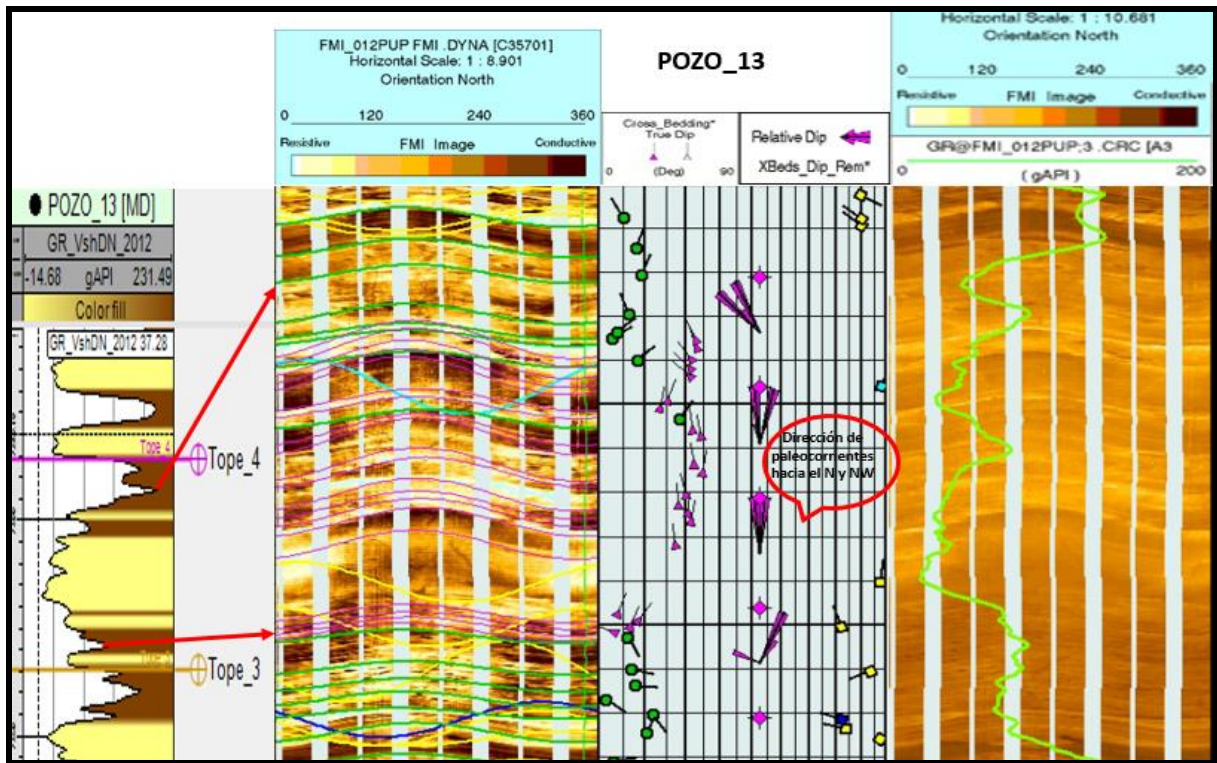


Figura 39. Registro de imagen FMI del Pozo_13. Fuente: Duque y Parra (2005).

4.1.3 Validación curva de *Vshale*

De acuerdo con información suministrada por la Operadora, el *cut off* utilizado para realizar los mapas de arena neta es de 10 % de porosidad que a su vez coincide con un *Vshale* de 0.55.

La anterior información se corroboró con los siguientes *cross plots* de *Vshale* vs. GR, *Vshale* vs. Rt y *Vshale* vs. Porosidad.

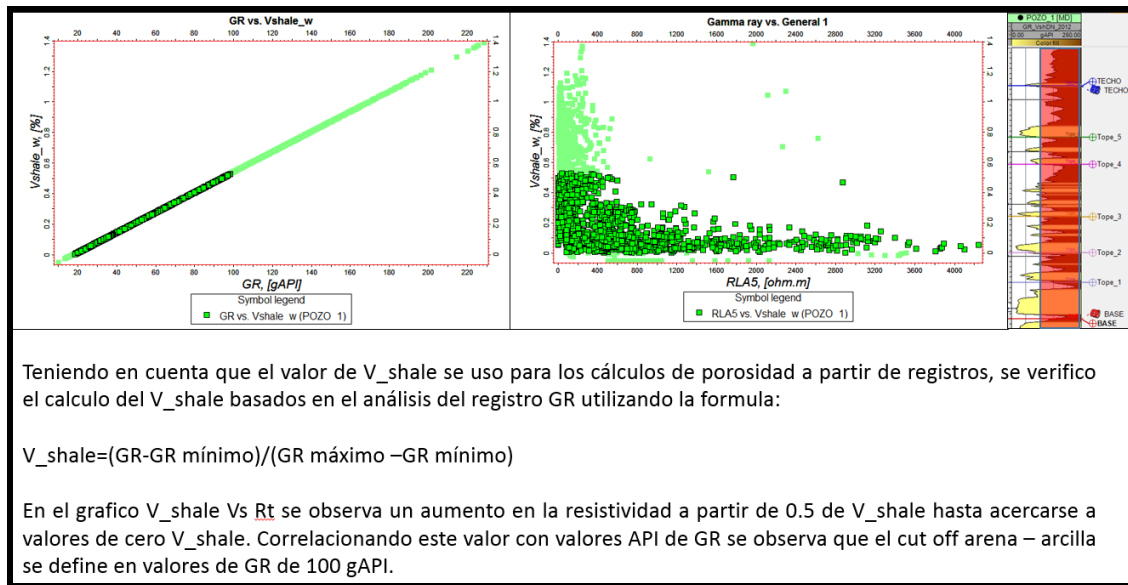


Figura 40. Cross plot Vshale vs. GR y Vshale vs. Rt del Pozo_1.

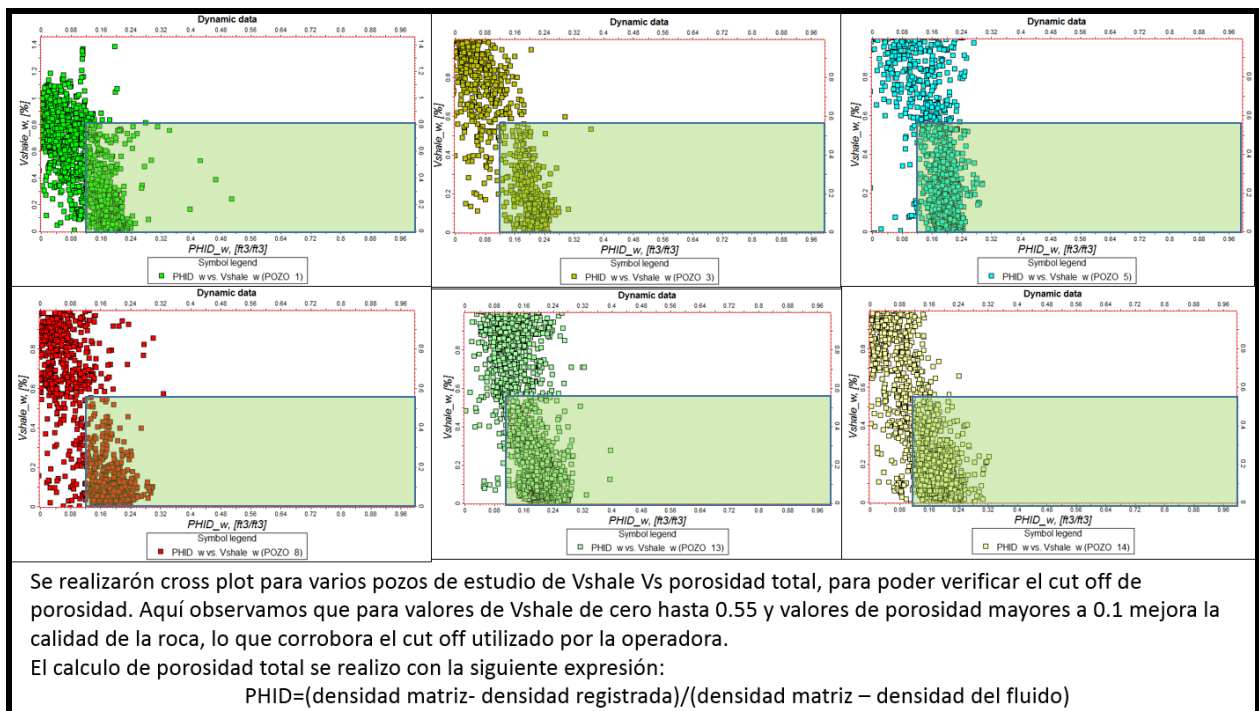


Figura 41. Cross plot Vshale vs. porosidad de varios de los pozos de estudio.

Para continuar con la realización de los mapas de electrofacies se estimó el ancho de los canales dependiendo de su espesor, se consideró una geometría de canales de baja pendiente, con tendencia meandriforme y muy cercanos a la línea de costa. Para canales meandriformes se

utilizaron valores de ancho de canal generados con las ecuaciones propuestas por Fielding y Crane (1987). La tabla 1 presenta un ejemplo de estimación de anchura para un canal de 20 pies de espesor:

Tabla 1. Cálculo de ancho de canales

Cálculo del Ancho de los Canales "Ancho de canal = $0.95 * (\text{espesor de canal})^{2.07}$ "				
Geometría de Canal	<u>k_{te}</u>	espesor (pies)	potencia	Ancho (pies)
Meandriforme	0,95	20	2,07	469

Fuente: Fielding y Crane (1987).

En la figura 42 podemos observar el triángulo de clasificación de los deltas. La zona de estudio se encuentra ubicada en el triángulo como un delta dominado por mareas. En las figuras 43 hasta la 48 se observan los mapas de arena neta y los mapas de electrofacies para cada ciclo con respectiva descripción sedimentológica. La figura 43 corresponde al mapa de electrofacies para el ciclo *TOPE_1* digitalizado en *software* petrotécnico y el mapa de arena neta realizado con un *cut off* de arena neta de 10 % de porosidad, calculado según se explica en la figura 41.

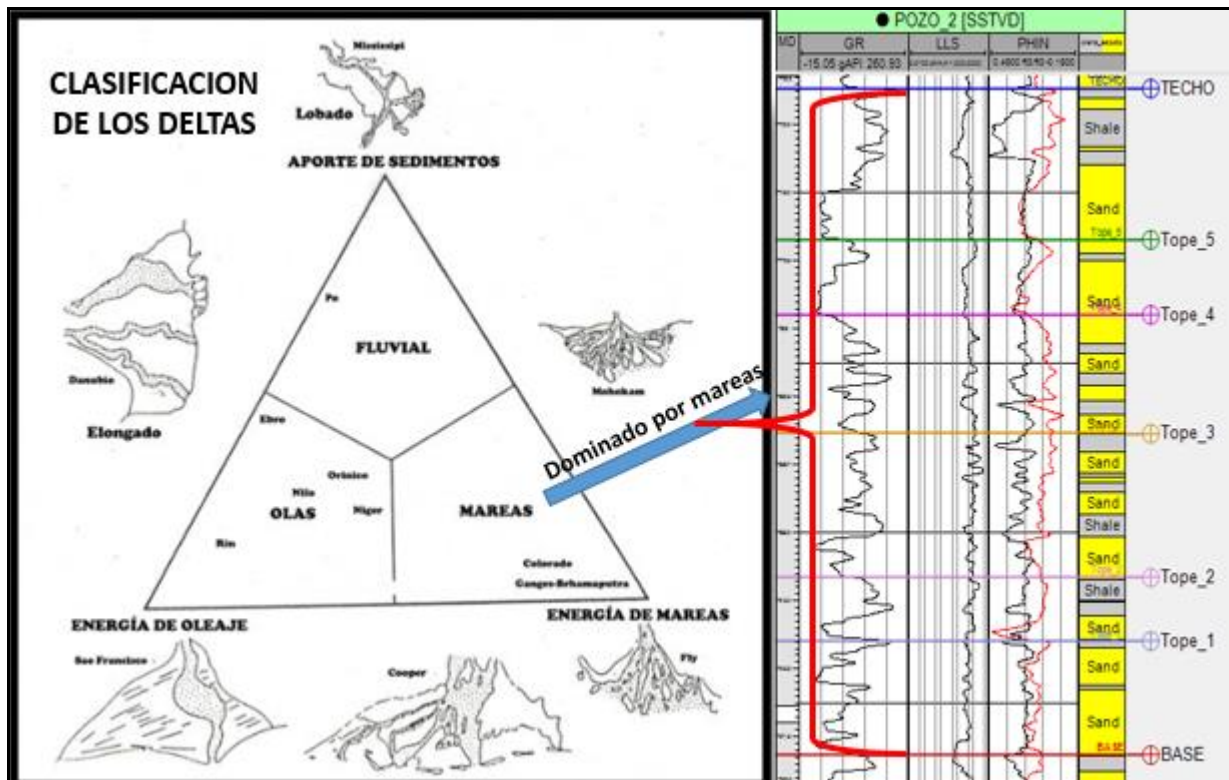


Figura 42. Clasificación de los deltas asociados a la unidad K1 inferior de los pozos de estudio. Fuente: Gil (2015).

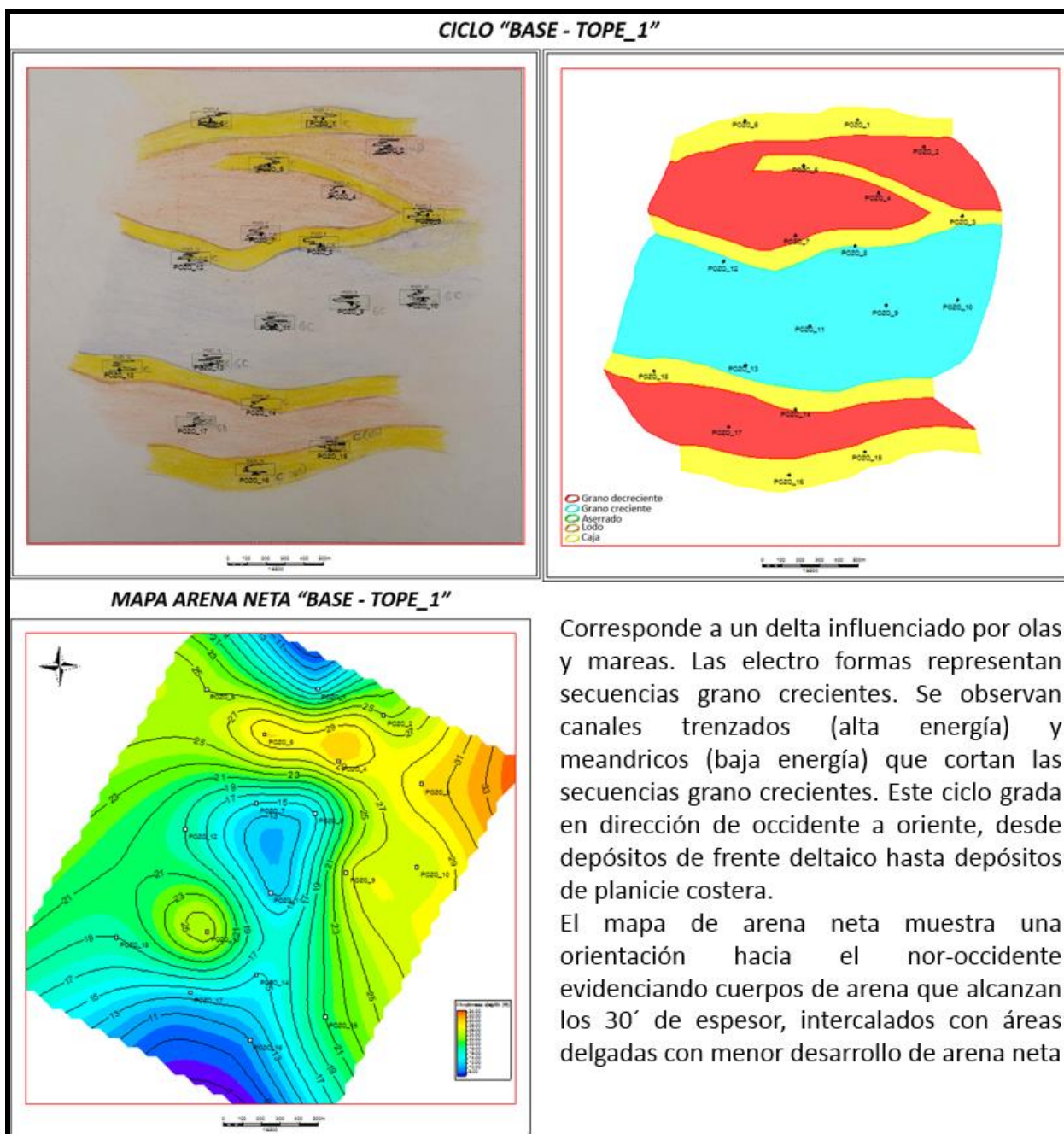


Figura 43. Mapa de electrofacies y mapa de arena neta ciclo *Tope_1*

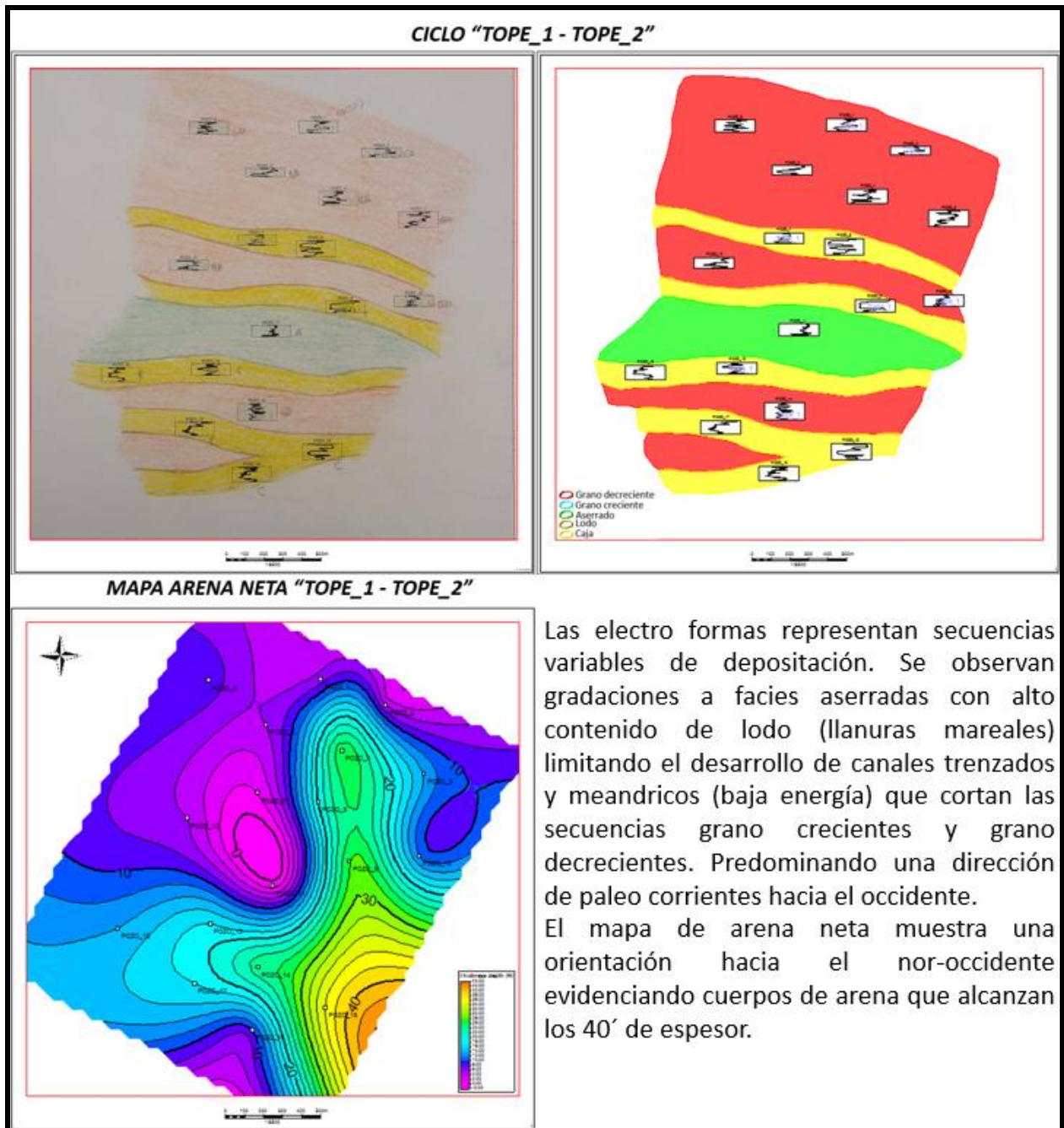


Figura 44. Mapa de electrofacies y mapa de arena neta ciclo *Tope_2*

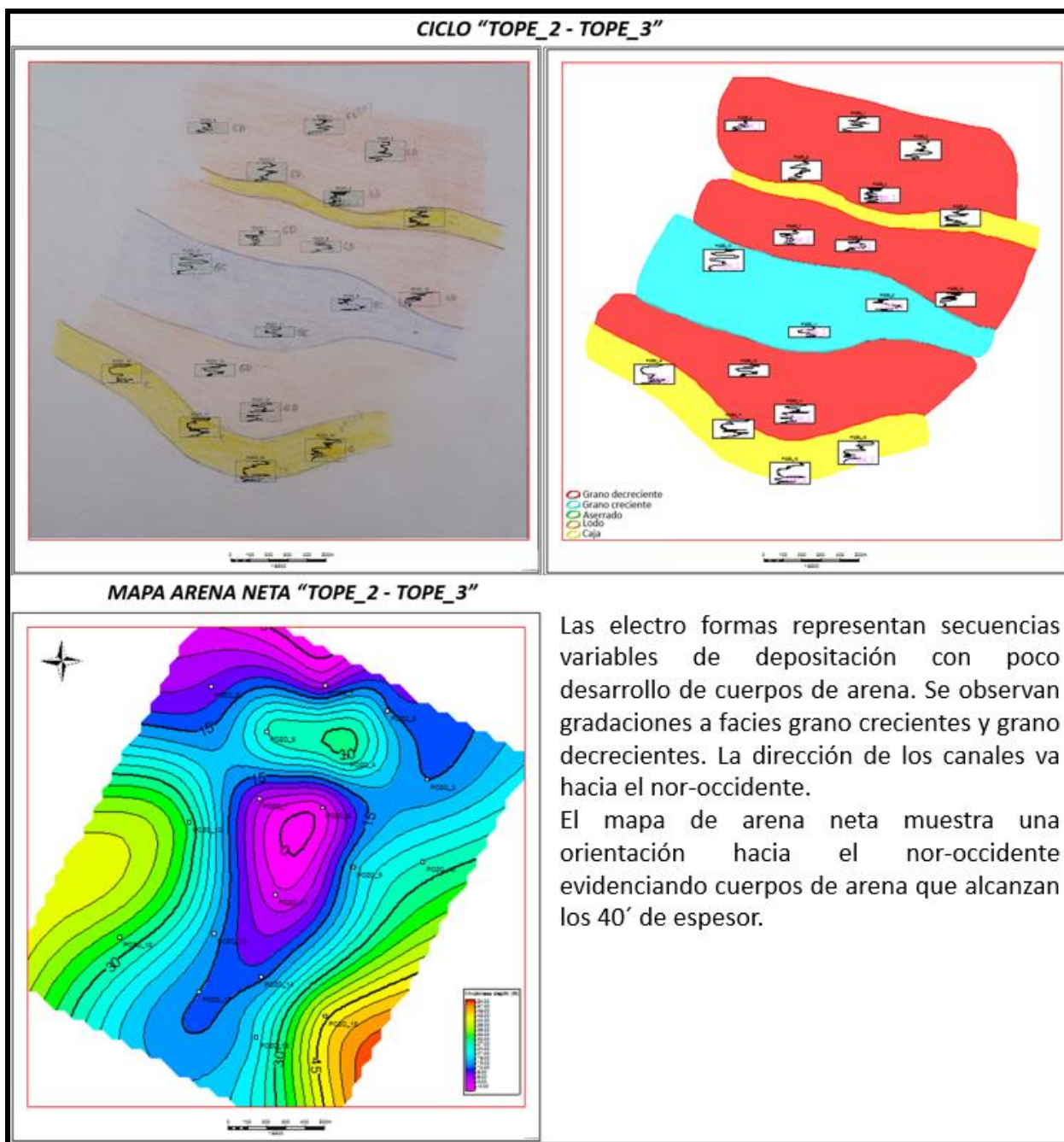


Figura 45. Mapa de electrofacies y mapa de arena neta ciclo *Tope_3*

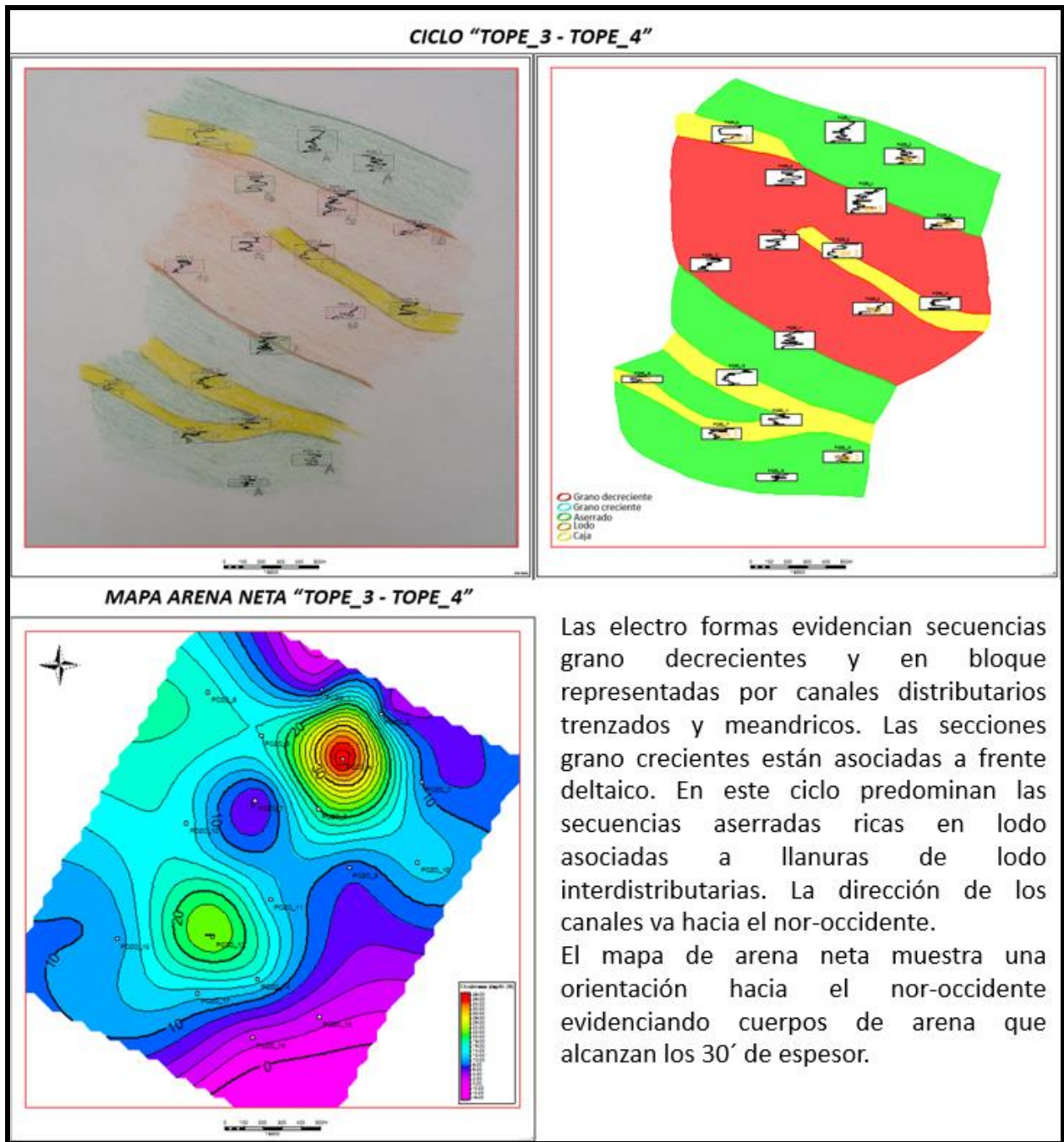


Figura 46. Mapa de electrofacies y mapa de arena neta ciclo *Tope_4*

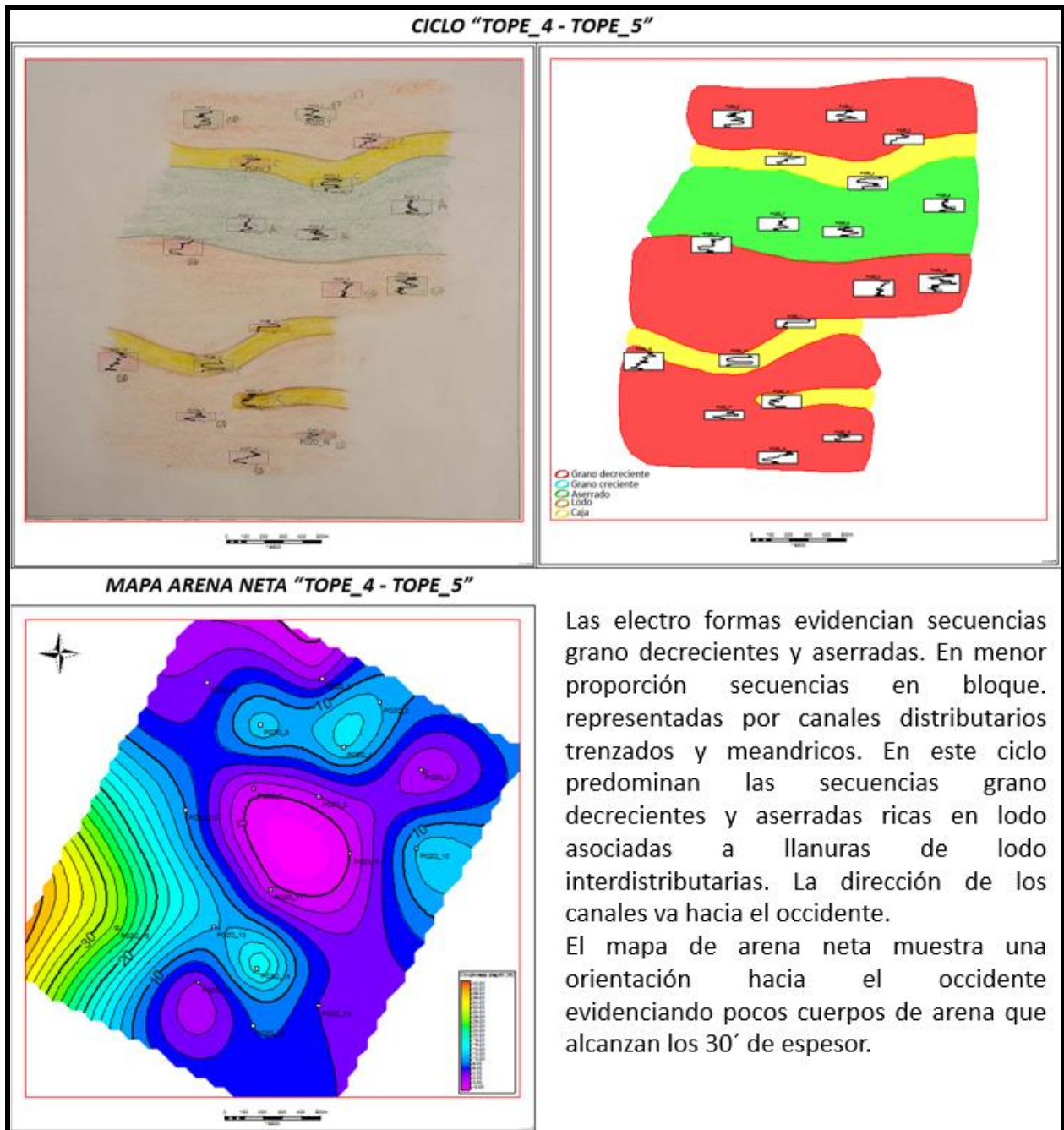


Figura 47. Mapa de electrofacies y mapa de arena neta ciclo *Tope_5*

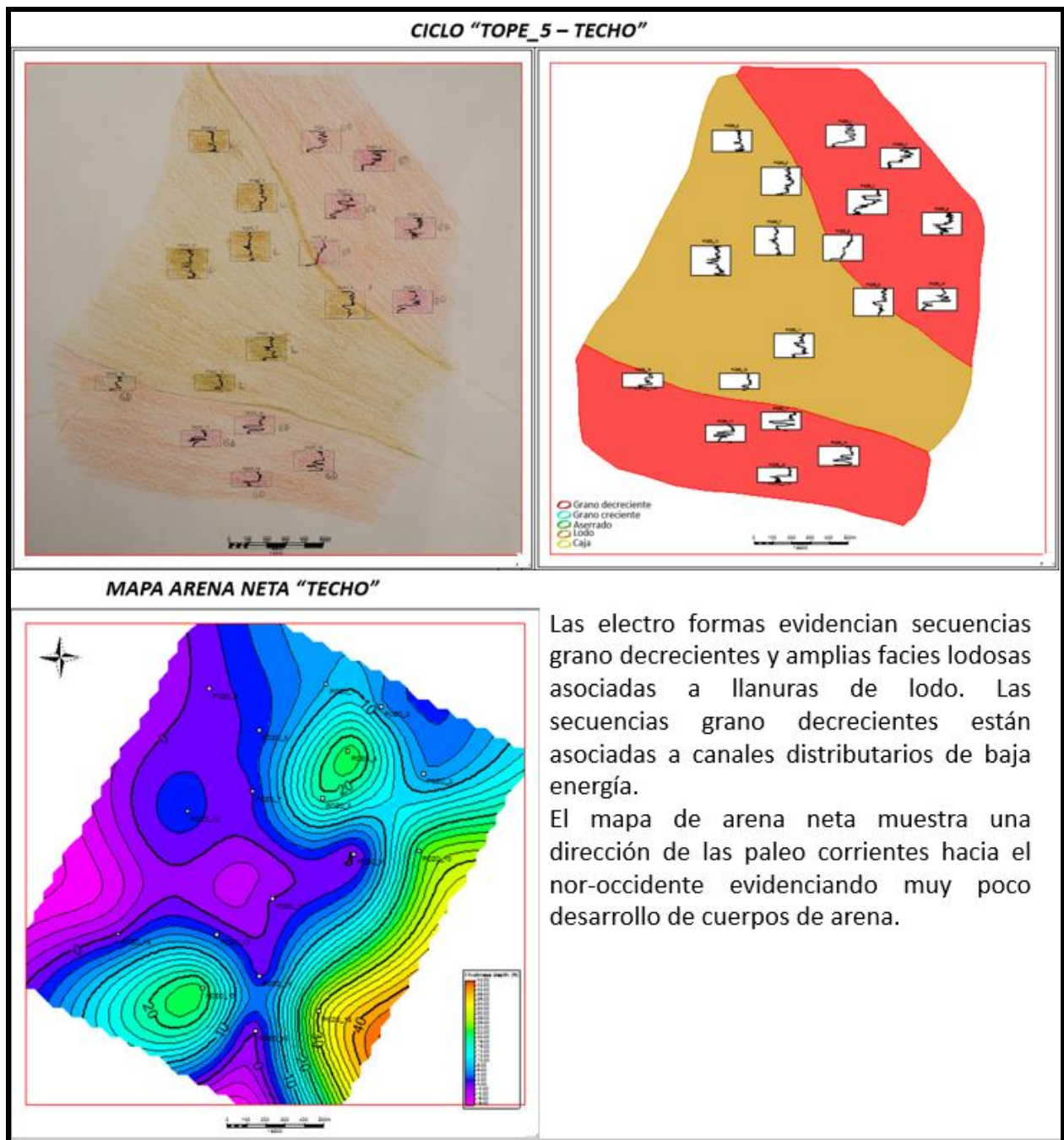


Figura 48. Mapa de electrofacies y mapa de arena neta ciclo *TECHO*

5. Modelo estructural

El campo de estudio corresponde a un anticlinal elongado de dirección norte 30° , con una extensión de aproximadamente 4 km de largo por 2 km de ancho, limitado hacia el oriente por una falla de tipo normal con salto mínimo de 50 m hacia el SW, extendiéndose hacia el NE con salto de falla de 400 m. Se interpretan dos sistemas de fallas paralelas a la falla principal del campo. Un sistema normal con desplazamientos verticales desde 20 pies hasta 150 pies y otro con desplazamientos verticales menores, de 10 a 50 pies. Los buzamientos en los flancos de la estructura varían entre 2° y 6° . Las zonas de falla en el área exhiben una tendencia $N50^\circ E$, generalmente, con poco desplazamiento vertical y, por lo tanto, muy baja resolución sísmica. Los ejes principales de los pliegues son paralelos a la dirección de las fallas principales y están alineados en dirección $N20^\circ E$, aproximadamente (figura 49).

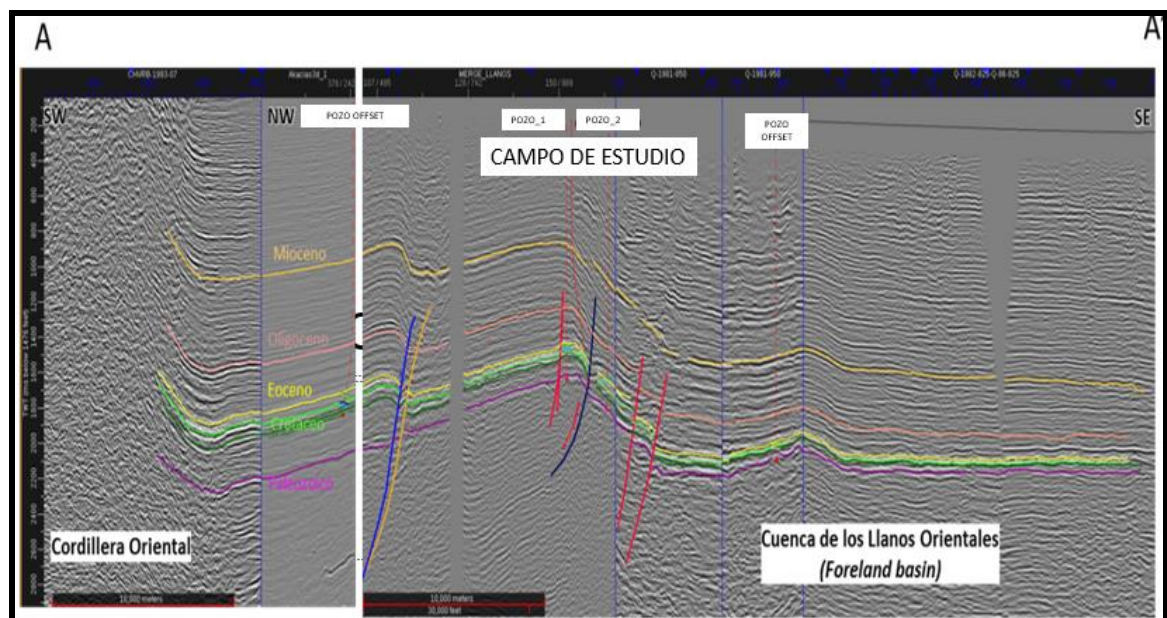


Figura 49. Línea sísmica A-A' configuración estructural del campo de estudio (cretácico) en la cuenca de los Llanos. Fuente: Lozano, Quintero, Sánchez, Morales, Yepes, Moreno, Lazala y Barrios (2016a).

La figura 50 corresponde al mapa de contornos estructurales en profundidad al tope de la formación Guadalupe Superior del área de estudio, generado a partir de *software* petrotécnico.

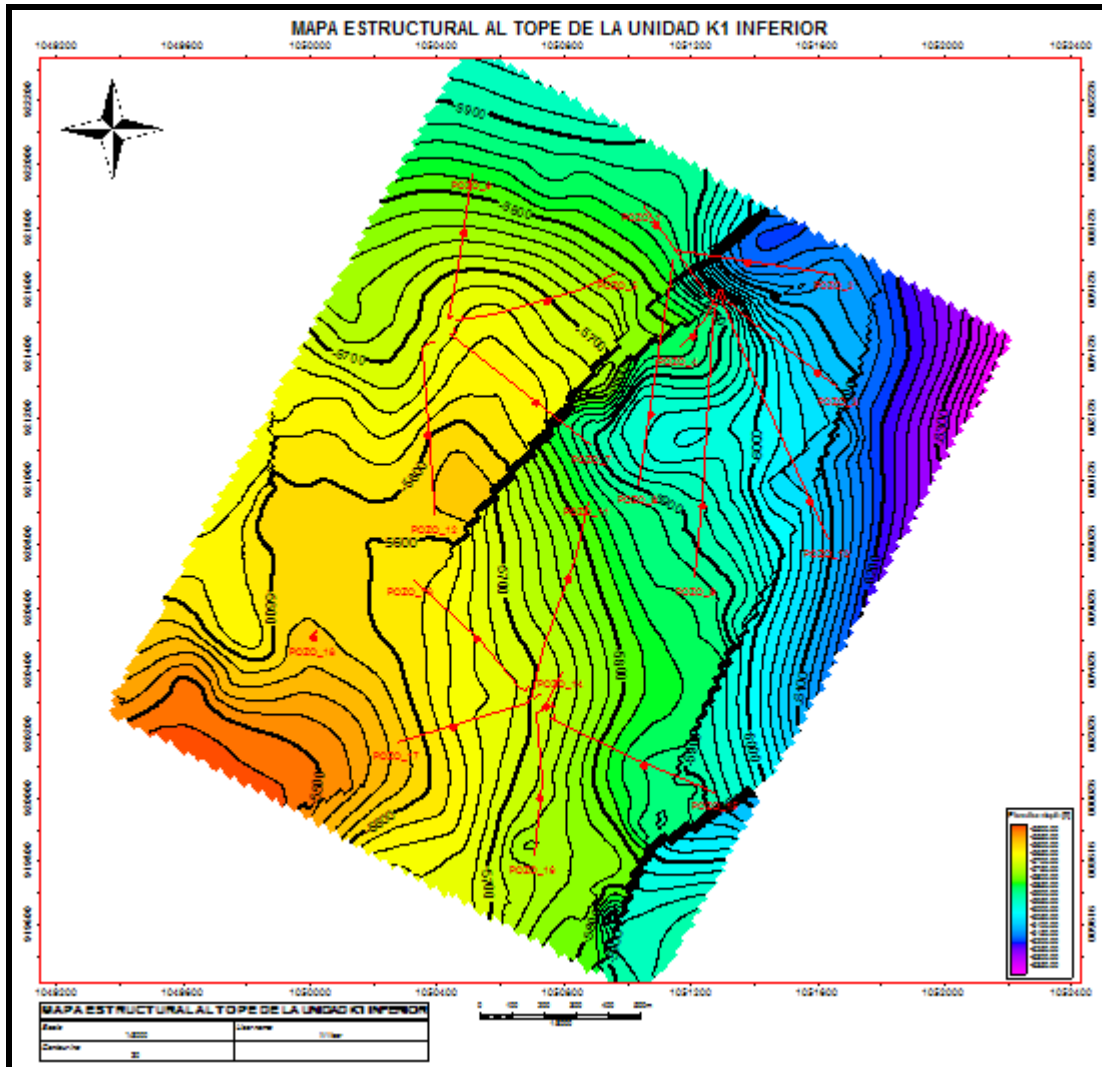


Figura 50. Mapa estructural al tope de la unidad K1 inferior

En el mapa estructural es posible observar una dirección de buzamiento de las capas SE-NW con rumbo SW-NW; lo anterior confirma la dirección de las paleocorrientes. Los dips reportados en el *software* petrotécnico para los pozos de estudio son de 2 a 5 grados de inclinación. Cabe notar que las fallas y horizontes interpretados en este modelo los suministró la Operadora y se vincularon a los análisis del área de estudio.

Para confirmar la continuidad de los horizontes *BASE* y *TECHO*, se sacaron perfiles sísmicos en dirección del buzamiento y del rumbo de la estructura (figuras 51-53).

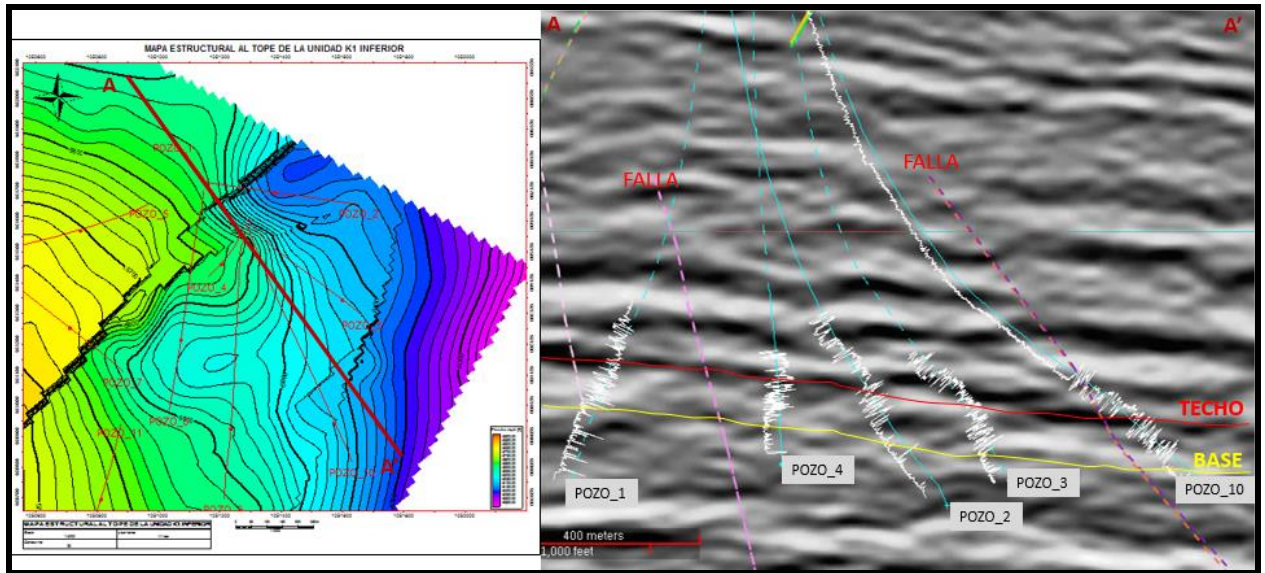


Figura 51. Perfil sísmico en dirección A – A'. Fuente: Calderón (2018).

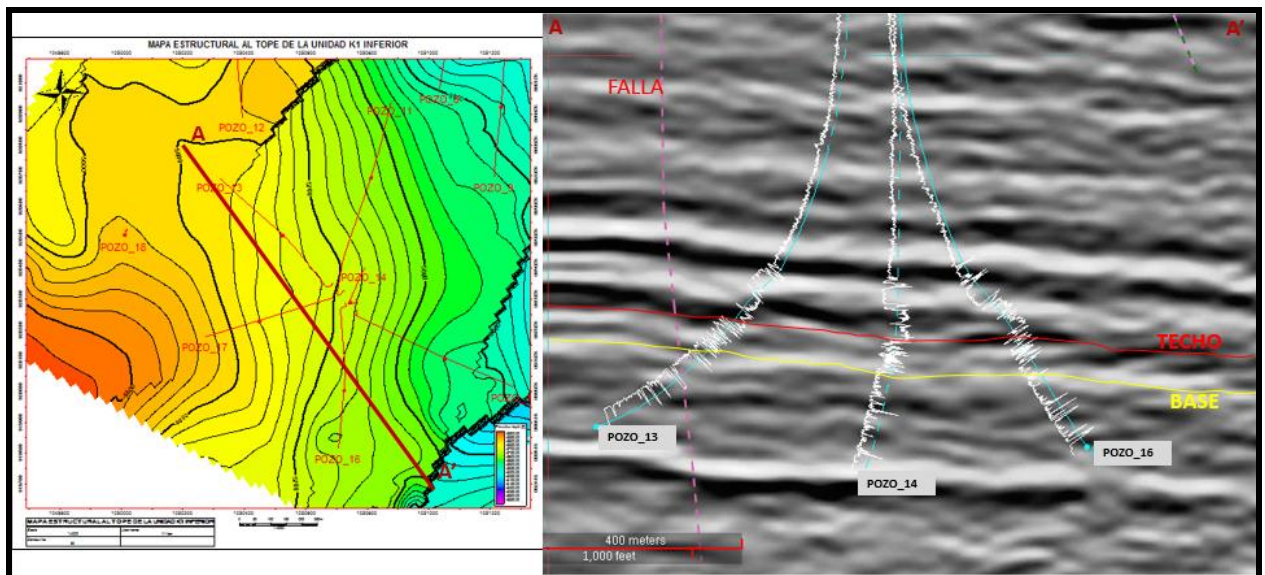


Figura 52. Perfil sísmico en dirección A – A'. Fuente: Calderón (2018).

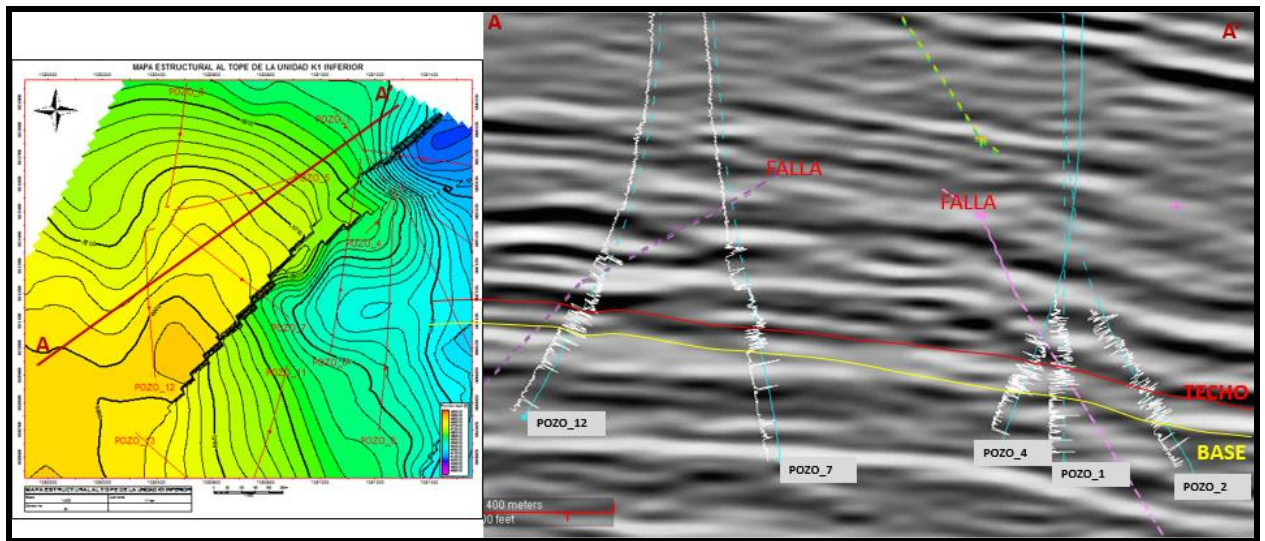


Figura 53. Perfil sísmico en dirección A – A'. Fuente: Calderón (2018).

Teniendo en cuenta la baja resolución sísmica en la vertical, se consideró la tendencia de los horizontes *BASE* y *TECHO* de la estructura suministrados por la Operadora y se generaron superficies estructurales para cada uno de los ciclos definidos en el modelo estructural. Lo anterior respetando los planos de falla suministrados por la Operadora (figura 54).

En el área de estudio se tienen interpretadas dos fallas normales que van en dirección suroeste-noreste inclinadas hacia el oriente. El salto de falla oscila entre 100 y 150 pies para las dos fallas. Teniendo en cuenta que los ciclos de interés no superan los 25 pies de espesor, las fallas generan un bloque con dirección suroeste-noreste. Los canales de arena de la formación Guadalupe tienen dirección de oriente a occidente. La falla ubicada en cercanías del pozo inyector 13 va disminuyendo hacia el SW. En los siguientes mapas estructurales, realizados por cada ciclo, se puede evidenciar que los ciclos buzcan hacia el norte y noreste. Los dos pozos inyectores están ubicados dentro del mismo bloque a una distancia de 310 metros entre ellos.

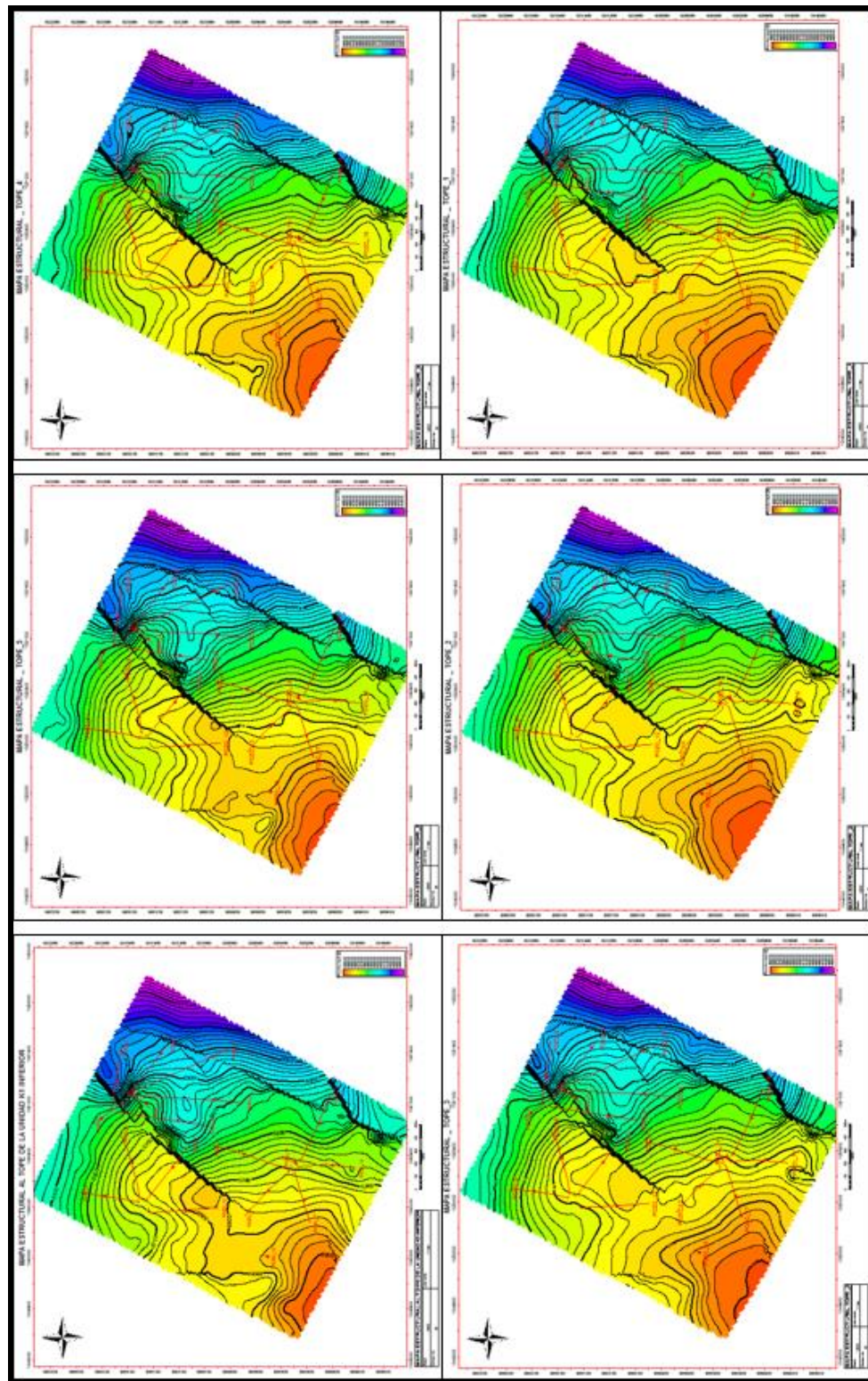


Figura 54. Mapas estructurales de los ciclos BASE hasta TECHO de la unidad K1 inferior

6. Modelo petrofísico

El modelo petrofísico con el que cuenta el campo de estudio estimó para su evaluación propiedades de porosidad, permeabilidad, saturación de agua, unidades de flujo y petrofacies. También, se tuvo en cuenta el contacto de agua aceite, aunque en la unidad K1 inferior no hay presencia cercana de este contacto.

La unidad K1 inferior muestra valores de porosidad alrededor del 16 % y de permeabilidad entre los 300 mD y 1 D. Esta información es soportada con análisis básicos y especiales realizados al pozo corazonado (*Pozo_1*) por la Operadora.

6.1. Análisis petrofísico

El modelo petrofísico secuencial se define a continuación:

6.1.1 Volumen de arcilla

Según el modelo petrofísico del campo, la curva de *Vshale* fue calculada a partir del registro *Gamma ray* de los pozos corazonados y posteriormente correlacionado con los demás pozos del campo. En el capítulo 5 “Modelo estratigráfico” se validó la curva de *Vshale* para cada pozo del área de estudio. El valor de *Vshale* que discretiza arena de arcilla en el campo de estudio es de 0.55.

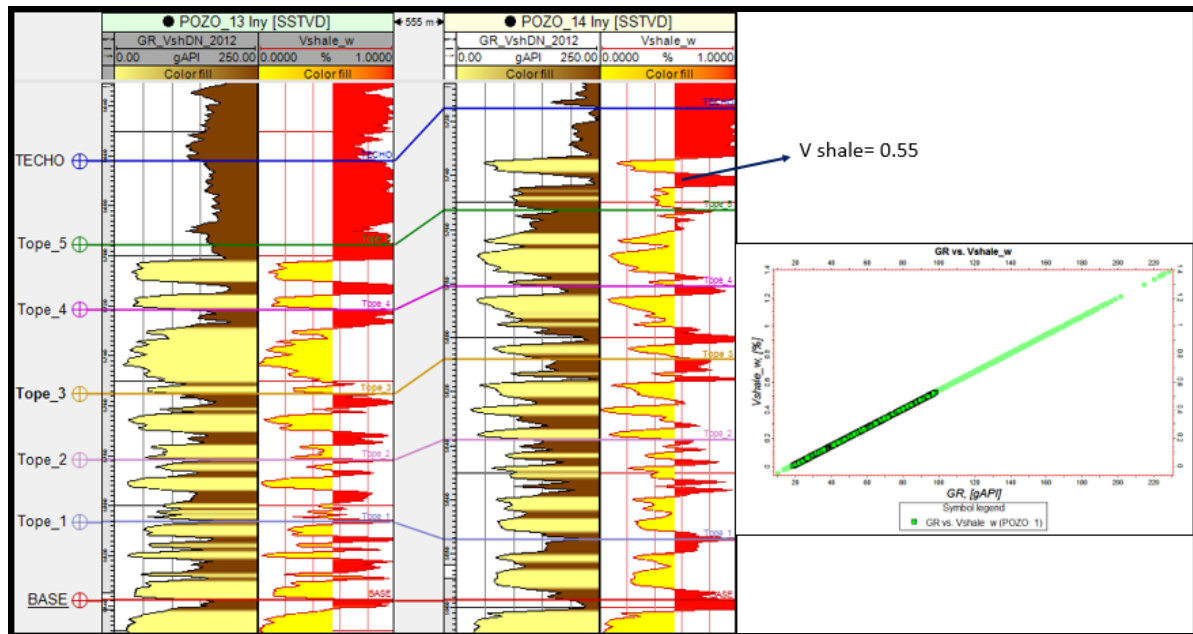


Figura 55. Correlación GR y Vshale. Cross plot Vshale vs GR Pozo_13 Iny y Pozo_14 Iny

Para definir los intervalos arena/arcilla en la unidad K1 inferior se utilizó la curva GR. De acuerdo con la validación de *Vshale* para cada pozo, los valores de GR menores a 100 API se consideraron como arena. Adicional a la curva *Gamma ray*, se tuvo en cuenta la cromatografía de gases, variación entre las porosidades, densidad y neutrón.

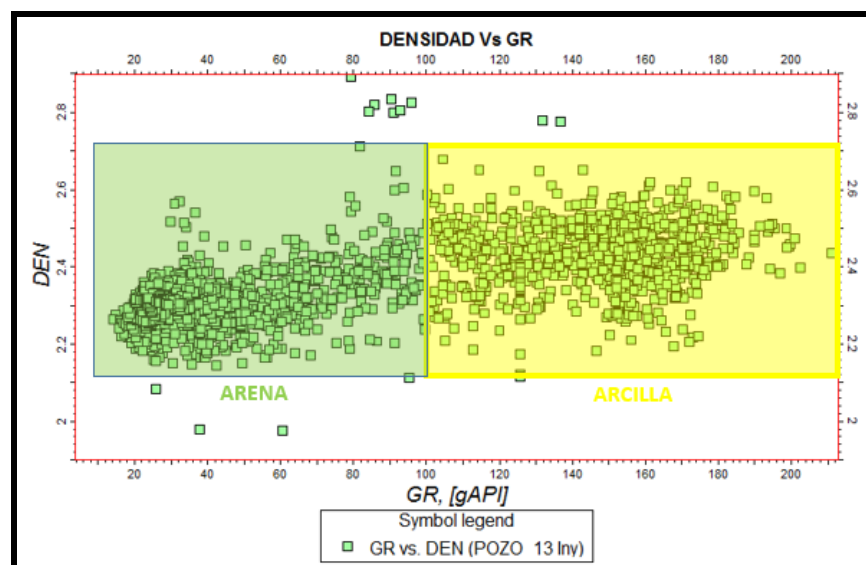


Figura 56. Cross plot Densidad Vs GR “Pozo_13 Iny”

6.1.2 Porosidad

La porosidad es un indicador de la capacidad que tiene una roca para almacenar fluidos. Mientras más poroso es un material, mayor es la cantidad de espacio vacío que contiene y, por tanto, superior es su capacidad de almacenamiento de fluidos. La porosidad se define por la relación del volumen poroso o espacio vacío de una roca con respecto al volumen total de ella, expresada como un porcentaje o una fracción. El volumen poroso total es la suma del volumen de todos los poros o espacios vacíos presentes en la roca.

$$\phi = \frac{\text{volumen poroso}}{\text{volumen total de la roca}} = \frac{V_p}{V_b}$$

En el capítulo 4 “Área de estudio” se validó el *cut off* de porosidad utilizado por la Operadora. A partir de datos de densidad de matriz de roca 2.65 gr/cc, densidad del registro y densidad del fluido del yacimiento (agua), se validó que para valores mayores a un 10 % de porosidad se cuenta con arena de buena calidad. A partir de esta porosidad se incrementan las resistividades de los fluidos del reservorio. La porosidad registrada en las arenas de la unidad K1 inferior está entre 15 % y 25 %.

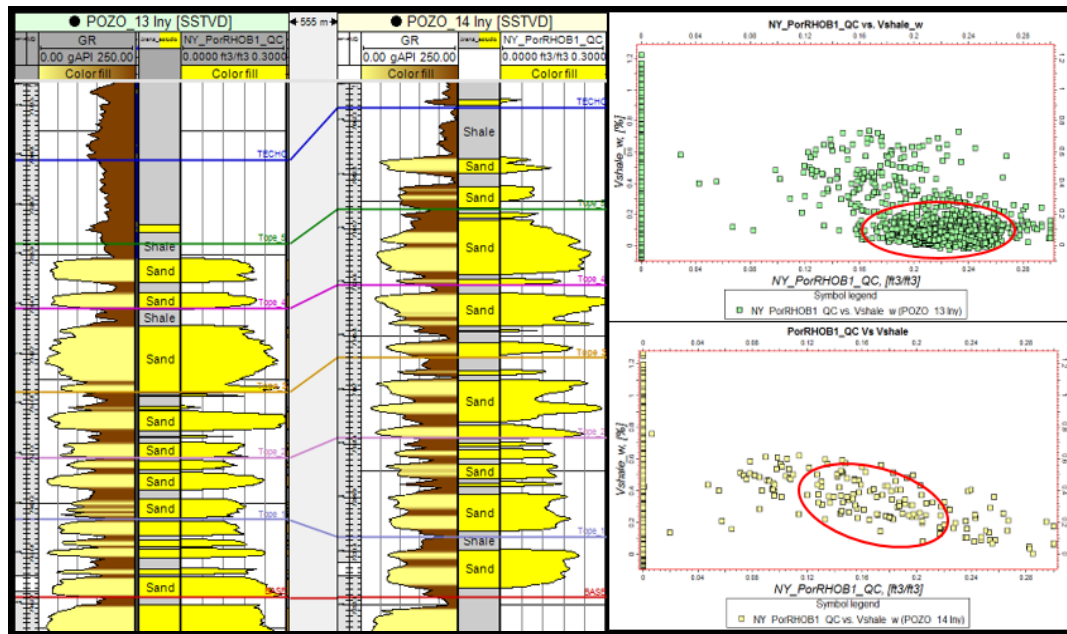


Figura 57. Cross plot Vshale Vs porosidad “Pozo_13 Iny y Pozo_14 Iny”.

En la figura 57 de distribución de Vshale vs porosidad se observa que el pozo inyector 13 tiene porosidades que van desde 16 % hasta 27 %. Las mejores porosidades se concentran en los cilcos TOPE_4, TOPE_3 y TOPE_1. Las facies de arena de alta porosidad están asociadas a tamaños de grano fino y no necesariamente relacionadas con altas permeabilidades. El pozo inyector 14 presenta porosidades que van desde 10 % hasta 26 %. Las mejores porosidades se concentran en los cilcos TOPE_5, TOPE_4 y TOPE_3.

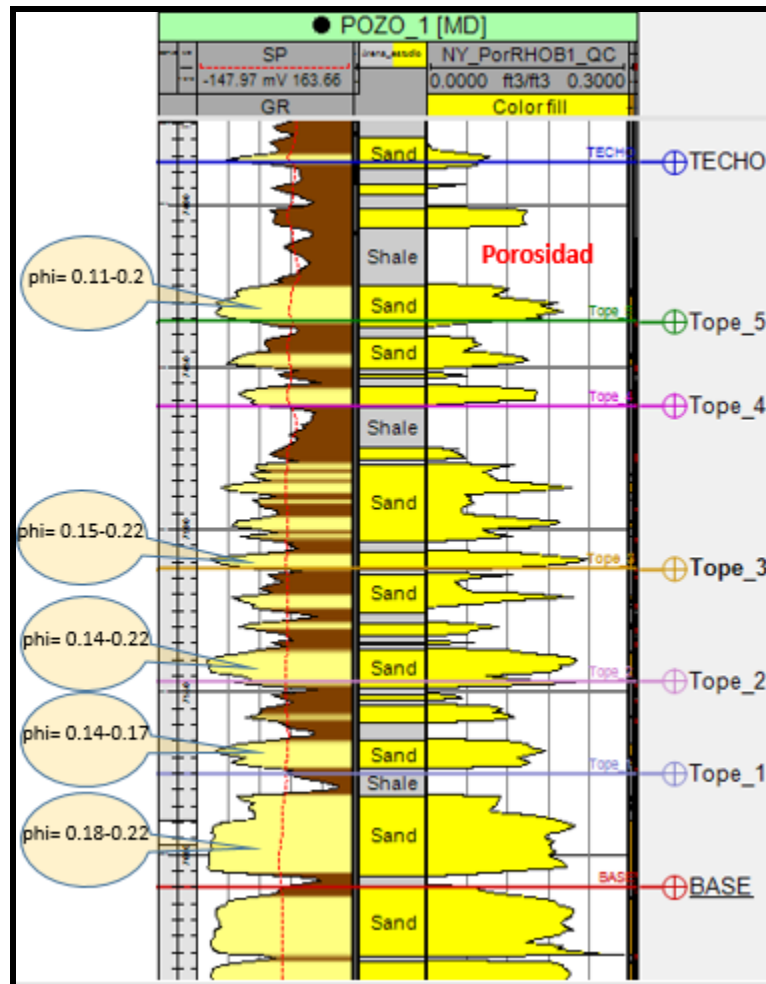


Figura 58. Registro GR y porosidad para cada ciclo de unidad K1 inferior “Pozo_1”

Este análisis se realizó para todos los pozos del área de estudio, enfocado en Pozos 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 19 que hacen parte de los patrones de inyección.

6.1.3 Permeabilidad

Se define como la facilidad que posee un medio poroso para permitir el paso de un fluido (Pirson, 1958). Las formaciones petrolíferas presentan intercalaciones de estratos permeables e impermeables en determinados intervalos, lo cual influye en la arena neta petrolífera, así como también, en el comportamiento del flujo desde el yacimiento hacia el pozo. Los factores que gobiernan la permeabilidad son la sedimentación, la compactación, la heterogeneidad de los

sedimentos, el tamaño y la forma de los granos de la roca. La formación Guadalupe Superior en el área de estudio oscila entre 200 mD y 4 D.

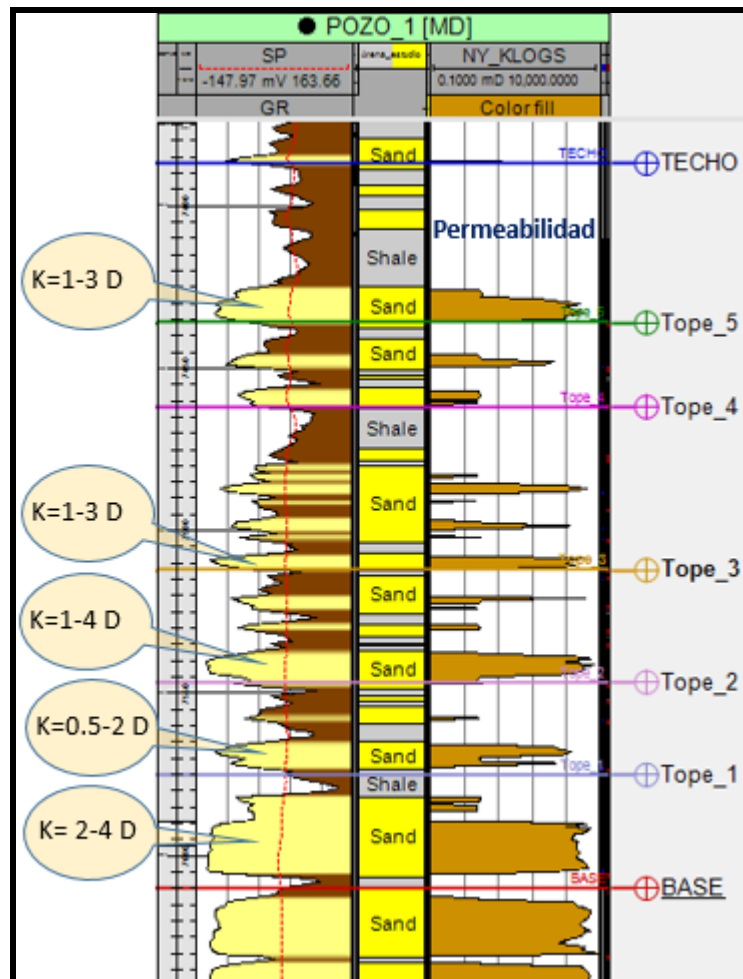


Figura 59. Registro GR y permeabilidad para cada ciclo de unidad K1 inferior “Pozo_1”

En la figura 60 es posible observar el registro del corazonado “Pozo_1” de la zona de estudio, la información de porosidad y permeabilidad medidos en laboratorio. A la derecha de la figura se identifica el *crossplot* semilogáritmico en el que se muestra la correlación entre las propiedades porosidad y la permeabilidad.

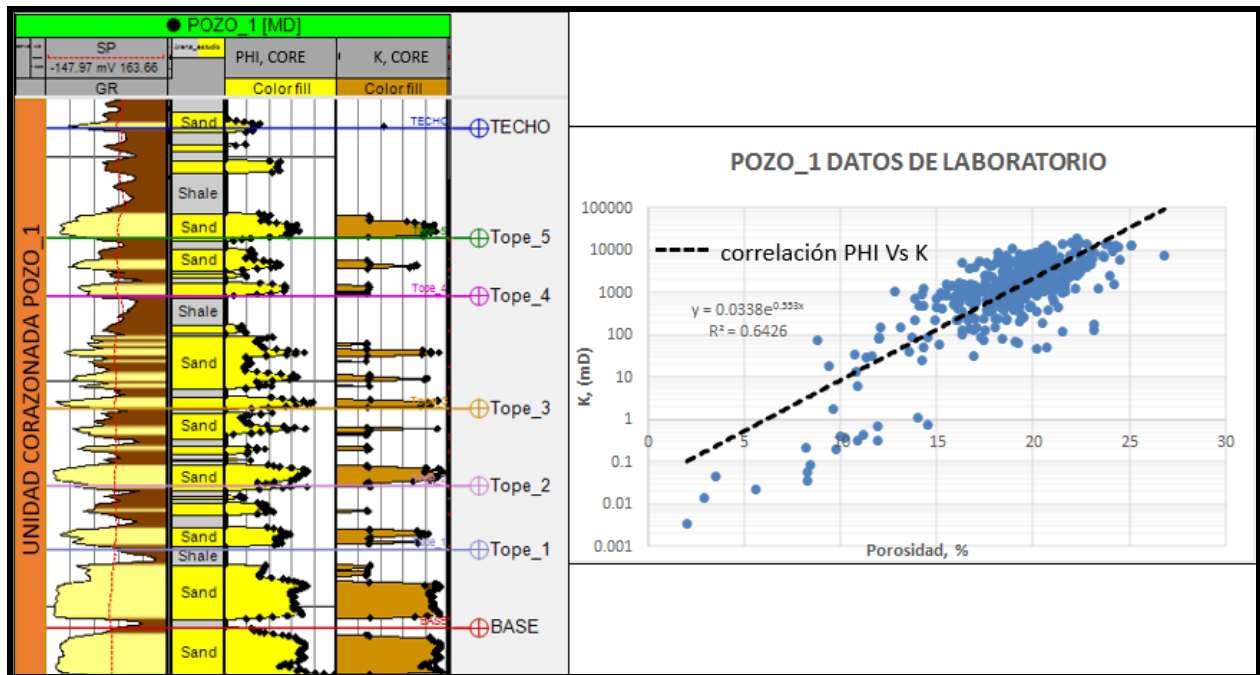


Figura 60. Relación porosidad (PHI) Vs permeabilidad (K), datos de laboratorio, unidad K1 inferior “Pozo_1”

6.1.4 Saturación de agua y aceite

La saturación representa la cantidad de uno o varios fluidos presentes en un yacimiento, expresada como una fracción o porcentaje del volumen poroso ocupado por cada fluido. Matemáticamente, se puede expresar de la siguiente manera:

$$S_f = \left(\frac{\text{volumen total de fluido}}{\text{volumen poroso}} \right) = \frac{V_f}{V_P}$$

Debido a la baja salinidad de la unidad K1 inferior 500- 600 mg/1 NaCl, no se utilizaron las curvas de RT ni R_w para el cálculo de S_w . Para realizar el cálculo de S_w , la Operadora utilizó valores de presión capilar de centrífuga adquirida en el pozo corazonado *Pozo_1*, la definición de los estimados S_w se realizó a través de la metodología de Corey, la cual relaciona la presión capilar con S_w (Informe de la Operadora, 2016).

Figure 1 is a detailed stratigraphic log for well POZO_1 [MD]. The log displays various data tracks including SP (Spontaneous Potential) at -147.97 mV, GR (Gamma Ray) at 163.66, and formation resistivity (Fm) at 0.06907, 1.08463, and -0.01 ft. The lithology column shows alternating layers of Shale (grey) and Sand (yellow). The Sw (Water Saturation) and Swirr (Irreducible Water Saturation) curves are plotted on the left, with specific values circled: Sw=0.22, Swirr=0.11; Sw=0.25, Swirr=0.13; Sw=0.15, Swirr=0.12; Sw=0.17, Swirr=0.10; and Sw=0.24, Swirr=0.13. The right side of the log shows the SW (Water Saturation) and SWirr (Irreducible Water Saturation) curves, with horizontal lines indicating the Topo_1 to Topo_5 boundaries.

Figura 61. Registro GR y saturación de agua para los ciclos unidad K1 inferior Pozo_1

6.1.5 Temperatura de formación

Basados en los análisis PVT y registros MDT en los pozos del área de estudio se registra un gradiente de temperatura de 0.02 °F/ft. En la correlación de la figura 62 es posible observar cómo aumenta la temperatura con la profundidad en los pozos del área de estudio.

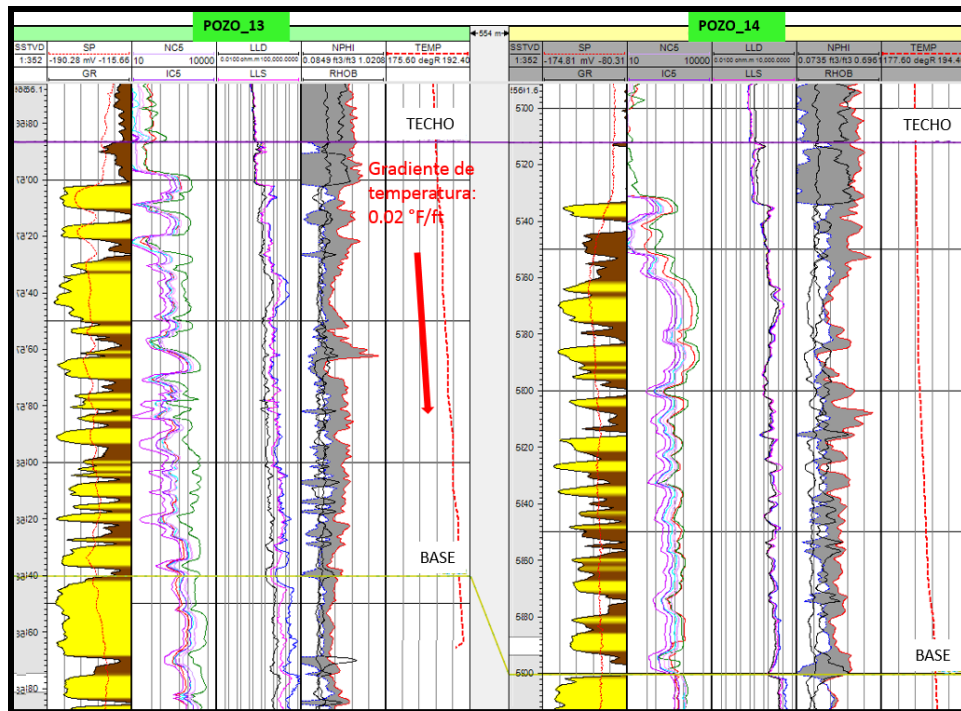


Figura 62. Correlación estructural, gradiente de temperatura unidad K1 inferior “Pozo_13 Iny y Pozo_14 Iny”

6.1.6 Mojabilidad

Se define como la habilidad de un fluido para mojar un sólido con el cual está en contacto, en presencia de otro fluido inmiscible. Las rocas pueden ser humectables al petróleo, al agua o a ambos fluidos. La mojabilidad también proporciona un indicativo de la preferencia de la roca a ser mojada por agua o por petróleo (París, 2009). De acuerdo con el método de Amott, la humectabilidad en el Pozo_1 es mixta preferencial al aceite (aceite y agua) como se observa en la tabla 2.

Tabla 2. Mojabilidad del Pozo_1

MUESTRA, pies	VOL. POROSO SAT., (cc)	VOL, iol desplazado espontaneo, (cc)	VOL Oil desplazado forzado (cc)	VOL, water desplazado espontaneo, (cc)	VOL. water desplazado forzado (cc)	$I_w (V. oil esp)/(V. oil esp+V. oil forzado)$	$I_o (V. wat esp)/(V. wat esp+V. wat forzado)$	$I (Lw-Lo)$	mojabilidad
TOPE_3	16264	0.4	3.5	1.3	0.6	0.1026	0.6842	-0.5816	Preferencia al aceite mixta

Fuente: Fuente: Lozano, Quintero, Sánchez, Morales, Yepes, Moreno, Lazala y Barrios (2016a).

En la figura 63 de permeabilidades relativas realizado al *Pozo_1*, ciclo TOPE_3 es evidente que las curvas de permeabilidad se cruzan en 0.6 de S_w , lo que indica que la roca es mojada al agua.

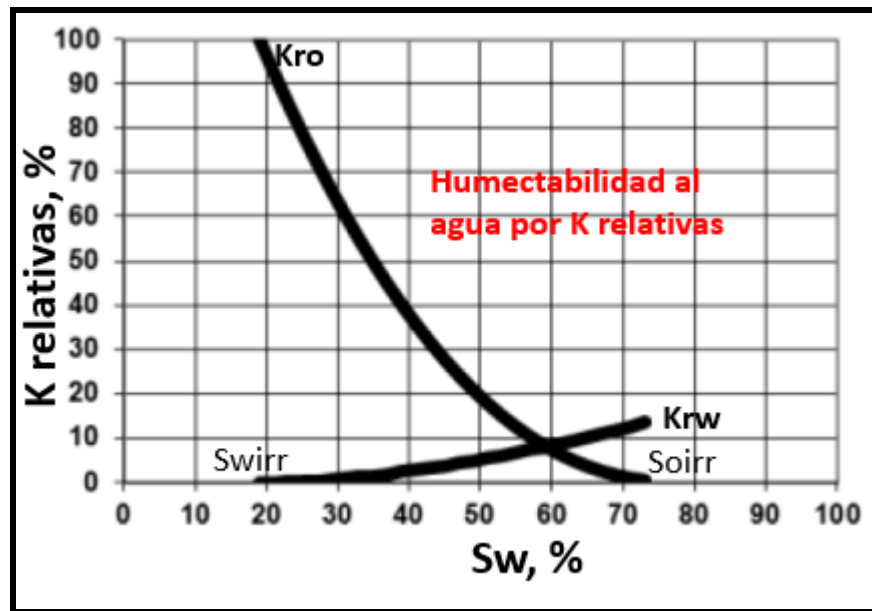


Figura 63. Permeabilidad relativa petróleo-agua, Pozo_1, Tope_3 con $K=4D$. Fuente: Lozano, Quintero, Sánchez, Morales, Yepes, Moreno, Lazala y Barrios (2016a).

6.1.7 Factor de formación

El factor de formación es un parámetro de la formación que describe la geometría del medio poroso. El desarrollo del factor de formación es la relación entre la resistividad y la porosidad de

la roca. Esta relación generalmente es verdadera si el yacimiento no contiene arcilla y cuenta con una porosidad intergranular homogénea.

La información suministrada por la Operadora relacionada al factor de formación para la unidad K1 Inferior en el *Pozo_1*, tiene un m de 1.7 y un n de 1.8 obtenidos en datos de laboratorio. Para las mejores arenas y de $m=n= 2.2$ para las arenas de segundo orden.

Tabla 3. Datos de laboratorio “propiedades eléctricas Pozo_1”

Ciclo	phi	K, (mD)	Sistema	Salinidad	Presión	Temperatura	Restauración
TOPE_3	0.204	2206	aceite-salmuera	10000 KCL	2300 psi	ambiente	no

Fuente: Lozano, Quintero, Sánchez, Morales, Yepes, Moreno, Lazala y Barrios (2016a).

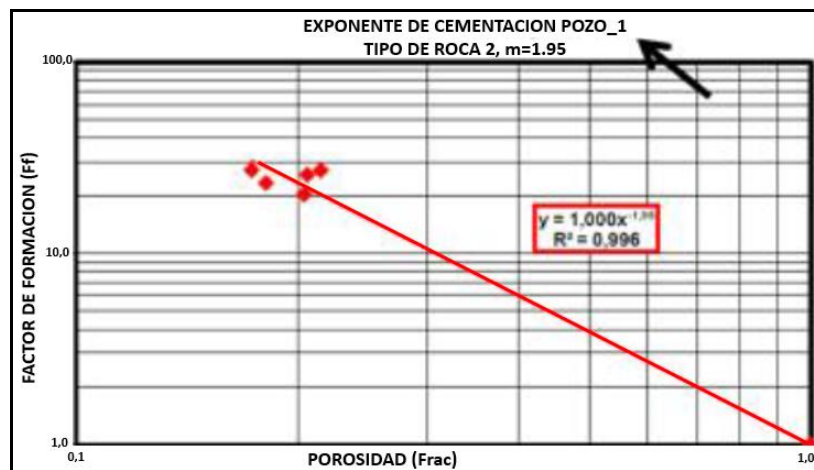


Figura 64. Factor de formación Vs porosidad, Pozo_1, $m=1.95$. Fuente: Lozano, Quintero, Sánchez, Morales, Yepes, Moreno, Lazala y Barrios (2016a).

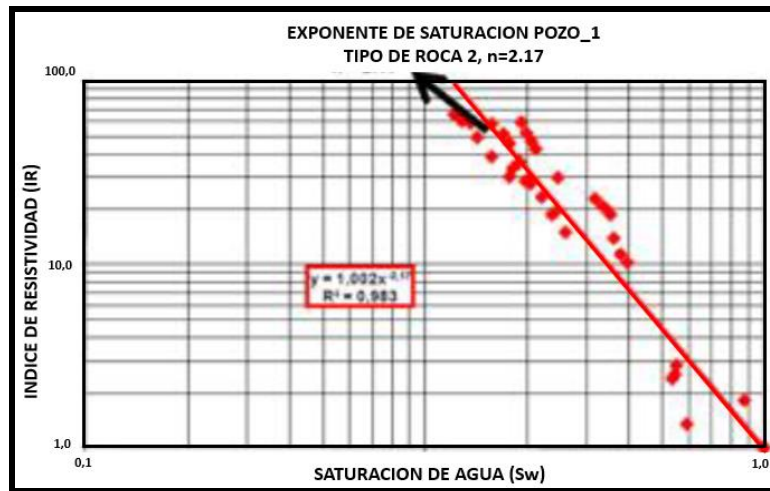


Figura 65. Índice de resistividad Vs porosidad, Pozo_1, n=2.17. Fuente: Lozano, Quintero, Sánchez, Morales, Yepes, Moreno, Lazala y Barrios (2016a).

6.1.8 Estimación de tipos de roca

La definición de los tipos de roca de acuerdo con su calidad, orientados a simulación, se fundamentó en la metodología FZI utilizada en cada uno de los pozos del área de estudio. Se definieron cinco petrofacies en K1 inferior según la información de radios de garganta, derivadas de las mediciones de presión capilar por inyección de mercurio (información suministrada por la Operadora) como se observa en la figura 66.

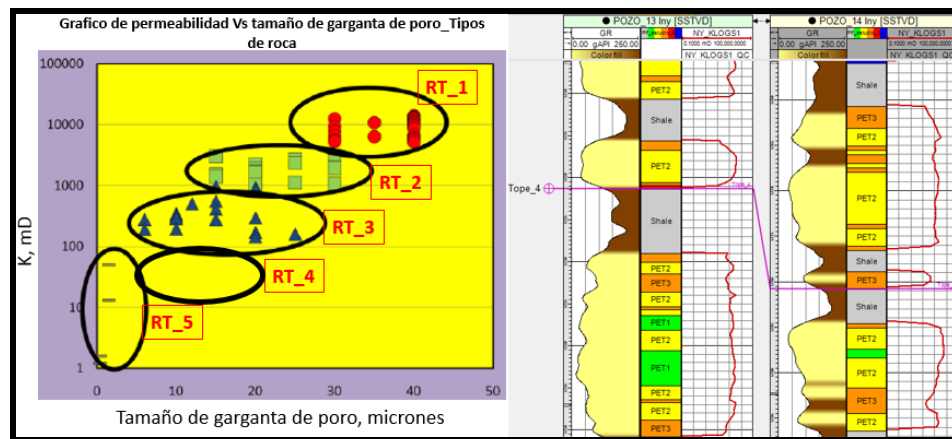


Figura 66. Permeabilidad vs. Tamaño garganta de poro-tipos de roca. Fuente: Lozano, Quintero, Sánchez, Morales, Yepes, Moreno, Lazala y Barrios (2016a).

6.1.9 Cálculo de Net Pay

Como indicador de Net Pay (contienen fluidos que pueden contribuir durante la vida productiva del campo) se empleó la relación movilidad vs. porosidad, la cual coincide adecuadamente con el respectivo gráfico convencional de capacidad de almacenamiento ($\text{PHI} \cdot H$) vs. cortes de porosidad. Se establece un corte de porosidad del orden del 10 %.

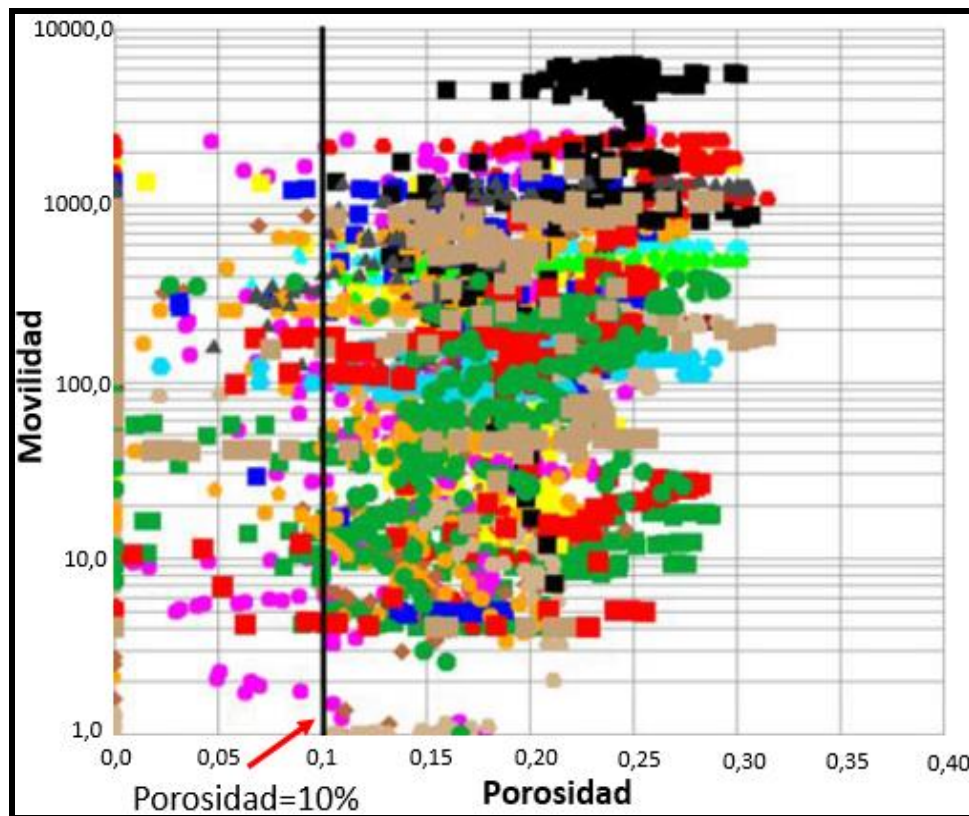


Figura 67. Movilidad vs. Porosidad unidad K1 inferior. Fuente: Lozano, Quintero, Sánchez, Morales, Yepes, Moreno, Lazala y Barrios (2016a).

6.2 Análisis variográfico

El variograma es una función vectorial que permite medir las discrepancias de una propiedad en una región del espacio. Siendo una herramienta de uso en el análisis de reservas de yacimientos en una región definida. Una vez que se ha obtenido el variograma

experimental y se ha estudiado su comportamiento, el paso siguiente es encontrar algún modelo paramétrico que ajuste adecuadamente los datos muestrales, esto es realizado por medio de variogramas teóricos. Cada modelo puede tener una forma diferente que se ajustara a un comportamiento determinado del variograma experimental. Cada modelo tiene una *meseta* que es el máximo valor del variograma, al alcanzarse la *meseta* se dice que se está en el *rango* que es el máximo valor de h al cual se puede decir que los puntos discretizados están correlacionados, por lo tanto, un valor del *rango* muy pequeño conlleva a altas heterogeneidades. En muchos casos, para un h igual a cero, el variograma no da cero lo cual es un error ya que se estaría realizando un estudio continuo de la propiedad de interés, esto es llamado *efecto pepita* y es provocado por errores en la toma de los datos en la mayoría de los casos.

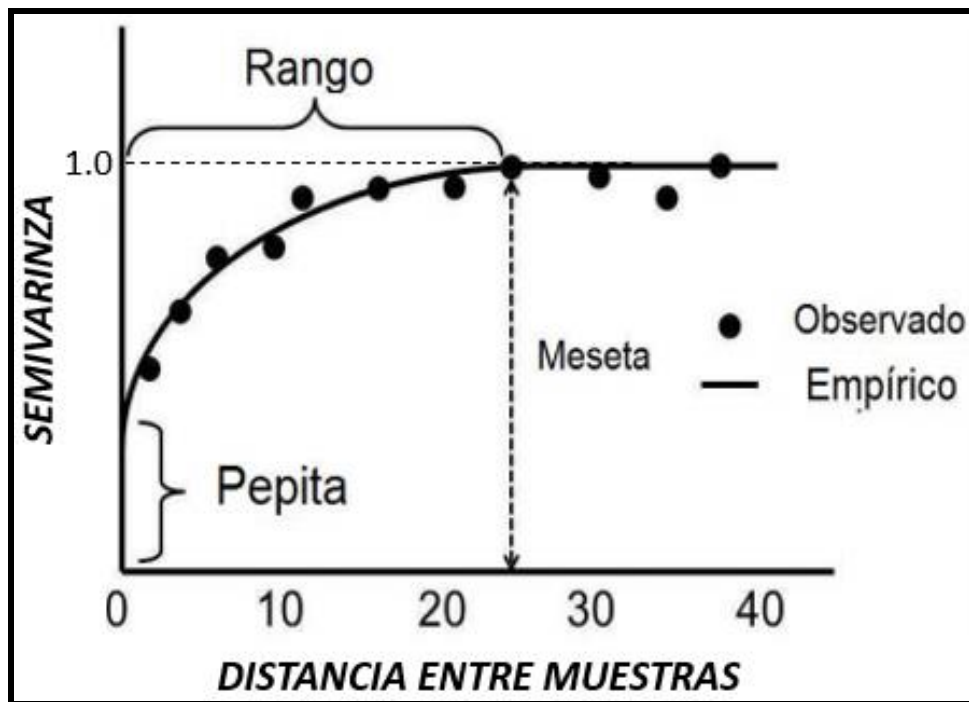


Figura 68. Semivariograma.

Los variogramas son realizados en varias direcciones (360 grados) para definir adecuadamente el comportamiento de la propiedad estudiada en toda la extensión del yacimiento, en caso de que se esté estudiando en un plano horizontal. Dependiendo de los resultados se utilizará un método geoestadístico u otro, Barrera (s. f.)

6.2.1 Análisis variográfico de la distribución de arena

Para analizar la distribución de arena en el área de estudio, se realizaron variogramas experimentales de la variable para cada ciclo de depositación, los cuales fueron ajustados a los variogramas teóricos. Se construyeron mapas de variogramas para detectar las direcciones de anisotropía representadas en la figura 69 y 70. Los resultados establecen que las direcciones principales de anisotropía predominan desde el sur-oeste a nor-este y las direcciones secundarias de anisotropía desde el sur-este a nor-oeste. Según las direcciones de las paleocorrientes representadas en los mapas de electrofacies corroboramos que los canales de arena son consistentes con las direcciones de anisotropía representadas en los variogramas. Este análisis variográfico se realizó para los 6 ciclos de depositación del área de estudio.

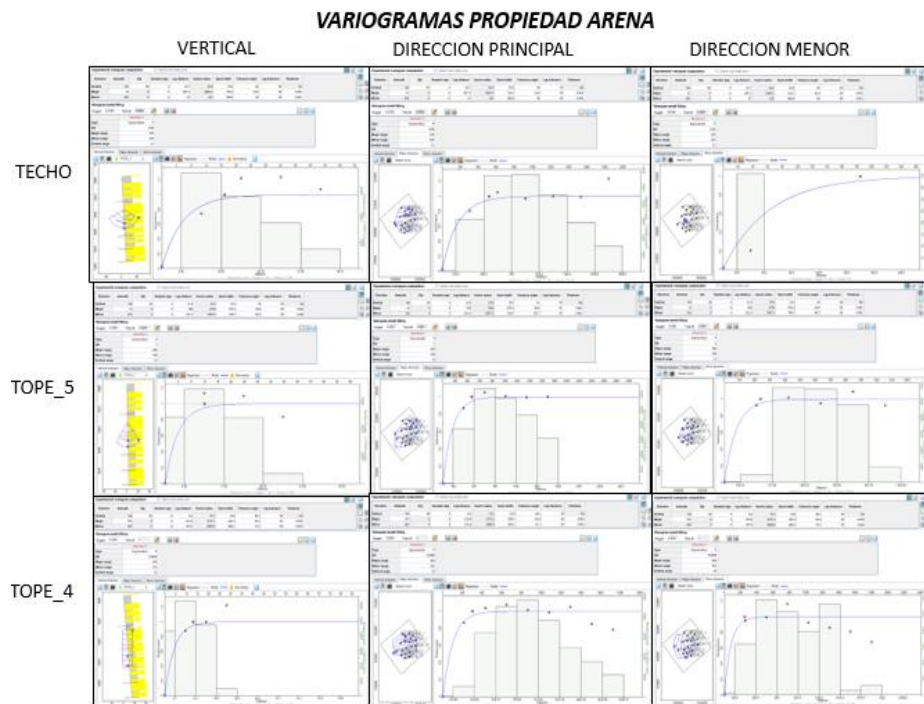


Figura 69. Data análisis de la distribución de arena, “ciclos unidad K1 inferior”.

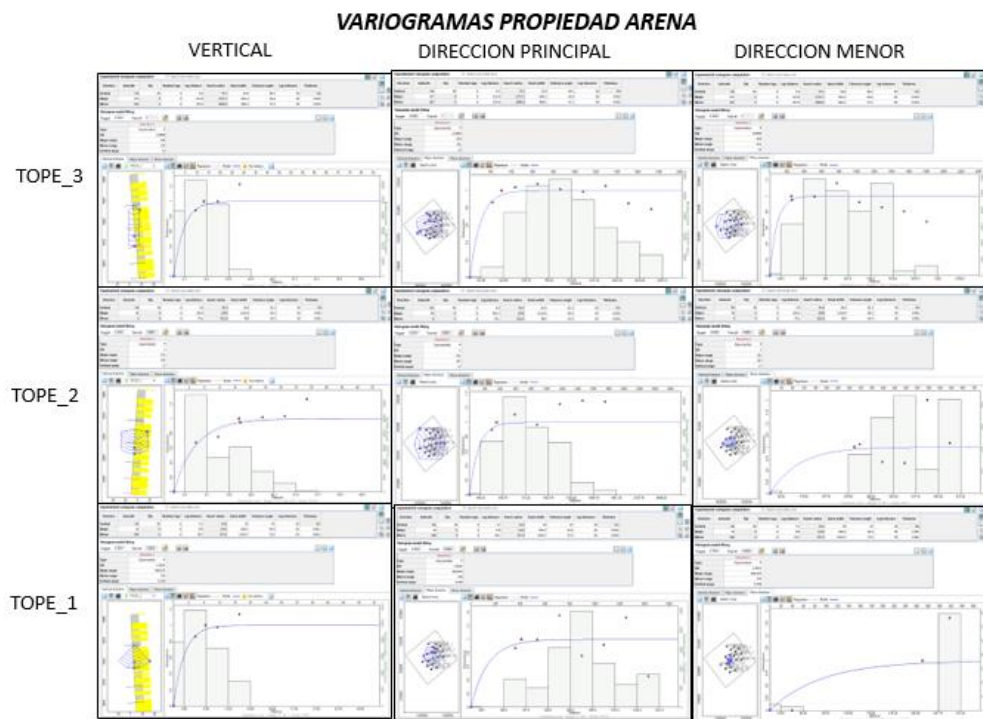


Figura 70. Data análisis de la distribución de arena, “ciclos unidad K1 inferior”.

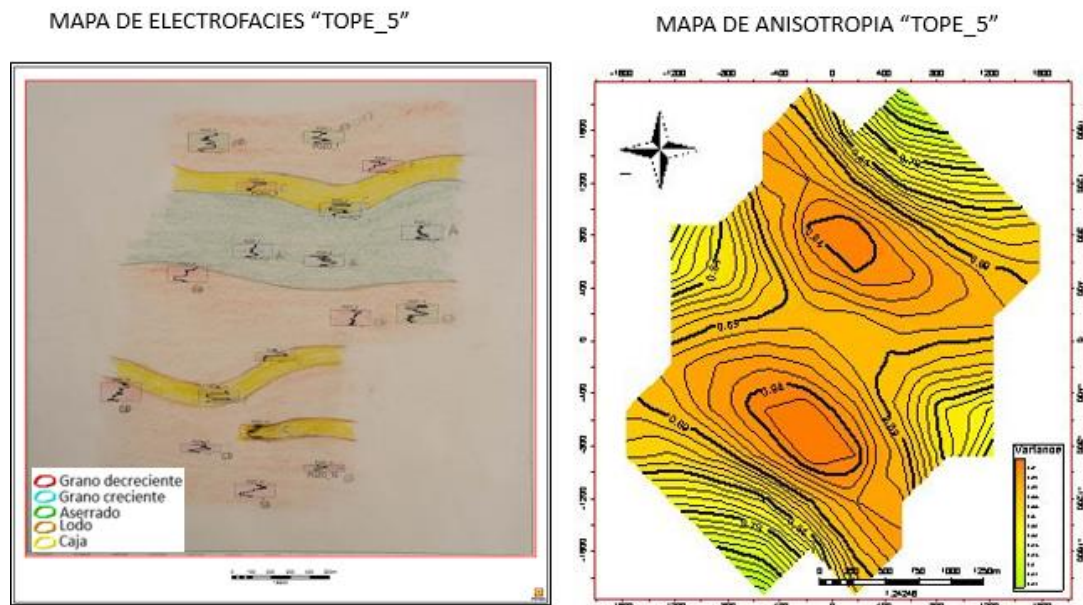


Figura 71. Mapa de electrofacies y mapa variográfico de la distribución de arena en el "Tope_5".

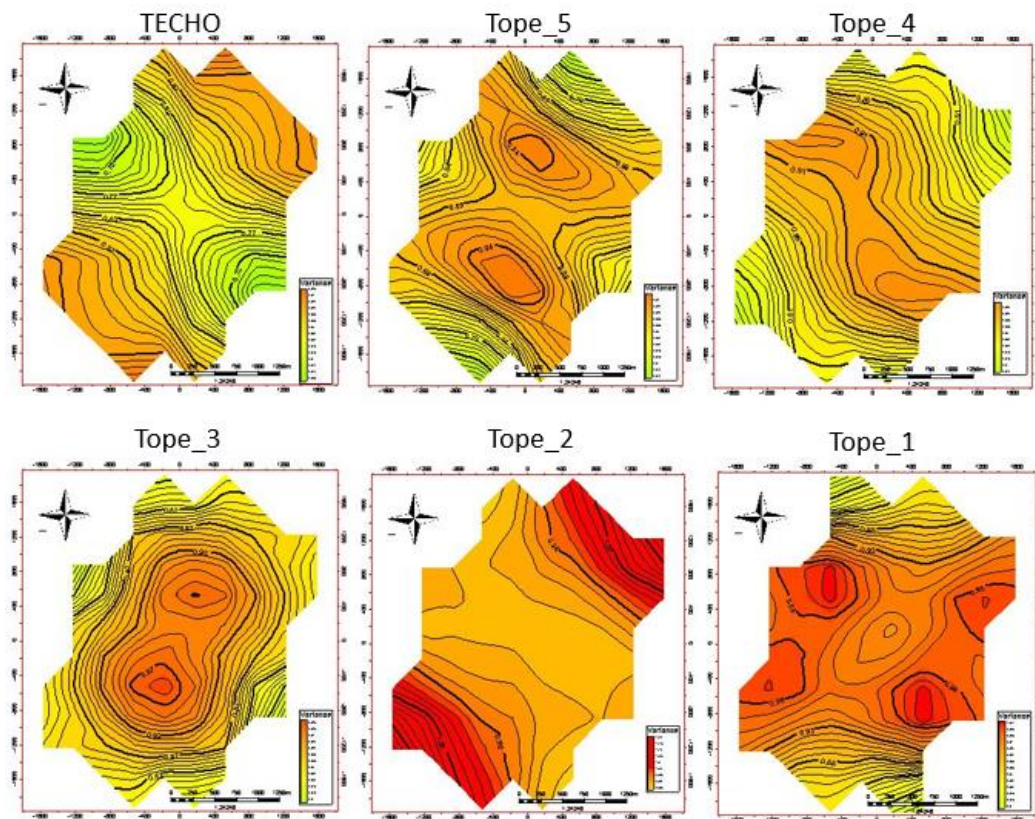


Figura 72. Mapas variográficos de la distribución de arena en los ciclos de deposición.

6.2.2 Análisis variográfico de los tipos de roca

La unidad de estudio (K1 inferior) es representada petrofísicamente por 5 tipos de roca definidos por el método FZI (Indicador de zonas de flujo) desde tipo de roca 1 como la roca de mejores propiedades petrofísicas hasta tipo de roca 5 como la roca de menor calidad. Para evaluar arealmente la distribución de la calidad de roca en el área de estudio se realizaron variogramas experimentales a los diferentes tipos de roca definidos para cada unidad hidráulica (ciclos de depositación).

Las figuras 73 a 81 muestran los variogramas para cada ciclo de la unidad K1 inferior. Para cada ciclo existe un variograma en la vertical (profundidad) y dos variogramas areales o de superficie; uno en la dirección principal de la estructura y otro en la dirección secundaria (ortogonal).

Debido a que el distanciamiento de los pozos está aproximadamente de 350 metros, la resolución de los variogramas de superficie es menor que la resolución de los variogramas verticales, ya que los variogramas verticales presentan mayor cantidad de datos provenientes del registro eléctricos de cada pozo.

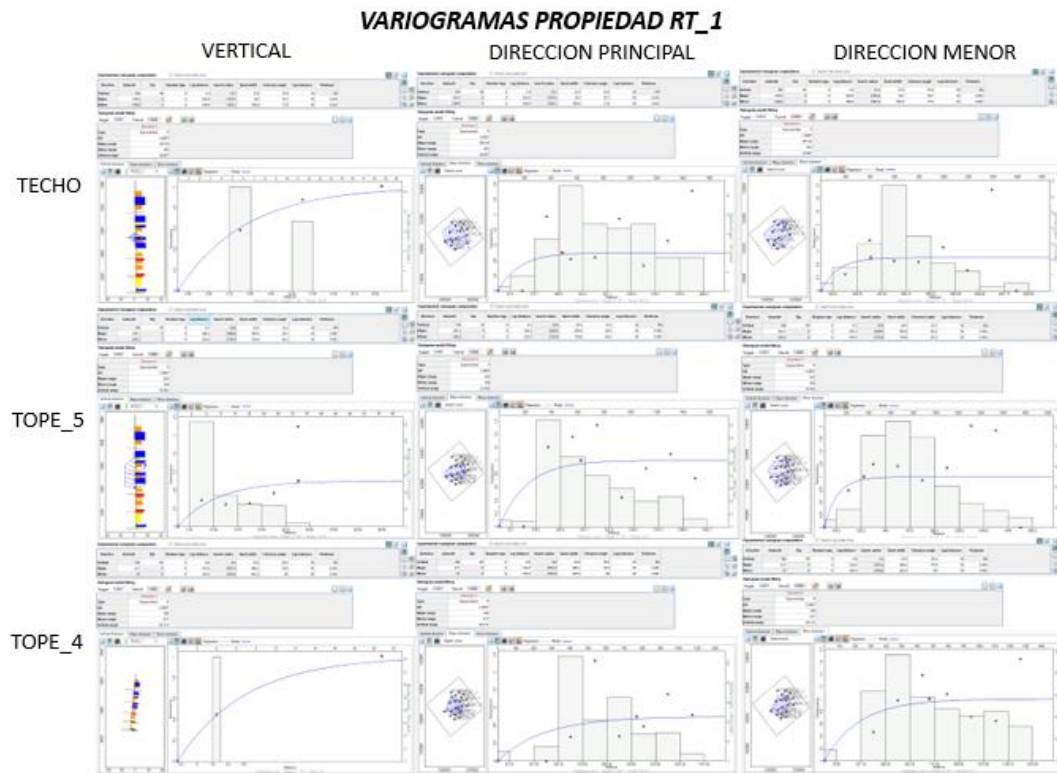


Figura 73. Data análisis de RT_1 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior

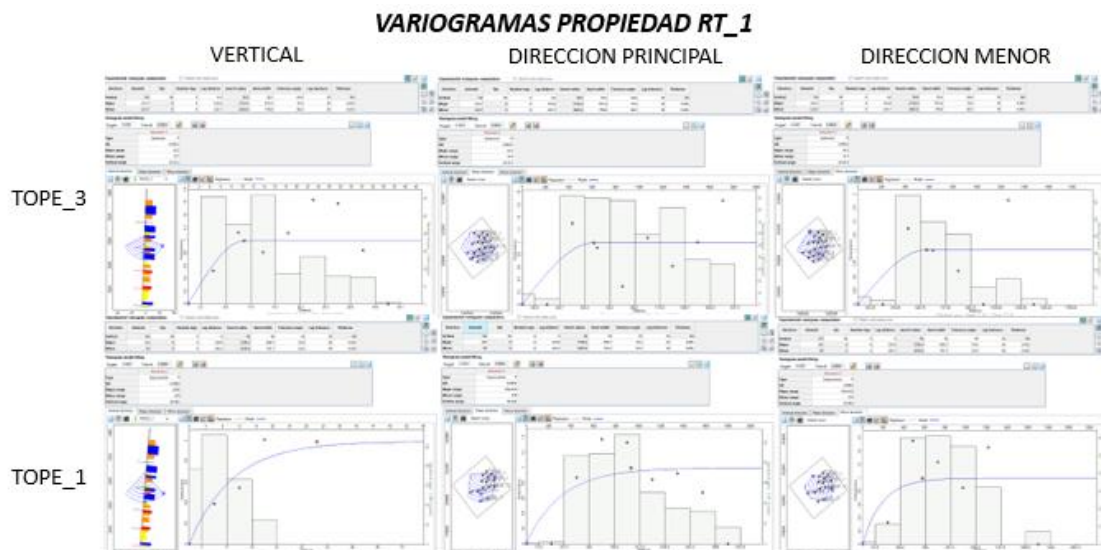


Figura 74. Data análisis de RT_1 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior

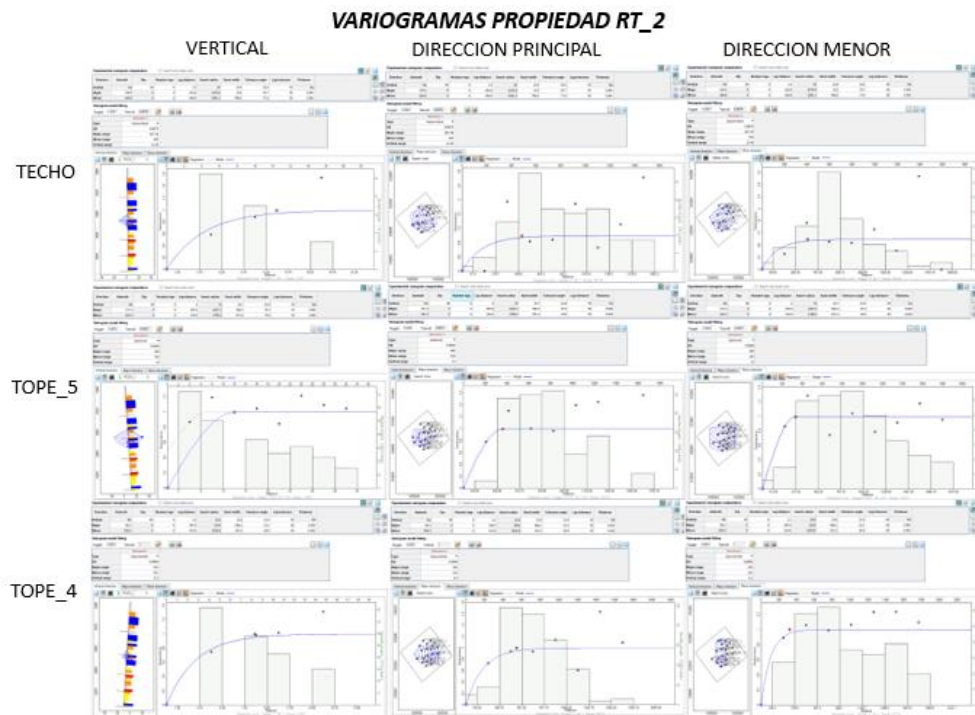


Figura 75. Data análisis de RT_2 para los ciclos de deposición de la unidad K1 inferior

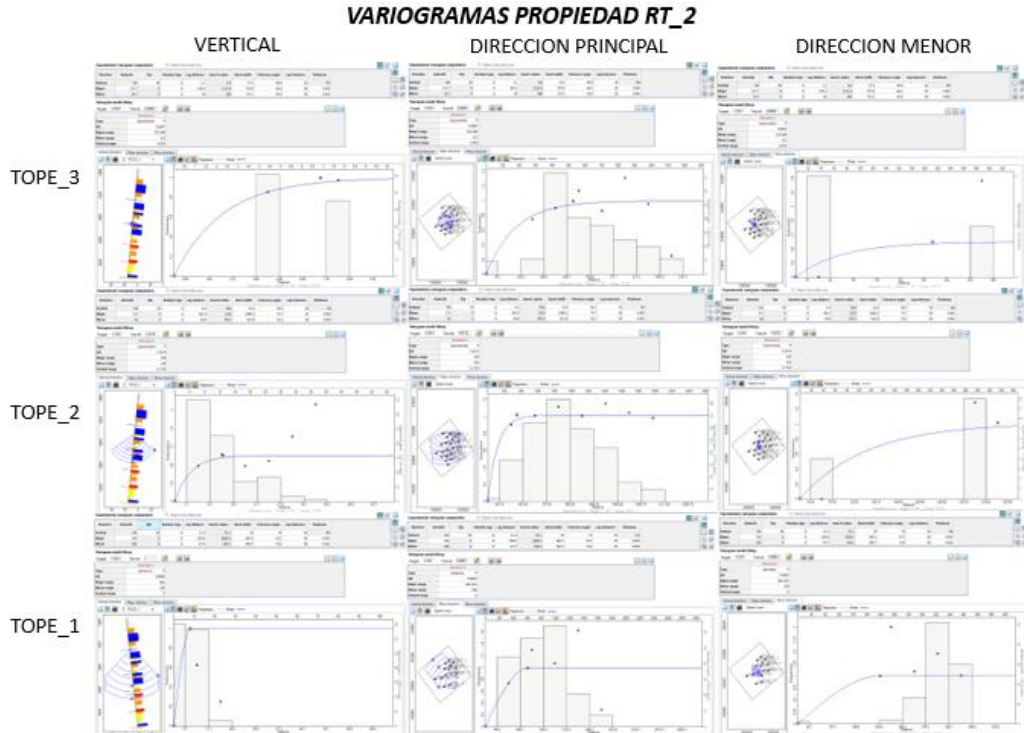


Figura 76. Data análisis de RT_2 para los ciclos de deposición de la unidad K1 inferior

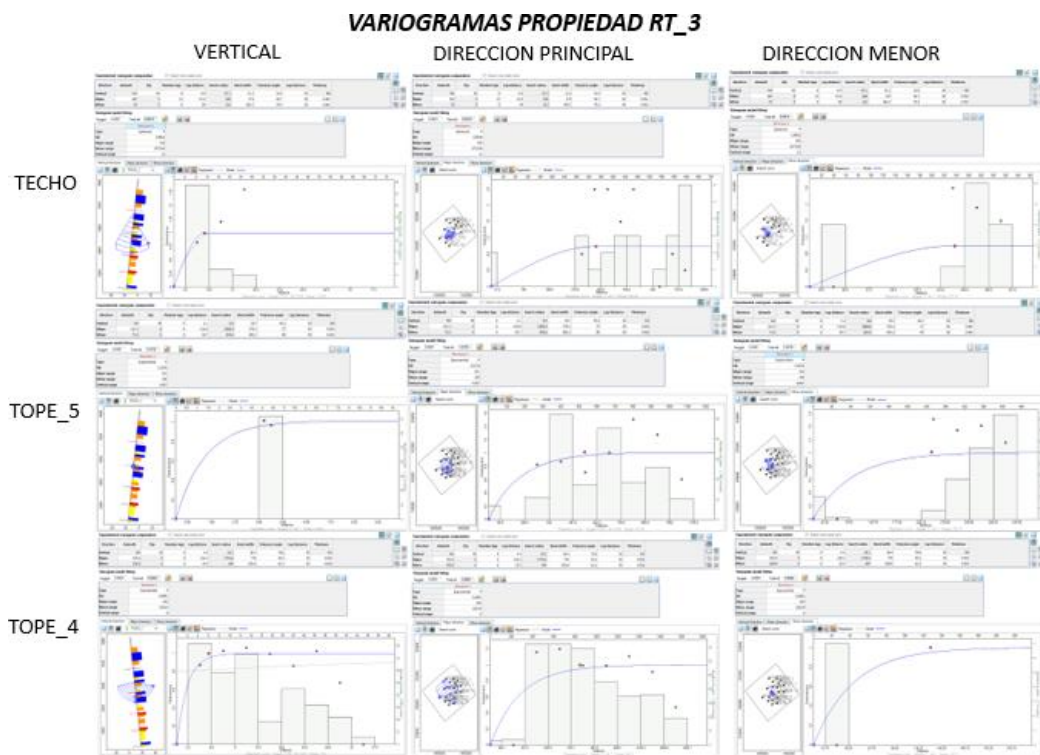


Figura 77. Data análisis de RT_3 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior

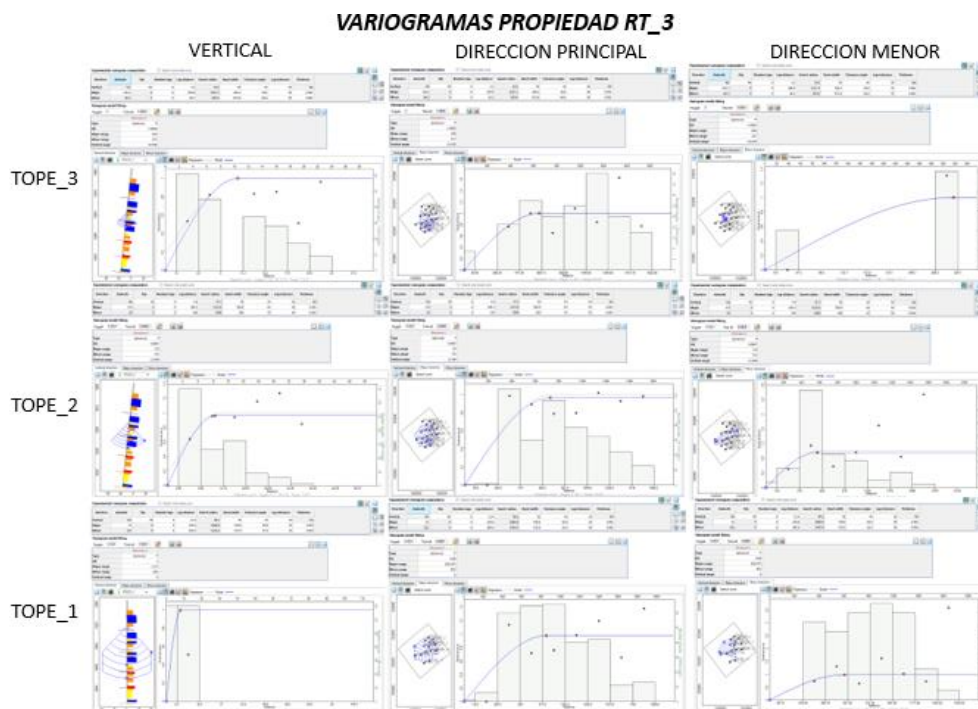


Figura 78. Data análisis de RT_3 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior

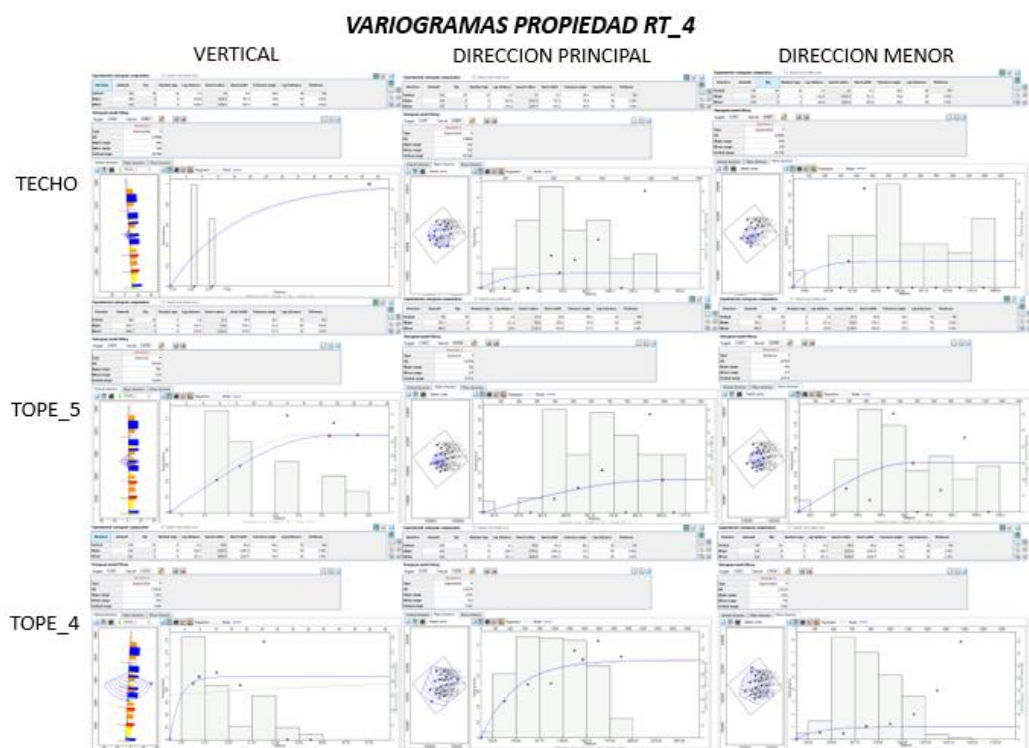


Figura 79. Data análisis de RT_4 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior

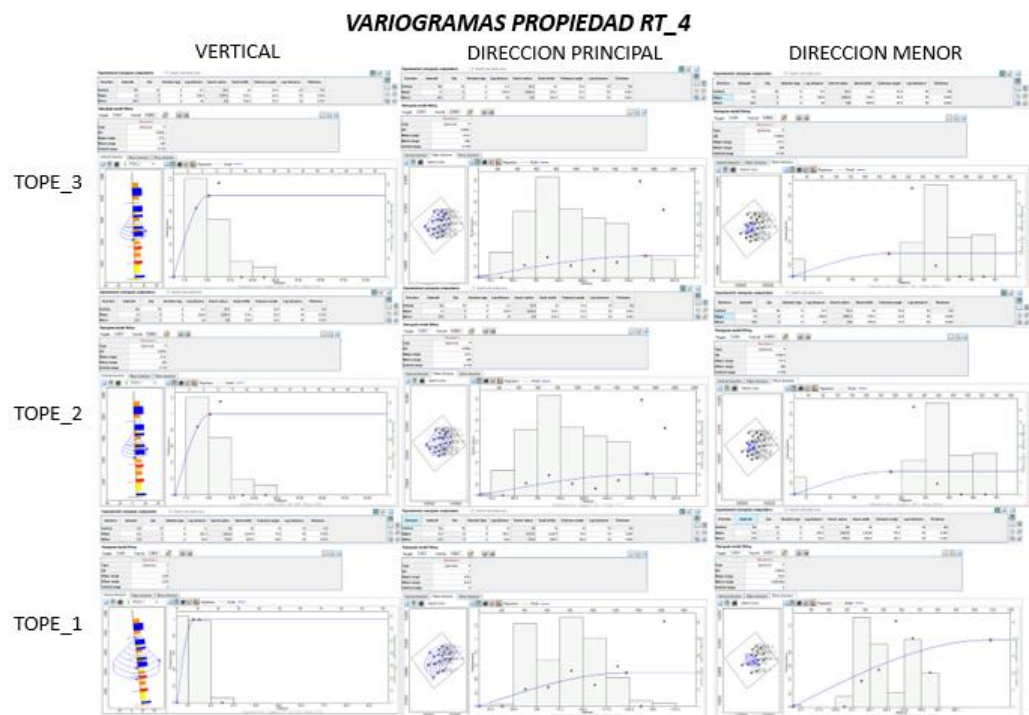


Figura 80. Data análisis de RT_4 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior

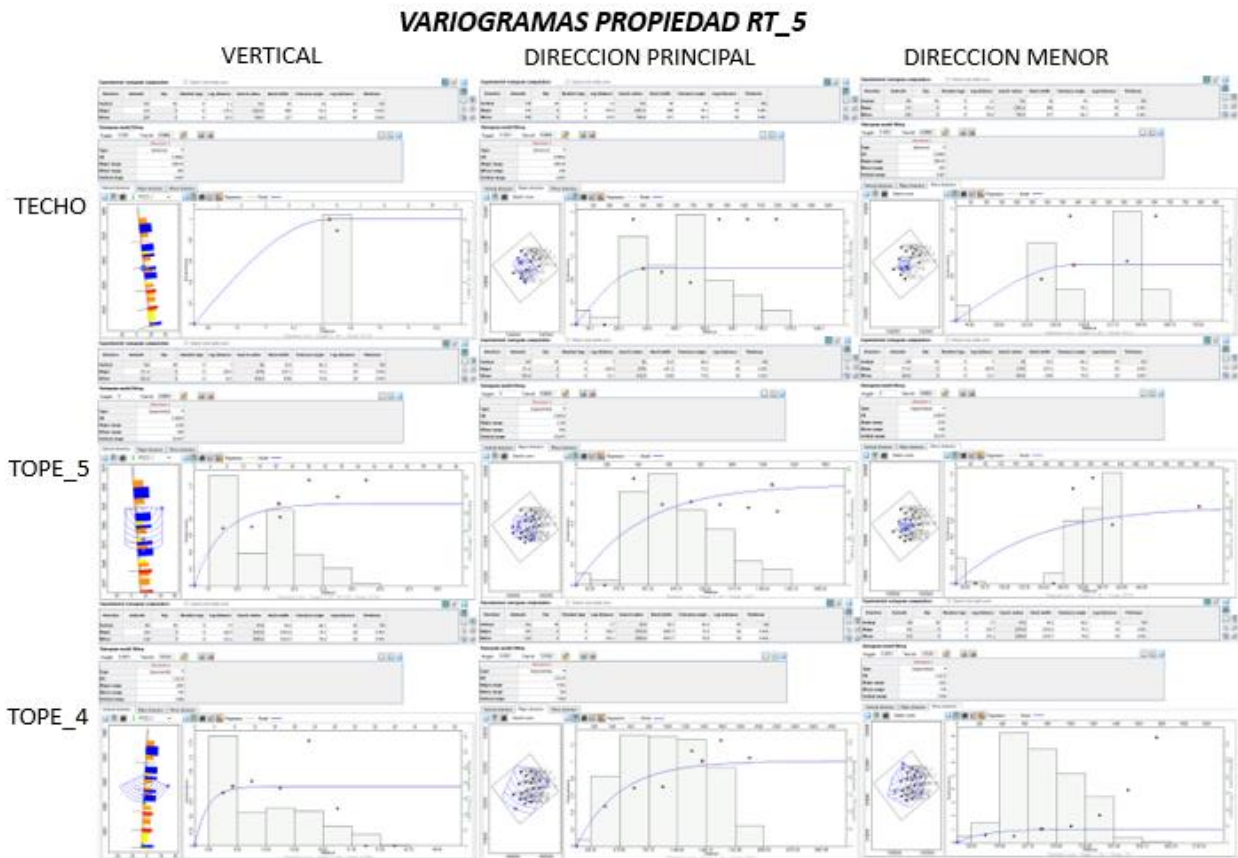


Figura 81. Data análisis de RT_5 para los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior.

6.2.3 Análisis variográfico del tipo de roca para el ciclo “TECHO”

Se realizaron variogramas experimentales para cada tipo de roca definido en este ciclo. En este caso se definieron tipos de roca desde el tipo de roca 2 hasta el tipo de roca 5. El muestreo de esta variable no registro RT_1. En la figura 82 podemos observar los mapas variográficos según el tipo de roca. La dirección principal de anisotropía para los tipos de roca de este ciclo es SW a NE y la dirección secundaria de anisotropía es SE a NW.

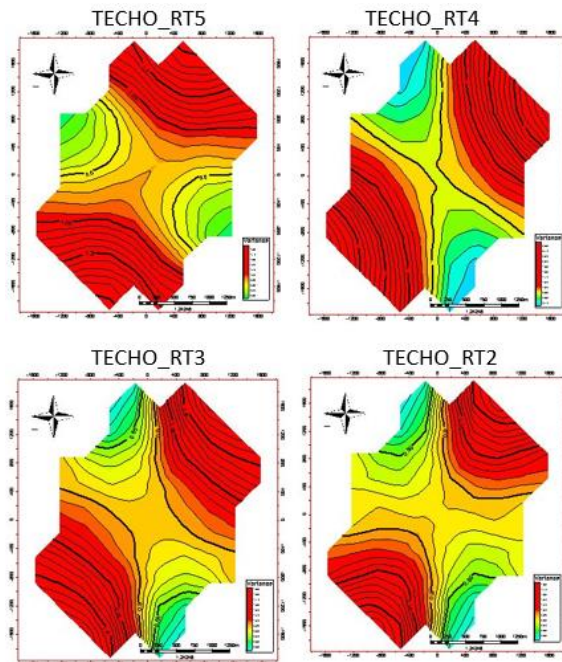


Figura 82. Mapas variográficos del tipo de roca, ciclo “TECHO”.

6.2.4 Análisis variográfico del tipo de roca para el ciclo “Tope_5”

Se realizaron variogramas experimentales para cada tipo de roca definido en este ciclo. En este caso se definieron tipos de roca desde el tipo de roca 1 hasta el tipo de roca 5. En la figura 83 se ilustran los mapas variográficos según el tipo de roca. La dirección principal de anisotropía para el RT_5 es E a W, observando alta variabilidad en los datos y baja correlación. El RT_4, RT_3 y RT_2 presentan una dirección principal de anisotropía NE a SW. La variabilidad de los datos es alta en RT_4 y RT_3. El RT_2 presenta buena correlación de los datos en dirección SE a NW. La dirección principal de anisotropía del RT_1 es N – S y la dirección secundaria de anisotropía es E a W.

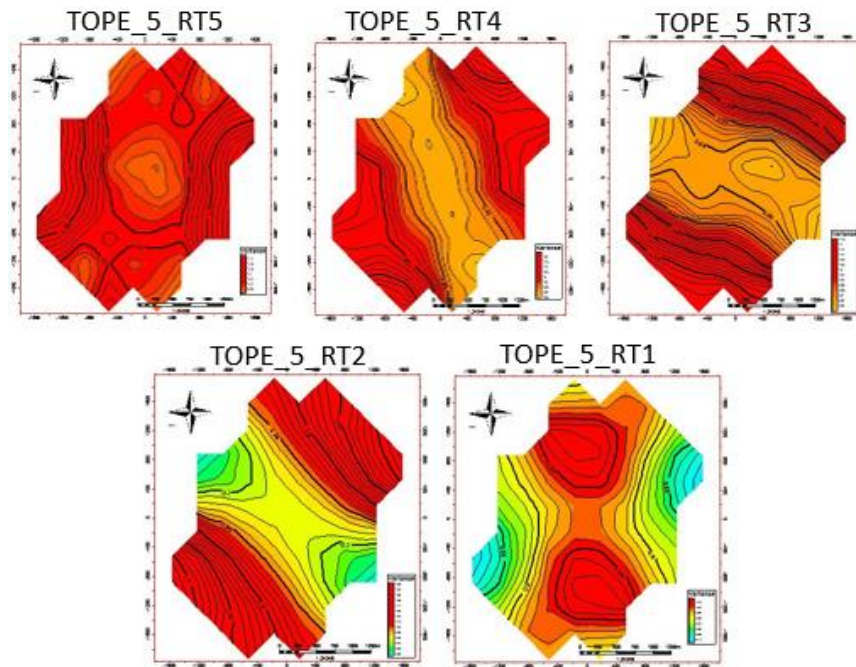


Figura 83. Mapas variográficos del tipo de roca, ciclo “Tope_5”.

6.2.5 Análisis variográfico del tipo de roca para el ciclo “Tope_4”

Los variogramas experimentales realizados para los tipos de roca RT5, RT4, RT2 y RT1 definidos en este ciclo se muestran en la figura 84. La dirección principal de anisotropía para el RT_5 es NE a SW. La dirección secundaria de anisotropía es SE a NW. La dirección principal de anisotropía para el RT_4 es N a S. La dirección secundaria de anisotropía es E a W. observando alta variabilidad en los datos y baja correlación. La dirección principal de anisotropía para el RT_2 es E a W. La dirección secundaria de anisotropía es N a S. La dirección principal de anisotropía del RT_1 es SW – NE y la dirección secundaria de anisotropía es SE a NW.

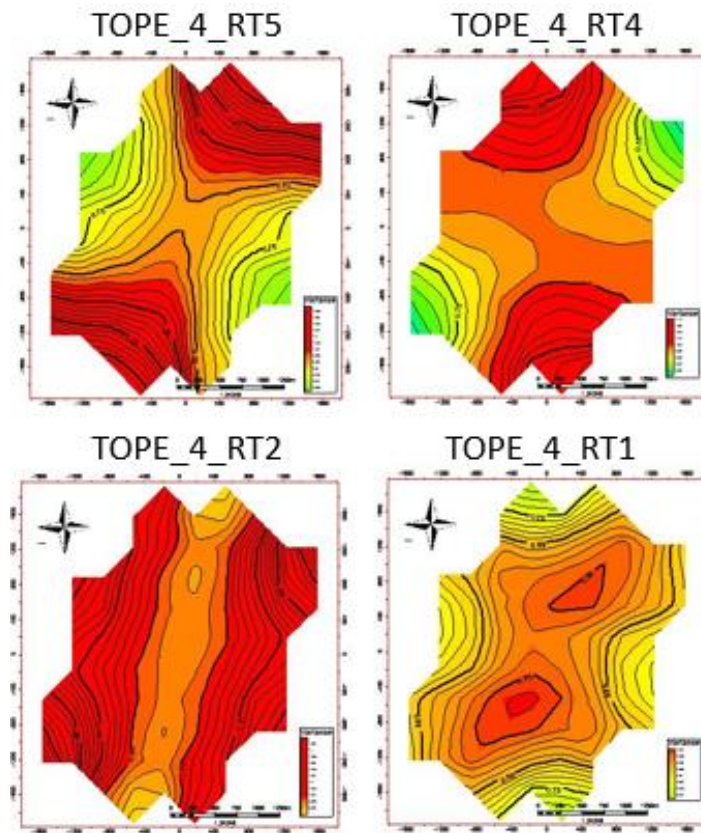


Figura 84. Mapas variográficos del tipo de roca, ciclo “Tope_4”.

6.2.6 Análisis variográfico del tipo de roca para el ciclo “Tope_3”

En la figura 85 se incluyen los variogramas experimentales realizados al ciclo “Tope_3”. Se definieron tipo de roca desde RT1 hasta el RT5. En general los cinco tipos de roca presenta alta varianza en los datos. los RT_5 y RT_4 presentan dirección de lata anisotropía NE a SW y baja anisotropía en dirección SE a NW. Los RT_3 y RT_2 presentan dirección principal de anisotropía SE a NW y baja anisotropía en dirección NE a SW. Se observa que en RT_3 y RT2 hay muy baja correlación entre los datos. La dirección principal de anisotropía del RT_1 es SE – NW y la dirección secundaria de anisotropía es NE a SW.

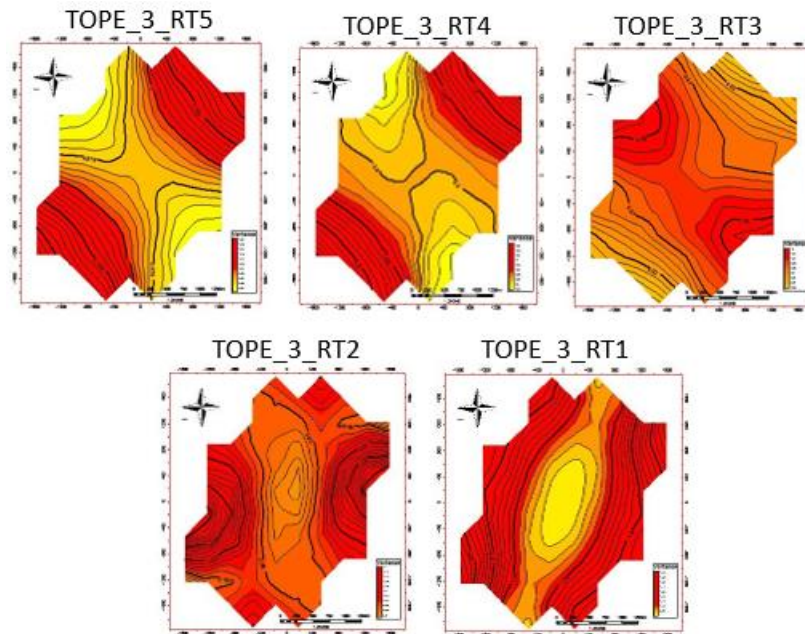


Figura 85. Mapas variográficos del tipo de roca, ciclo “Tope_3”.

6.2.7 Análisis variográfico del tipo de roca para el ciclo “Tope_2”

Se realizaron variogramas experimentales para cada tipo de roca definido en este ciclo. En este caso se definieron dos tipos de roca; RT_5 y RT_2. El muestreo de esta variable no registro RT_1, RT_3 y RT_4. En la figura 86 aparecen los mapas variográficos según el tipo de roca. La dirección principal de anisotropía para RT_5 es SW a NE y la dirección secundaria de anisotropía es SE a NW. La dirección principal de anisotropía para RT_2 es SW a NE y la dirección secundaria de anisotropía es SE a NW. Podemos observar que la varianza de datos de RT_2 es alta con una baja correlación entre datos.

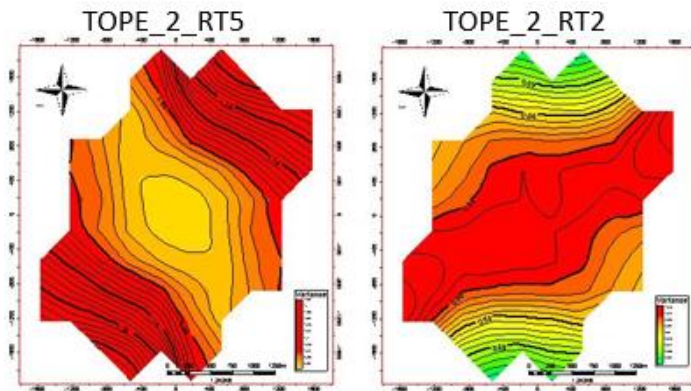


Figura 86. Mapas variográficos del tipo de roca, ciclo “Tope_2”

6.2.8 Análisis variográfico del tipo de roca para el ciclo “Tope_1”

En este ciclo se definieron RT_5, RT_4, RT_3 y RT_2. No se registraron muestras de RT_1. En la figura 87 es posible ver los mapas variográficos realizados para este ciclo. Los RT_5 y RT_2 tienen dirección de alta anisotropía SE a NW, con baja anisotropía en dirección NE a SW. Los RT_4 y RT_3 presentan una dirección de anisotropía principal NE a SW y baja anisotropía en dirección SE a NW.

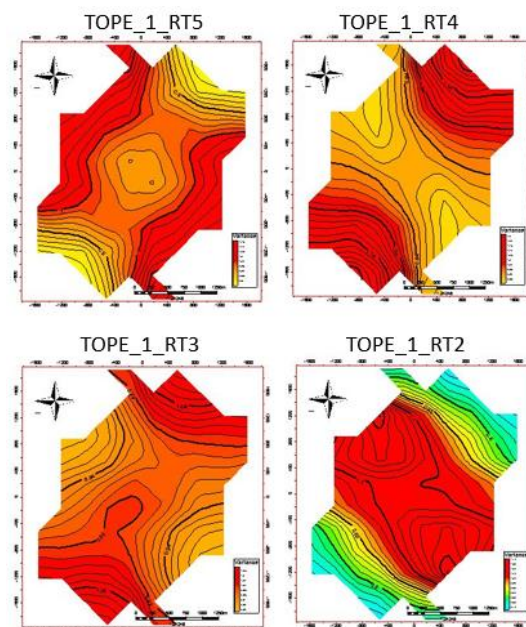


Figura 87. Mapas variográficos del tipo de roca, ciclo “Tope_1”

6.3 Construcción del modelo geoestadístico espacial del área de estudio

Para la realización del modelo geoestadístico se siguió el flujo de trabajo representado en la figura 88. Este flujo de trabajo se definió de acuerdo a la metodología que el *software* petrotécnico Petrel (versión 2016) tiene para realizar el geomodelamiento.

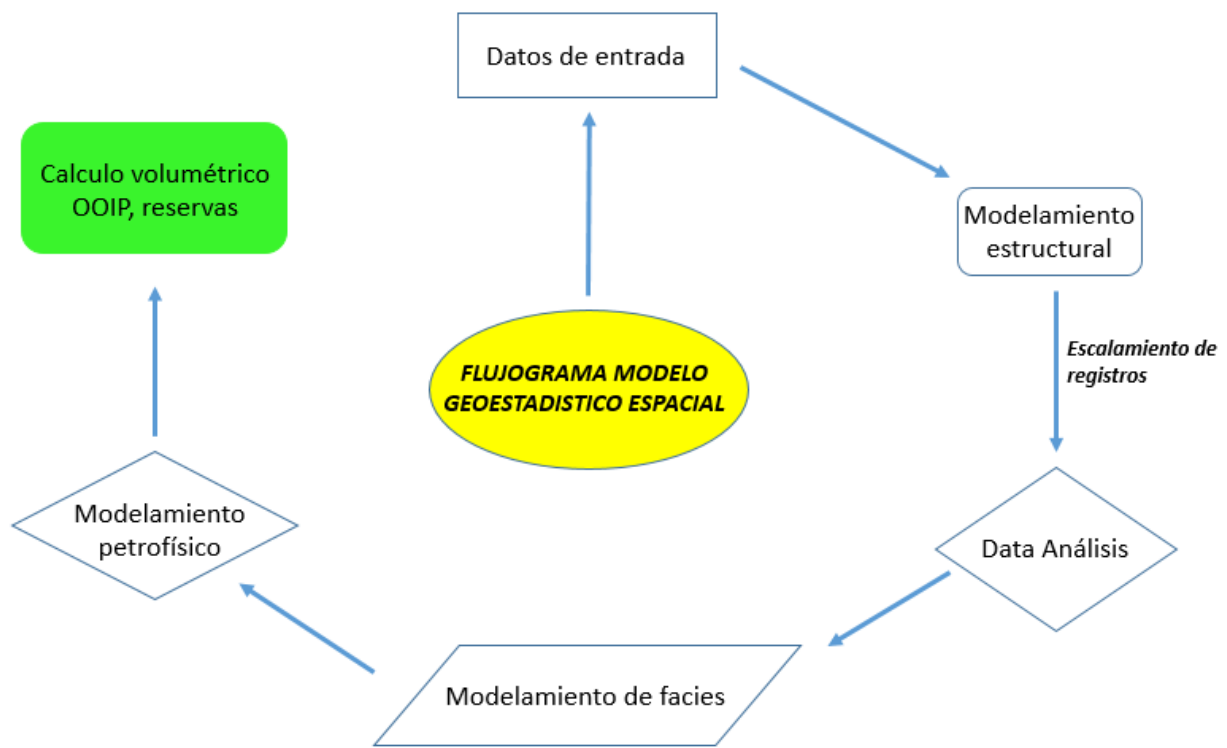


Figura 88. Flujograma para la realización del modelo geoestadístico espacial del área de estudio.

6.3.1 Datos de entrada

Como inicio del modelamiento geoestadístico espacial se realizó una recopilación de información de los 19 pozos del área de estudio. Esta información fue sometida a un control de calidad estricto antes de utilizarse como información de entrada para la realización el modelo. En la tabla 4 se indica el inventario de datos de entrada utilizado.

Tabla 4. Datos de entrada para la construcción del modelo geoestadístico

DATOS
1- Registros direccionales de 19 pozos en formato PNR (MD, TVD, TVDss). Coordenadas en metros.
2- Registros eléctricos litológicos, tipo de fluido y calidad de roca para 19 pozos en formato .las
3- Registros petrofísicos; permeabilidad (mD) y porosidad (%).
4- Tope de formación (estratigráficos) y topes de ciclos de depositación para los 19 pozos (MD).
5- Planos de falla en profundidad (pies).
6- Tope de falla (pies).
7- Polígonos de falla al tope de Guadalupe Superior (metros).
8- Grillas estructurales para los topes TECHO, Tope_5, Tope_4, Tope_3, Tope_2 y Tope_1. Coordenadas en metros y profundidad en TVDss.
9- Información de corazones
10- Información para realizar cálculos petrofísicos.
11- Información de fluidos presentes en el área de estudio ($^{\circ}$ API y Bo).

6.3.2 Modelamiento estructural

Para realizar el modelamiento estructural se utilizaron como datos de entrada los horizontes sísmicos de la unidad de interés, información de pozos y los planos de falla en profundidad. La construcción de esta malla espacial fue utilizada para realizar el poblamiento de facies y propiedades petrofísicas de la unidad Guadalupe superior.

En este caso los límites de la malla se definieron teniendo en cuenta el área de los patrones de inyección de agua y el pozo corazonado del área. La tendencia principal (dirección j) y secundaria (dirección i) de la estructura es gobernada por los planos de falla. Con el objetivo

de detallar mejor la estructura y con miras al desarrollo del campo en secundaria, se definieron tamaños de celda de 20 metros X 20 metros. En la figura 89 podemos mirar los esqueletos: superior, medio e inferior que nos servirán para soportar la malla tridimensional.

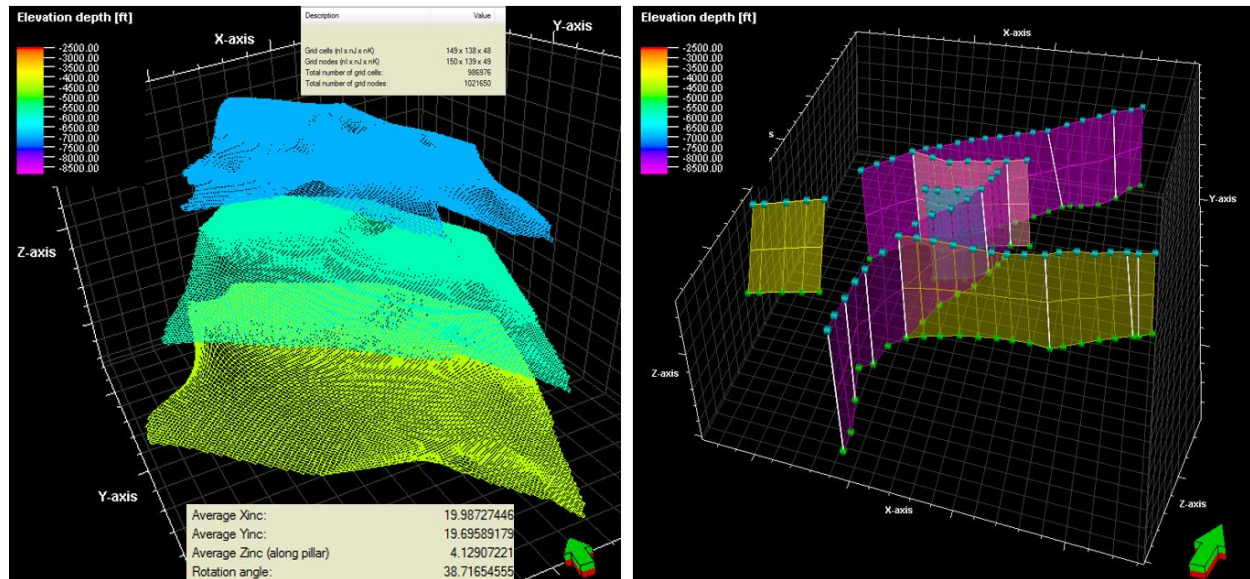


Figura 89. Esqueletos y pilares de falla del área de estudio.

Luego de generar la malla 3D continuamos con la generación del horizonte TECHO de la unidad Guadalupe superior utilizando como base la malla tridimensional. En la generación de este horizonte se ajustó al tope de la formación para cada pozo del área de estudio. En la figura 90 es visible el horizonte del TECHO y BASE de la unidad de interés en 3 dimensiones ajustada a los topos de los pozos.

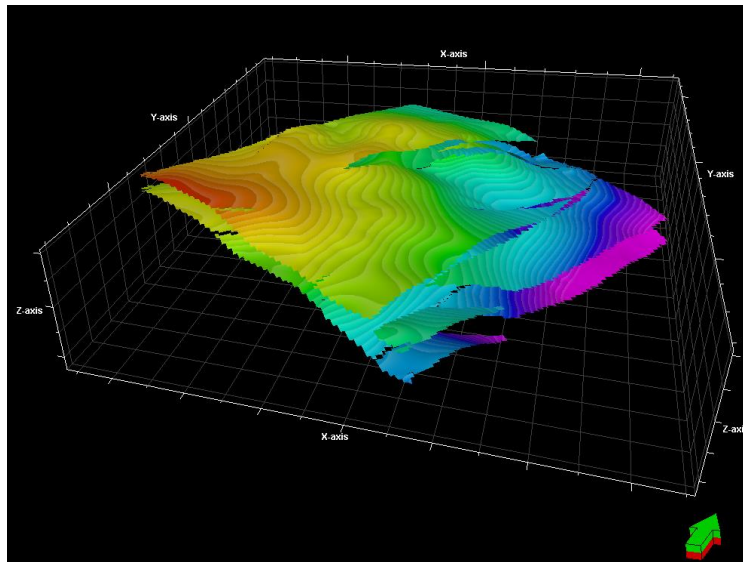


Figura 90. Imagen tridimensional del horizonte TECHO y BASE de la formación Guadalupe Superior.

Posteriormente, continuamos con la división vertical de la unidad Guadalupe Superior en síes zonas, según la interpretación de unidades estratigráficas realizada en el desarrollo del modelo estratigráfico. En este proceso se construyeron los mapas estructurales para los topes de los ciclos TECHO, Tope_5, Tope_4, Tope_3, Tope_2, Tope_1 y BASE. Para la construcción de estas zonas se utilizó como tendencia estructural los horizontes TECHO y BASE de la unidad y adicionalmente los topes de los pozos para cada ciclo, ver figura 91.

Con el objetivo de detallar cada ciclo y mejorar la resolución vertical, cada ciclo se dividió en 8 capas (*layers*). Cada capa nos representa de 2 a 3 pies en la vertical. En la figura 92 son claros los ciclos espacialmente divididos en el número de capas (8 *layers*). Las dimensiones de cada celda en superficie son de “20(i) X 20(j) metros X k (pies de profundidad)”. En la figura 93 podemos observar el número total de celdas y de *layers* al finalizar la construcción de la malla 3D.

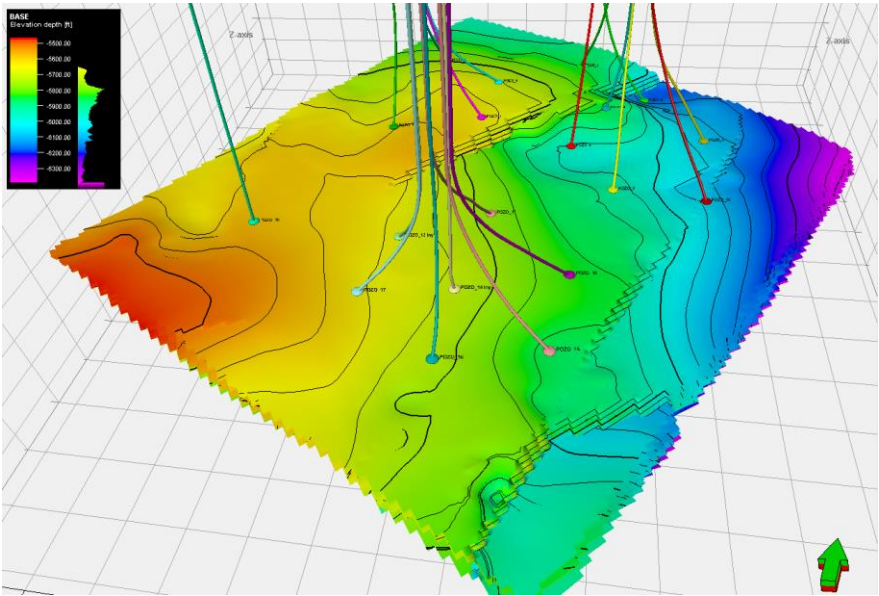


Figura 91. Mapas estructurales de los topes TECHO, Tope_5, Tope_4, Tope_3, Tope_2 y BASE de la formación Guadalupe Superior.

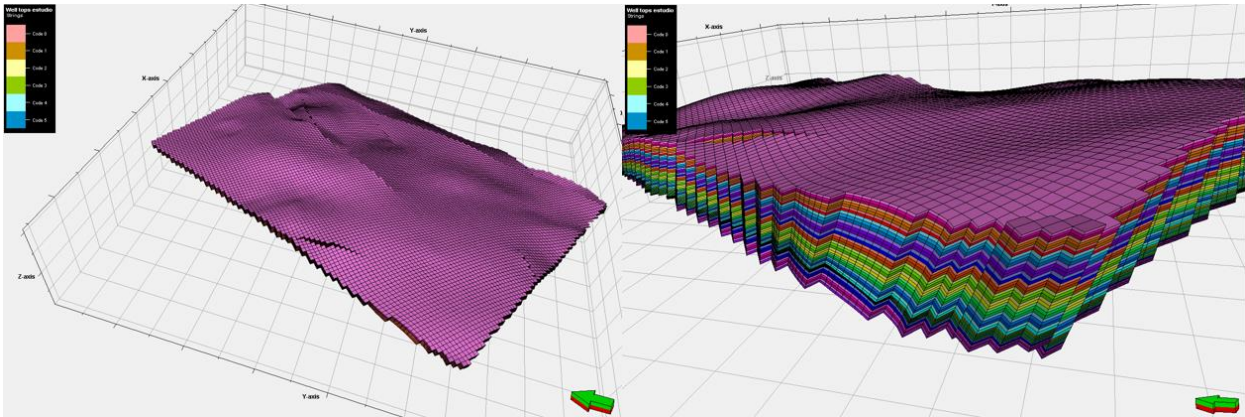


Figura 92. Imagen 3D de las seis zonas divididas verticalmente en 8 capas.

Description	Value
Grid cells (nI x nJ x nK)	149 x 138 x 48
Grid nodes (nI x nJ x nK)	150 x 139 x 49
Total number of grid cells:	986976
Total number of grid nodes:	1021650

Figura 93. Número total de celdas al finalizar la malla 3D.

6.3.3 Escalamiento de registros

Escalar es cargar las propiedades del registro a las celdas de la grilla geoestadística, es decir consiste en distribuir en cada celda de capa a capa las propiedades petrofísicas, Céron, G. y Chango (2009). Con el objetivo de mejorar la resolución vertical de los ciclos de depositación de interés en este estudio, se dividió cada zona en 8 capas. Lo anterior teniendo en cuenta que los ciclos de depositación tienen un espesor promedio de 25 pies. La resolución vertical en la malla 3D es aproximadamente 3 pies. Al realizar el poblamiento de facies para cada celda se le asignara un valor único de tipo de roca.

Debido a que los registros de pozo tienen una mayor resolución en la vertical comparada con la resolución vertical de cada celda (3 pies), realizamos el proceso de escalamiento de registros para asignar un solo valor de tipo de roca a cada celda.

Según el flujo de trabajo en modelamiento, iniciamos realizando el escalamiento a los registros discretos de facies con base en el cálculo de V_{shale} . Para este estudio se determinó que valores de V_{shale} mayores a 0.55 se catalogaba como arcilla y valores menores a 0.55 “se catalogaba como arena. La fórmula utilizada como entrada en la calculadora del *software* petrotécnico es: $Arena_estudio = if(V_{shale} = 1, 1, 0)$.

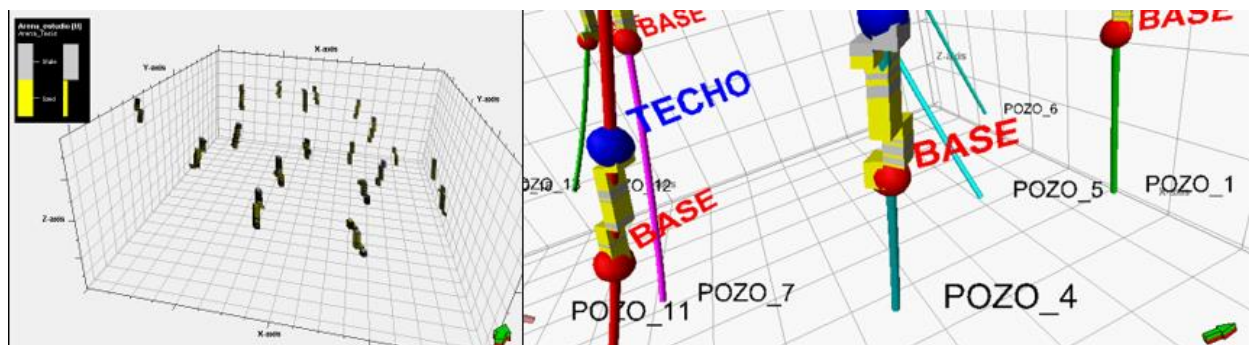


Figura 94. Escalamiento de registro discreto Arena - Arcilla.

Para realizar el escalamiento de utilizo el método promedio “Most of” el cual es muy utilizado para escalar propiedades discretas. Este método pondera el mayor porcentaje de un tipo de roca y lo asigna como valor para la celda.

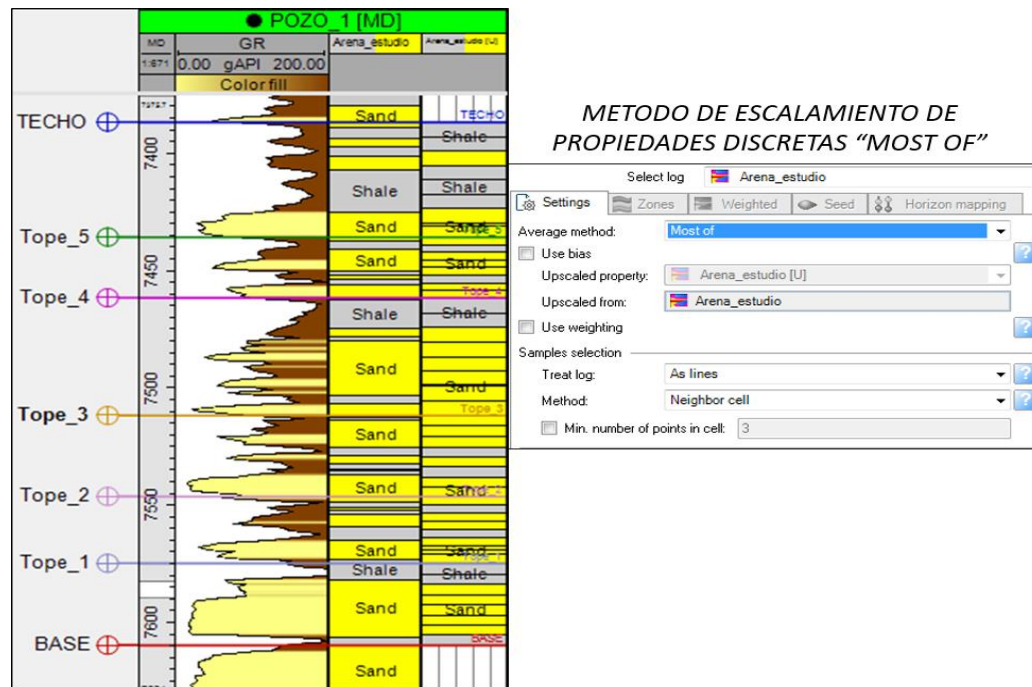


Figura 95. Escalamiento de registro discreto Arena – Arcilla método “Most of”.

Continuamos el escalamiento con los registros continuos de propiedades petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad. El método más usado para realizar el escalamiento de registros continuos es el “Aritmético”. En la figura 96 se ilustra la curva continua de permeabilidad en el mismo *track* de la curva escalada. De esta manera se realizó control de calidad al proceso de escalar los registros discretos y continuos de todos los pozos de estudio.

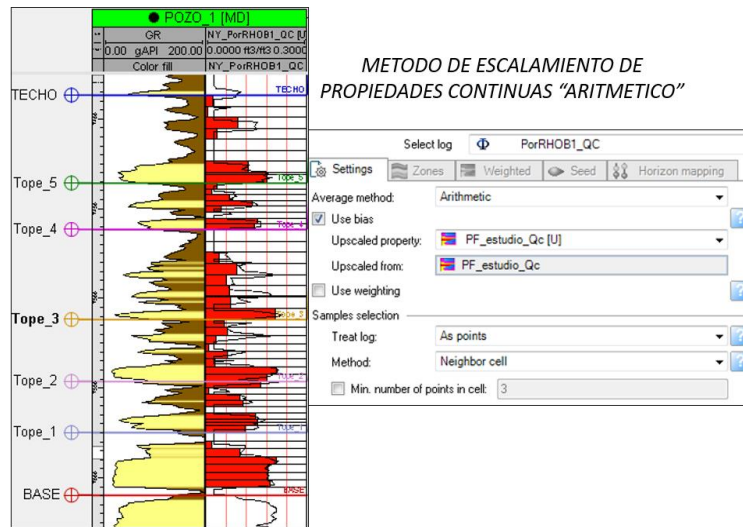


Figura 96. Escalamiento de registro continuo porosidad “Aritmético”.

En la figura 97 es claro el escalamiento de la propiedad permeabilidad en 3D para los pozos de estudio.

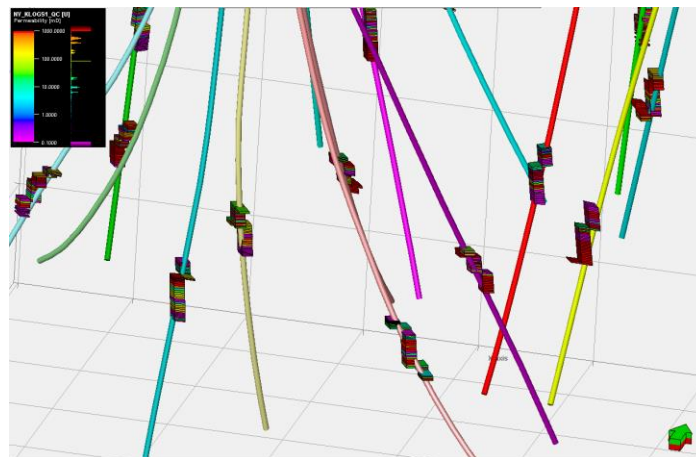


Figura 97. Escalamiento de registro continuo permeabilidad en 3D “Aritmético”.

En la figura 98 se encuentra el POZO_1 con los registros discretos y continuos escalados para verificar el control de calidad del proceso de escalamiento.

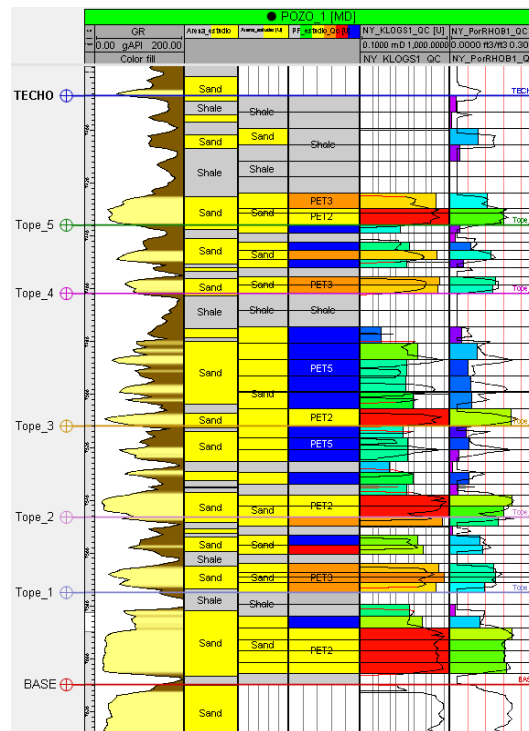


Figura 98. Escalamiento de registros continuos (K y PHI) y discretos (arena – arcilla y RT) para el POZO_1

6.3.4 Análisis de datos

Para realizar el análisis de datos de las facies de cada ciclo de depositación de la unidad Guadalupe Superior, se realizaron histogramas generados a partir de los variogramas realizados para los registros discretos y continuos. que permitieron identificar la distribución en porcentaje de cada facie en cada ciclo de depositación. En la figura 99 son evidentes los histogramas de la distribución de facies en los registros discretos y las facies escaladas para cada pozo, donde “0” es la probabilidad más alta de encontrar facies arcillosas y “1” es la probabilidad más alta de encontrar facies arenosas. Los análisis de los histogramas nos indican que en el ciclo TECHO predomina el contenido de arcilla. Los ciclos con mayor porcentaje de arena son TOPE_1 y TOPE_3. Los ciclos TOPE_2, TOPE_4 y TOPE_5 contienen alto contenido de arena, pero también contienen un contenido importante de arcilla. La comparación de los histogramas de facies discretas, facies escaladas y facies pobladas nos muestra un buen ajuste del modelo.

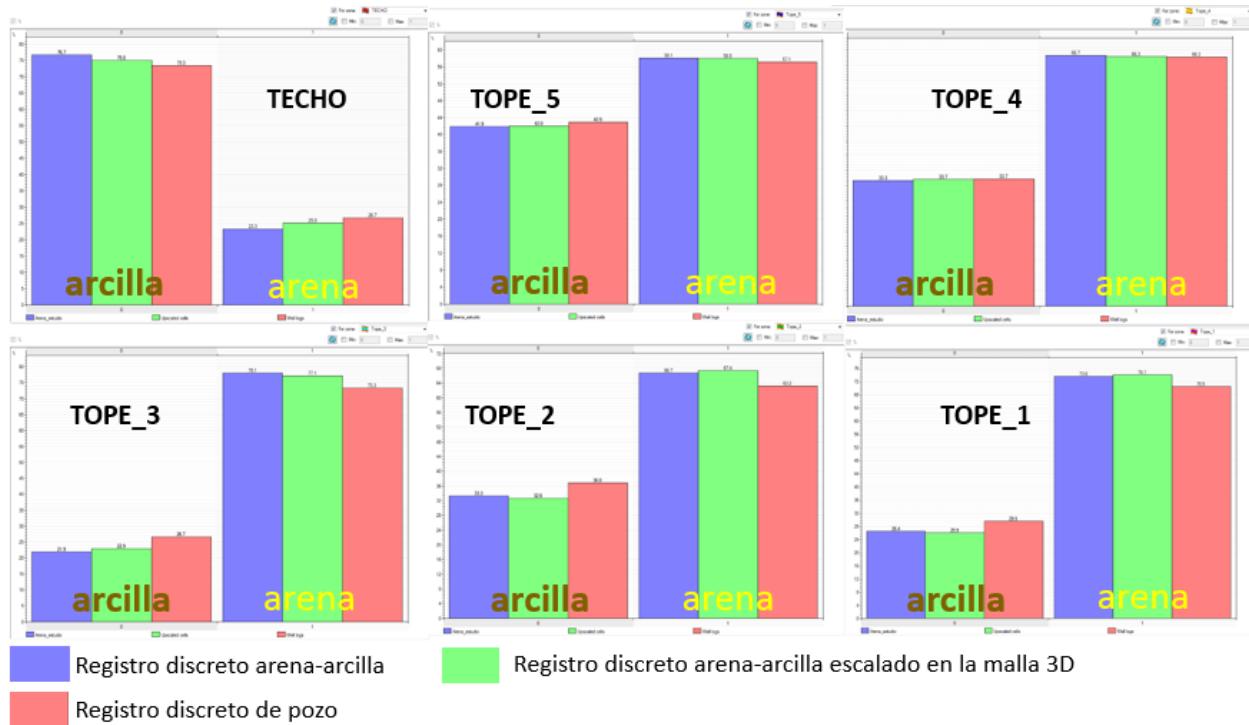


Figura 99. Histogramas distribución de facies ciclos depositación Unidad K1 inferior

En la figura 100 se encuentra el histograma de la unidad K1 inferior. Podemos observar que la unidad contiene un 58.2% de arena y un 41.2 % de arcilla.

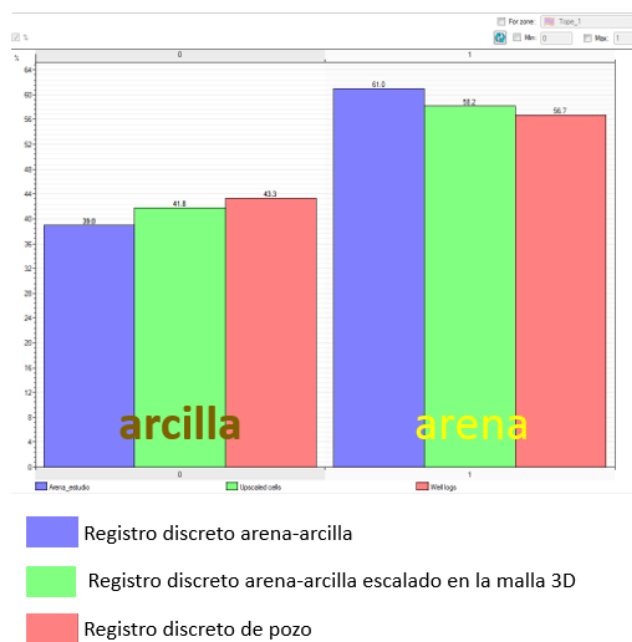


Figura 100. Histograma de distribución de facies Unidad K1 inferior

Las curvas de proporción vertical de facies nos ayudan a definir la distribución vertical arena y arcilla en cada ciclo. En la figura 101 se muestra que el ciclo TECHO presenta mayor acumulación de arena en la parte baja del escalamiento y a hacia la parte superior mayor concentración de arcillas. El TOPE_1 es el ciclo con mayor porcentaje de arena y su mayor acumulación es hacia el techo y al centro del ciclo.

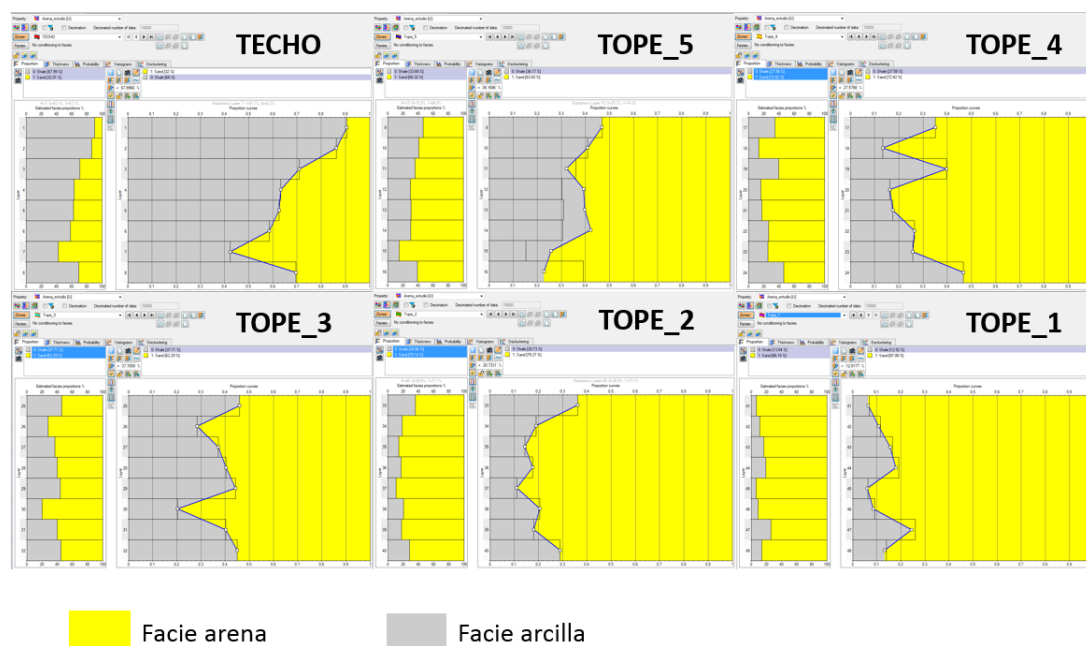


Figura 101. Curvas de distribución vertical de facies para cada ciclo de deposición, Unidad K1 inferior.

En la figura 102 se identifica que la curva de distribución vertical de facies para toda la unidad K1 inferior presenta un 66.37% de arena acumulada en la parte central y baja de la unidad y un 33.63% de arcilla acumulada en su mayoría en la parte superior de la unidad.

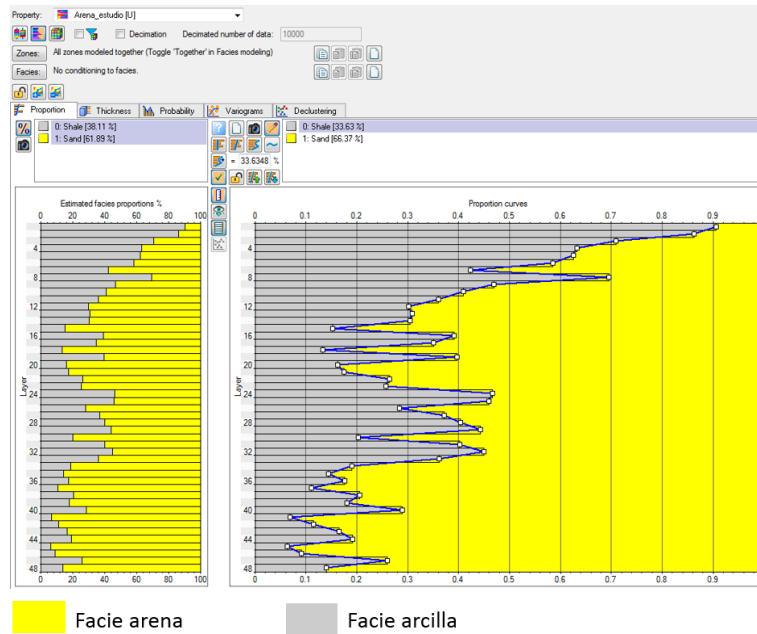


Figura 102. Curva de distribución vertical de facies para la Unidad K1 inferior.

A nivel de espesores de arena y arcilla en cada ciclo de la unidad K1 inferior se realizaron histogramas de espesores. En la figura 103 podemos identificar que aproximadamente en un 50% arena-arcilla se asocian a espesores de 10 pies para todos los ciclos. Los ciclos TOPE_1 y TOPE_2 presentan los mejores espesores de arena. Estos espesores están entre 20 y 30 pies.

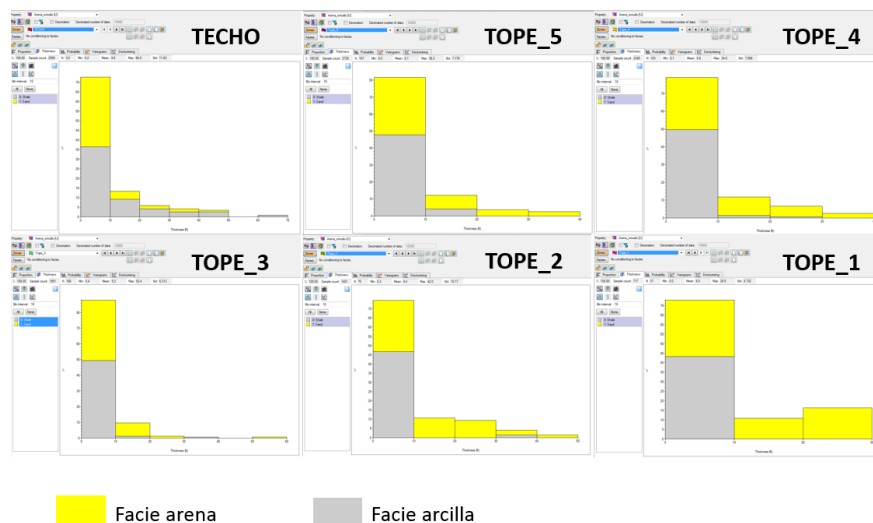


Figura 103. Histogramas de espesores de arena y arcilla para los seis ciclos de la Unidad K1 inferior.

El análisis de datos para registros continuos (petrofísicos) se realizó para la porosidad y la permeabilidad. Inicialmente se hizo la revisión de los datos de laboratorio para la porosidad y permeabilidad realizados a las muestras de núcleo del pozo corazonado del área de estudio POZO_1. Se realizó un *cross plot* de permeabilidad Vs porosidad obteniendo una correlación entre los dos registros de $R^2=0.6426$

Los histogramas de los registros continuos porosidad y permeabilidad versus los registros escalados y la estadística básica, los podemos identificar en las figuras 104 y 105. Estos histogramas fueron generados a partir de variogramas realizados a los registros discretos de tipo de roca para cada ciclo de la unidad K1 inferior. Los rangos de porosidad y permeabilidad según los histogramas están entre 10 % - 28% y 300 mD – 3000 mD respectivamente.

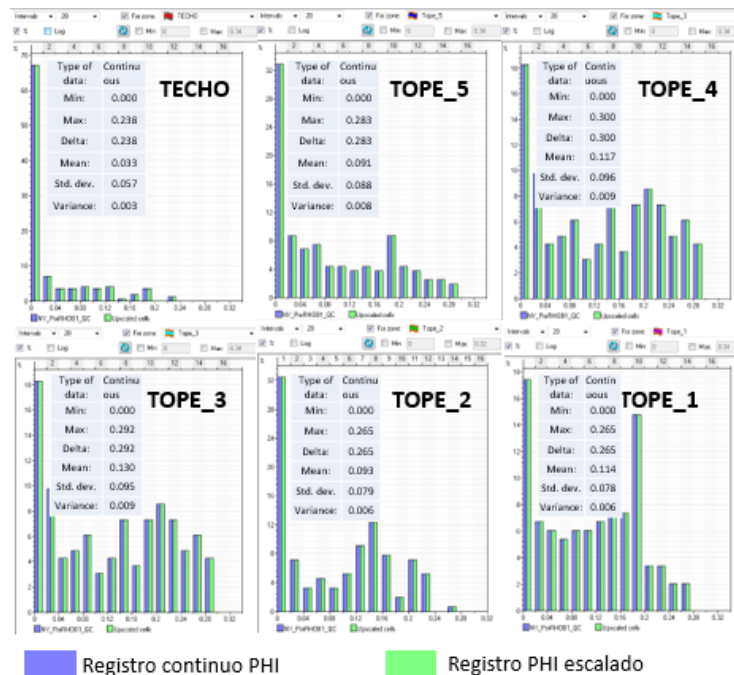


Figura 104. Histogramas de porosidad para los seis ciclos de la Unidad K1 inferior.

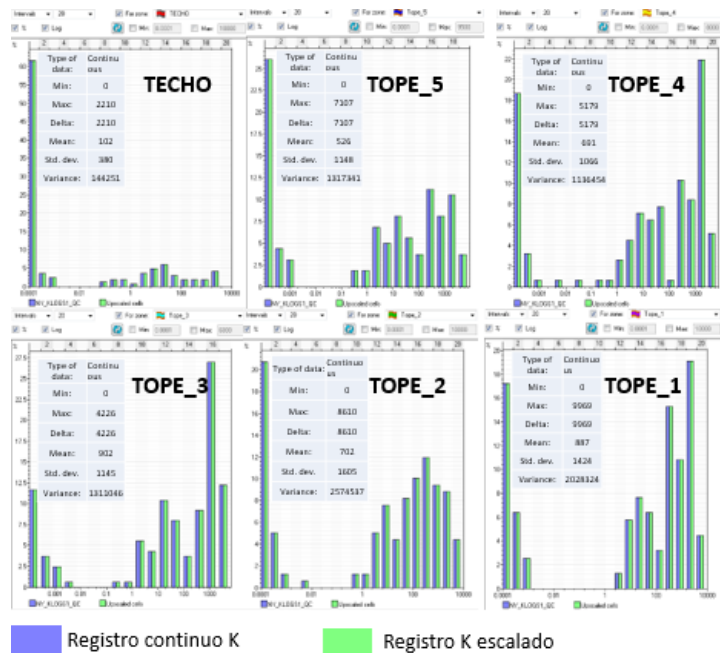


Figura 105. Histogramas de permeabilidad para los seis ciclos de la Unidad K1 inferior.

Las distribuciones de porosidad y permeabilidad para todos los ciclos de la unidad K1 inferior fueron transformadas a distribuciones normales mediante el proceso “Normal Sore”. Esta transformación de la distribución de porosidad y permeabilidad se requiere para realizar el proceso de poblamiento de la malla 3D y en el análisis variográfico de cada ciclo.

- Análisis variográfico

Como se mencionó en el capítulo anterior, se realizaron variogramas para los registros discretos de cada ciclo de la unidad K1 inferior. Para realizar el análisis de datos de los registros continuos porosidad y permeabilidad se tuvieron en cuenta los mismos variogramas realizados a los registros de facies de tal manera que se mantuvieran las mismas tendencias de la distribución de arena y tipos de roca, para las propiedades petrofísicas de cada ciclo de la unidad K1 inferior.

6.3.5 Modelamiento de facies

Con el objetivo de conocer los tipos de facies asignados a cada ciclo de deposición y visualizarlo en la malla 3D, realizamos el modelamiento de facies con el algoritmo “Sequential

indicator Simulation” en el *software* Petrel, versión 2016. Se escogió este algoritmo debido a que es un método de predicción estocástico tipo pixel y tiene en cuenta todos los datos de los pozos. El proceso de modelamiento de facies consiste en darle valores de facies a las celdas de la malla tridimensional que no están interceptadas por los pozos. Las celdas que interceptan los pozos del área ya cuentan con valores de facies asignados a partir de los registros discretos escalados para cada pozo.

En la figura 106 aparece la malla 3D de la unidad K1 inferior poblada con facies en sus diferentes ciclos. Podemos observar que el ciclo TECHO presenta alto contenido de arcilla que extiende arealmente por toda el área de estudio. Los ciclos TOPE_5, TOPE_4, TOPE_3 y TOPE_2 presentan aproximadamente un contenido de arcilla y arena equivalente. Se observa que el ciclo TOPE_1 presenta mejor continuidad areal de arenas. De base a techo se observan cómo se van depositando los canales de arena intercalada con arcillas de origen mareal (ambiente deltaico dominado por mareas) hasta llegar a un dominio marino total al tope del ciclo TECHO.

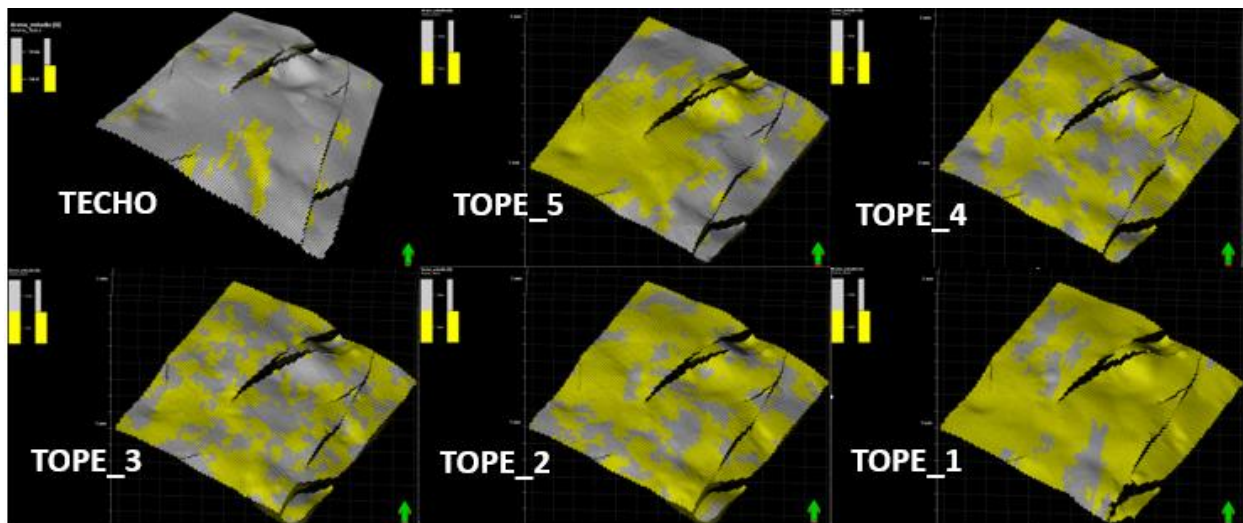


Figura 106. Poblamiento de malla 3D con facies.

En la figura es claro el poblamiento de facies en 3D y la superficie del contacto de agua-aceite. Como se mencionó en el capítulo de información del área de estudio, el contacto de agua-aceite se encuentra a 300 pies en promedio desde la BASE de la unidad K1 inferior.

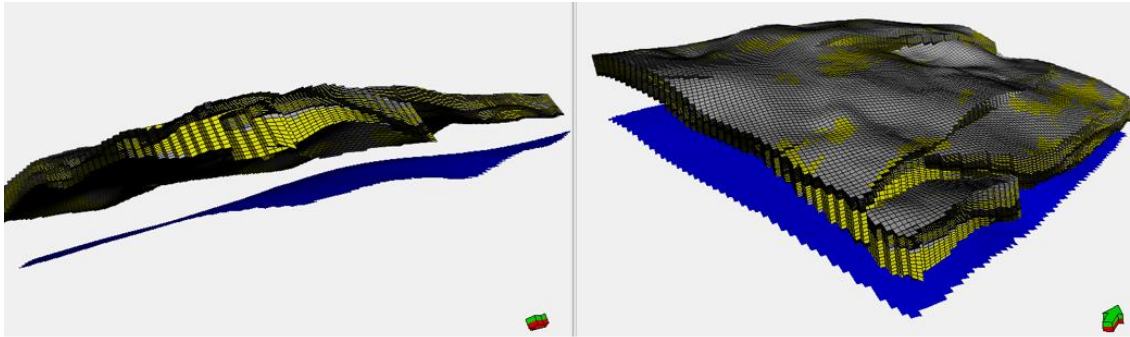


Figura 107. Poblamiento malla 3D con facies y modelado del contacto de agua-aceite

La figura 108 muestra la distribución de arena del ciclo “TOPE_3” según su espesor. El mapa de arena neta del ciclo TOPE_3 se realizó a partir de los histogramas de proporción vertical de cada facie.

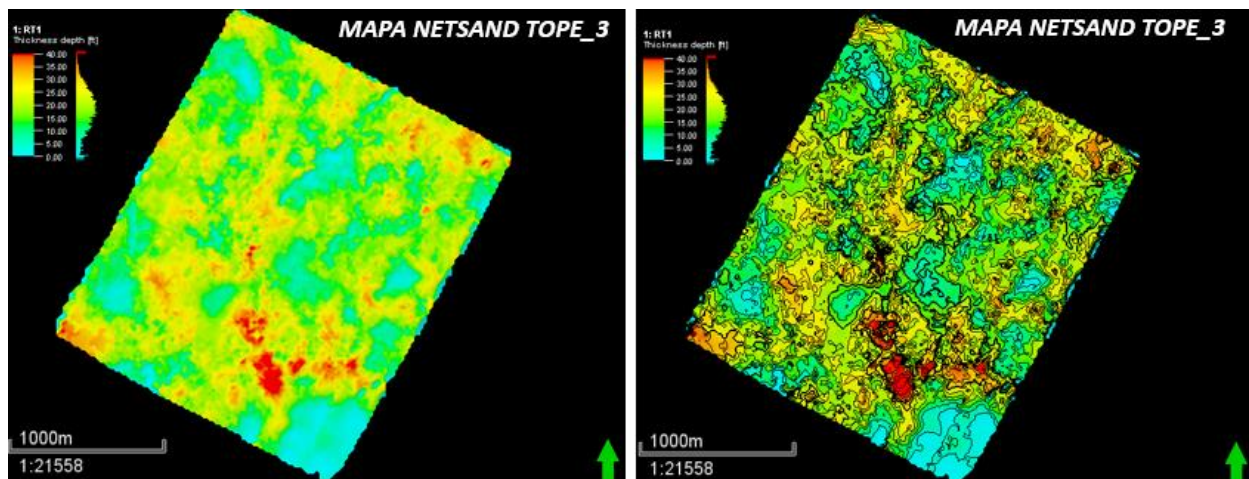


Figura 108. Mapa de NetSand para el TOPE_3.

6.3.6 Modelamiento de petrofísico

Al igual que el modelamiento de facies, el modelamiento petrofísico consiste en darle valores de porosidad y permeabilidad a las celdas de la malla tridimensional que no están

interceptadas por los pozos. Las celdas que interceptan los pozos del área ya cuentan con valores de porosidad y permeabilidad asignados a partir de los registros continuos escalados para cada pozo.

El algoritmo utilizado para modelar la permeabilidad y la porosidad fue “Gaussian random function Simulation” y tipo de Kriging “simple” en el software Petrel versión 2016. Se tuvieron en cuenta los mismos variogramas realizados a los registros de facies de tal manera que se mantuvieran las mismas tendencias de la distribución de arena y tipos de roca, para las propiedades petrofísicas de cada ciclo de la unidad K1 inferior. En las figuras 109-112 se visualizan las propiedades continuas “porosidad” y “permeabilidad” pobladas en el ciclo TOPE_3 y en general los ciclos de la unidad K1 inferior.

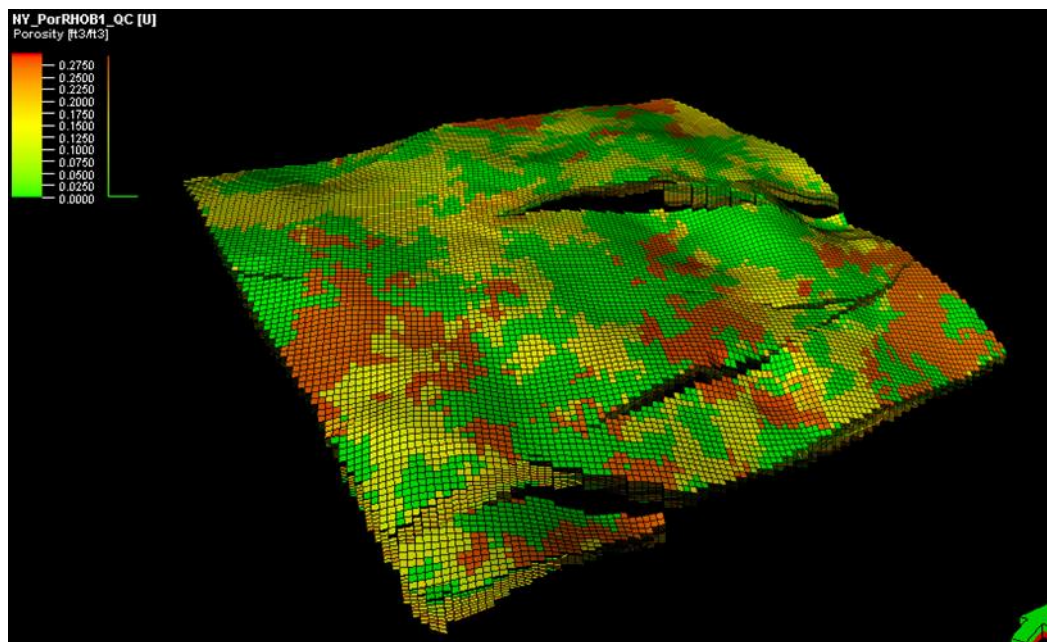


Figura 109. Malla 3D poblamiento de la propiedad porosidad para el TOPE_3.

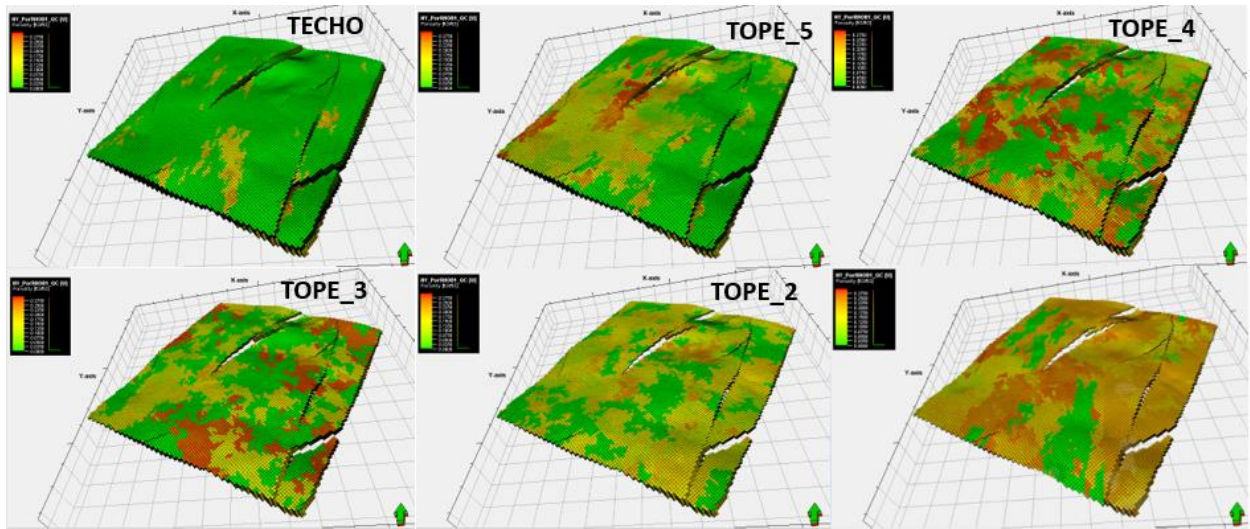


Figura 110. Malla 3D poblamiento de la propiedad porosidad, ciclos unidad K1 Inferior.

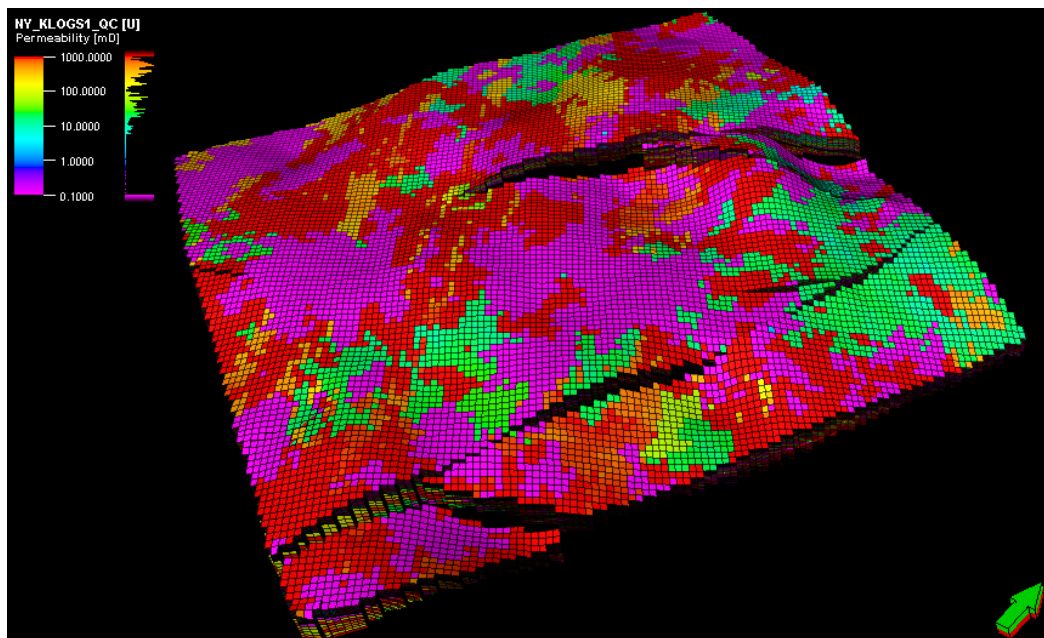


Figura 111. Malla 3D poblamiento de la propiedad permeabilidad para el TOPE_3

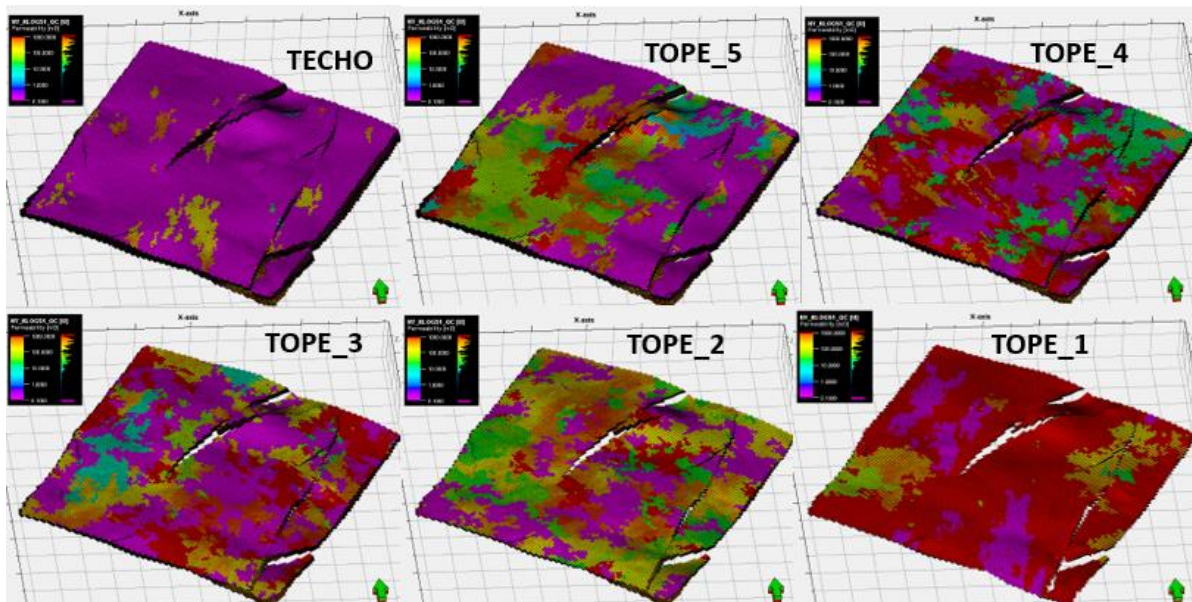


Figura 112. Malla 3D poblamiento de propiedad permeabilidad, ciclos unidad K1 Inferior

En la figura 113 se ilustra la propiedad de saturación de agua poblada en la malla 3D para cada ciclo de la unidad K1 inferior. Cabe notar que el poblamiento de la saturación de agua se genera a partir de algoritmos y cálculos suministrados por la operadora. Estos cálculos fueron realizados con la calculadora del *software* Petrel versión 2016.

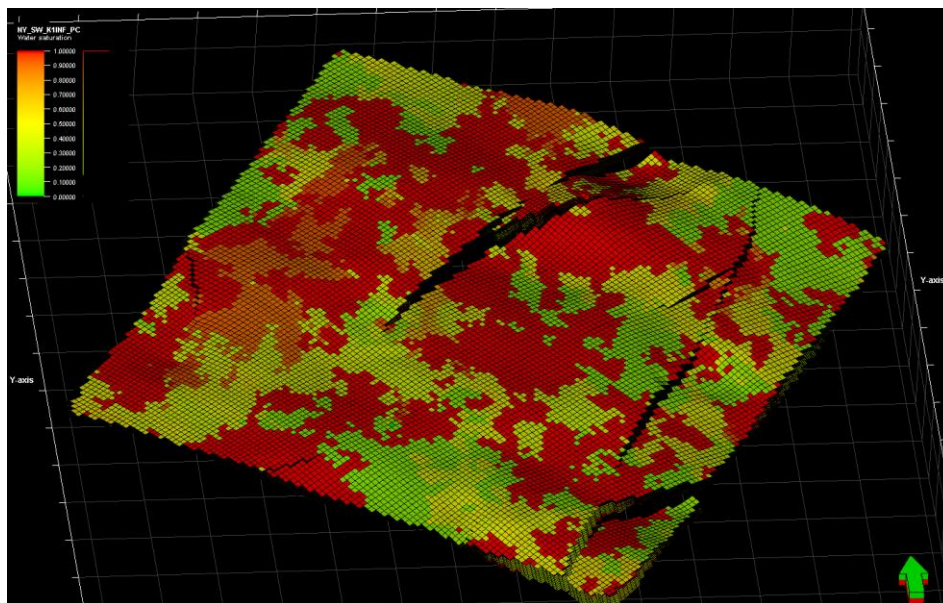


Figura 113. Malla 3D poblamiento de la propiedad saturación de agua, para el TOPE_3

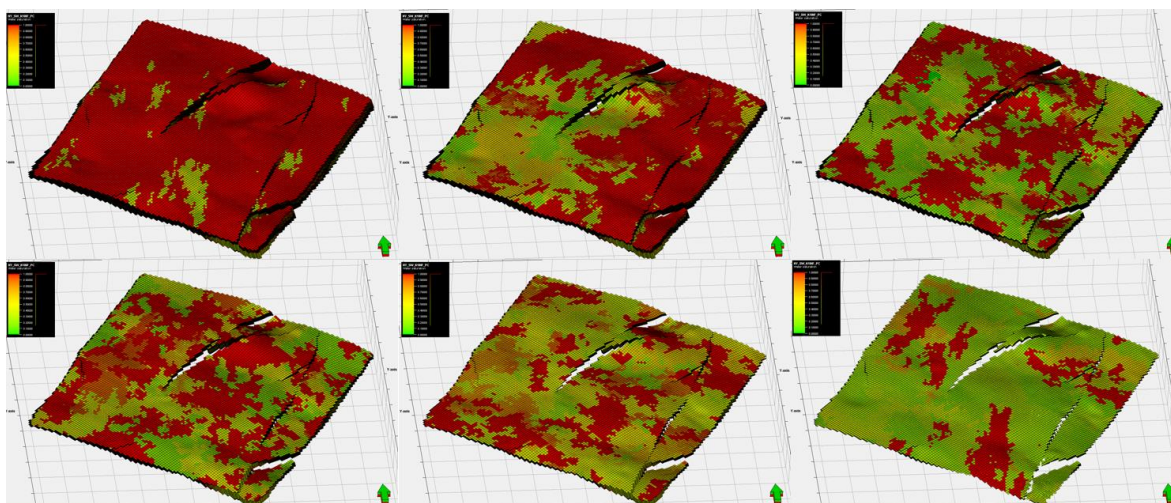


Figura 114. Malla 3D poblamiento de la propiedad saturación de agua, ciclos unidad K1 Inferior

6.3.7 Cálculo volumétrico del aceite original “in situ”

La determinación del volumen de aceite original “in situ” de los ciclos definidos para la unidad K1 inferior se realizó a partir de las mallas 3D pobladas con facies y petrofísica. En la tabla 5 se observa el original de aceite calculado por ciclo de la unidad K1 inferior utilizando la propiedad Net Sand. En la figura 115 se visualiza el escenario probabilístico de producción P10, P50 y P90 para la unidad K1 inferior. En la figura 116 los histogramas muestran que los ciclos TOPE_2 y TOPE_5 presentan mayor potencial de aceite de los ciclos de la unidad K1 inferior.

Tabla 5. Resumen del OOIP calculado para cada ciclo de la unidad K1 inferior propiedad Net Sand

CICLO	Net volume [*10 ³ acre.ft]	STOIIP (in oil) [*10 ³ STB]
TECHO	5	4199
Tope_5	21	23551
Tope_4	18	15678
Tope_3	21	18523
Tope_2	27	21896
Tope_1	19	17987
TOTAL	111	101833

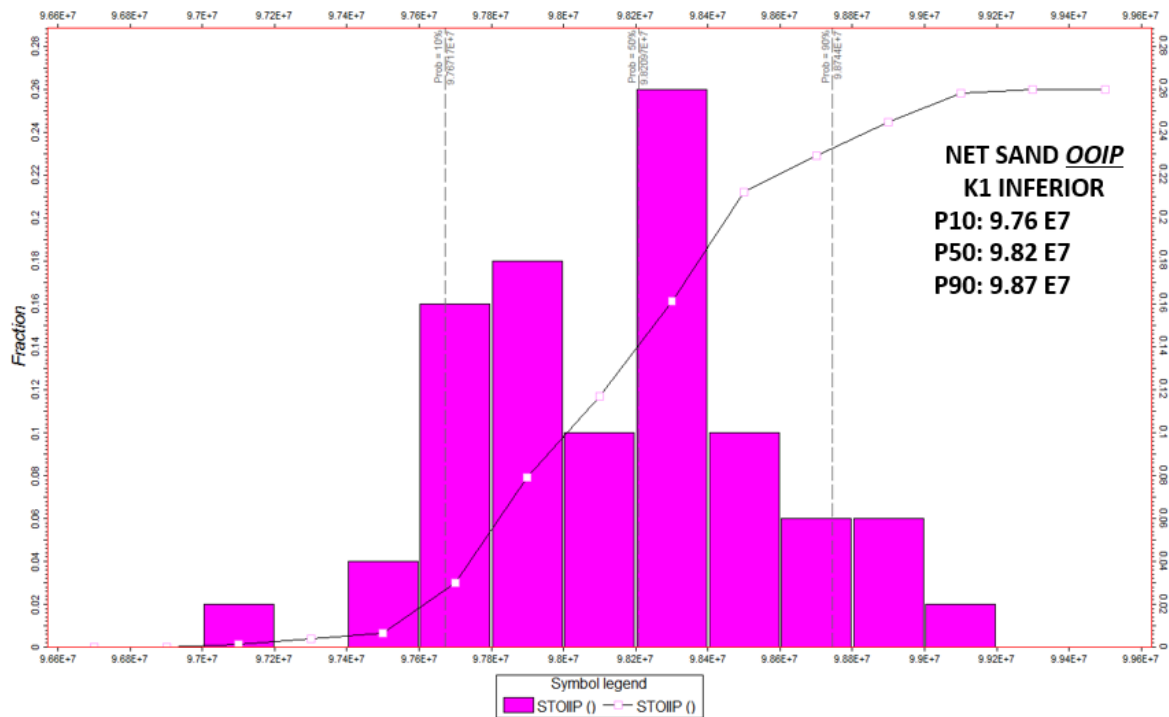


Figura 115. Histograma probabilístico de OOIP propiedad Net Sand unidad K1 Inferior

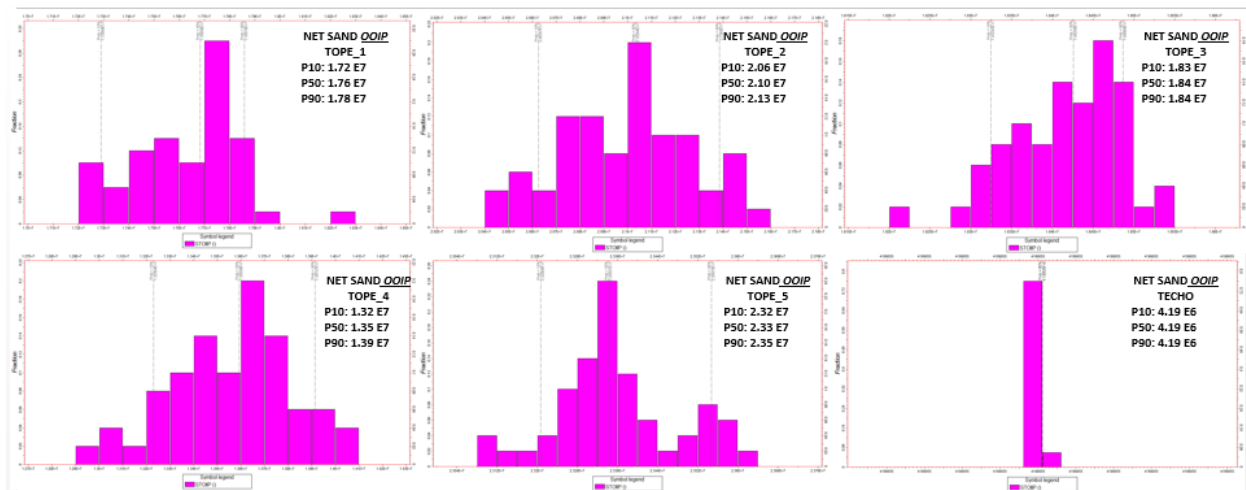


Figura 116. Histogramas probabilísticos de OOIP propiedad Net Sand, ciclos de la unidad K1 Inferior

De acuerdo al volumen de OOIP calculado para la unidad K1 inferior y los datos de producción acumulada a septiembre de 2018 se realizó el balance de reservas con el objetivo de conocer las reservas remanentes del área. La producción acumulada de aceite por ciclos no se

tiene cuantificada por parte de la operadora por lo que el balance de reservas se realizó para toda la unidad K1 inferior. El factor de recobro en primaria esperado para el área es del 10%, actualmente no se ha evidenciado incremental de producción por secundaria.

La tabla 6 nos muestra el balance de reservas de la unidad K1 inferior. Como se mencionó anteriormente no se tiene información de acumulado de aceite por ciclos. Por lo anterior se realizó el balance de reservas para toda la unidad K1 inferior. Podemos definir que para el área de estudio todavía se tiene un remanente de 4.48 MMBls de aceite por producir.

Tabla 6. Balance de reservas para la unidad K1 inferior

Balance de reservas	
Area (acres)	1116
OOIP (MMBls)	101.83
Np (MMBls) a Sept/2018	5.71
FR actual del area de estudio (%) a Sept/2018	6
Aceite producido en primaria del area de estudio (MMBls)	5.71
Aceite remanente en primaria (MMBls)	4.48
FR esperado del area de estudio (%)	10

En la figura 117 podemos observar el mapa de OOIP para la unidad K1 inferior. El mapa de OOIP nos muestra los espesores de arena petrolífera del área de estudio.

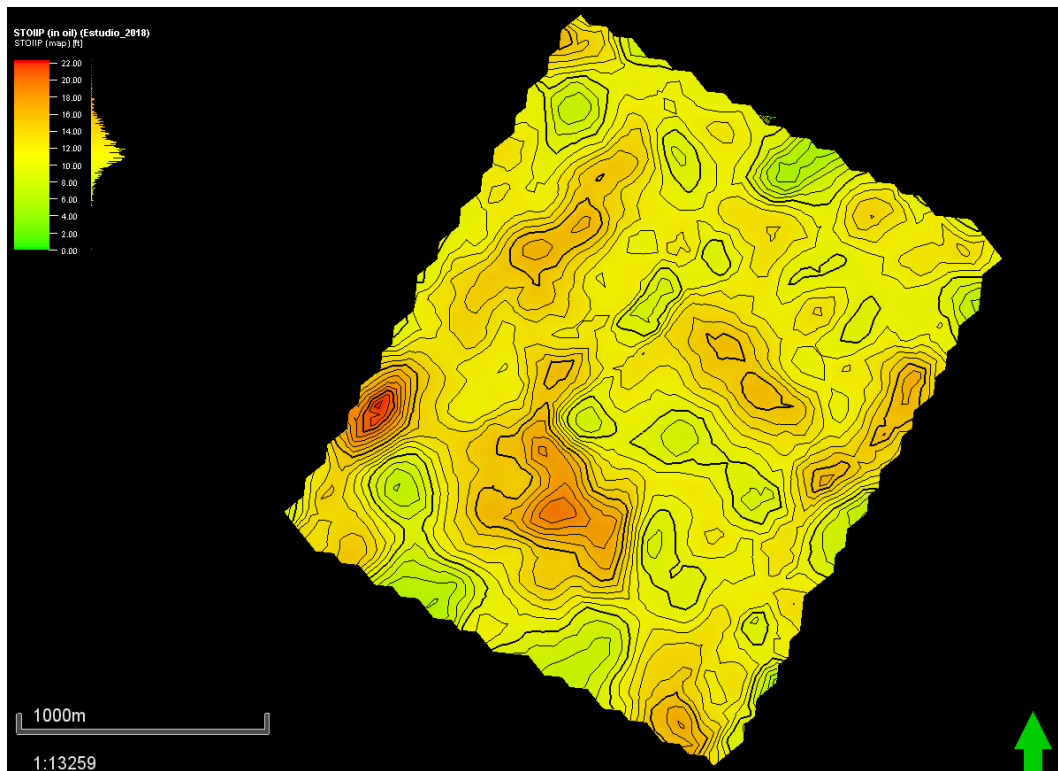


Figura 117. Mapa de OOIP para la unidad K1 inferior.

7. Conclusiones

- De acuerdo con los mapas de *electrofacies* se observó que hacia la parte sur-oeste del área de estudio los ciclos basales de la unidad Guadalupe Superior son transicionales con la unidad Guadalupe Masiva. Según el mapa de presiones realizado y llevado a un *datum*, da indicios de la conectividad hidráulica entre estas dos unidades. Esto se podrá corroborar en el desarrollo del modelo dinámico del área de estudio.
- Como resultado del modelo estructural y estratigráfico se evidencia que algunos cuerpos de arena no tienen continuidad lateral suficiente para contactar a los pozos productores. Lo anterior debido a la alta complejidad del ambiente de sedimentación deltaico. Los canales de arena están distribuidos en dirección sureste a noroeste. Debido a su poco espesor (5 a 15 pies) el ancho de los canales no supera los 400 pies lo que impide la conexión entre arenas de los pozos inyectoros y todos los pozos de los patrones.
- La resolución de la sísmica 3D del área de estudio es aproximadamente de 70 pies, lo que dificultó el control de calidad de las interpretaciones existentes de la estructura y la imposibilidad de mejorar la caracterización estratigráfica del yacimiento.
- Los cuerpos de arena desarrollados en la unidad de interés presentan porosidades y permeabilidades muy buenas, las cuales oscilan entre los 300 y los 3000mD. Las porosidades entre el 14 y el 28%; lo que sugiere que las arenas de mejor permeabilidad se canalizaron al inicio de la inyección de agua debido a que las tasas de inyección se variaron para establecer un patrón de inyección típico de la zona.
- Los ciclos con óptimas propiedades petrofísicas y que presentan continuidad lateral son los ciclos TOPE_1, TOPE_3, TOPE_4 y TOPE_5. Los ciclos TOPE_2 y TECHO son

más arcillosos y presentan bajas propiedades petrofísicas. Se concluye que los cuerpos de arena del TOPE_2 y TECHO no son competentes en el proceso de inyección de agua.

- Como resultado del modelo petrofísico y el ambiente de depositación del área de estudio se confirma la alta heterogeneidad del yacimiento. Por ello, es necesario iniciar la inyección de agua de manera selectiva controlando estrictamente las presiones y tasa de inyección para cada ciclo.
- Con base en el análisis variográfico de las propiedades discretas de arena-arcilla y las propiedades continuas se concluye que el ciclo TECHO presenta alto grado de anisotropía por ser el más arcilloso; por ello, la inyección de agua en este ciclo es ineficiente. Sin embargo, los variogramas realizados en los demás ciclos presentaron una tendencia de isotropía de los datos sureste a noroeste.
- De acuerdo con el balance de reservas se estima un potencial de 4.48 millones de barriles de aceite en desarrollo primario del área de estudio.

8. Recomendaciones

- Teniendo en cuenta que el campo está iniciando un desarrollo secundario con inyección de agua como método de recobro secundario en la unidad K1 inferior, es necesario replicar la caracterización estratigráfica realizada en el área de estudio para todo el campo y así representar la alta complejidad estratigráfica típica de los ambientes deltaicos con el fin de entender y mejorar el proceso de inyección de agua.
- Con base en los mapas de electrofacies replicados para todo el campo será posible reevaluar los pozos a convertir en los años venideros, así como también los polígonos de inyección. Lo anterior se podrá corroborar con la realización del modelo dinámico del área de estudio.
- A partir del modelo estructural existente en el campo y de la definición de los ciclos de depositación de la unidad K1 inferior se realizaron mapas estructurales para todos los ciclos definidos en la unidad de interés; los cuales se vincularon en el modelo estructural del campo y servirán para definir las direcciones preferenciales de los fluidos del yacimiento en el modelo dinámico.

9. Referencias

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (2010). *Ronda Colombia 2010*. Bogotá: Autor. Recuperado de [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)
- Alzaga, D. y Solórzano, D. (s. f.). Deltas. Recuperado de http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/CT-SeEs/Deltas_13-2.pdf
- Amorocho, P. R. y Badillo, J. (2012). Influencia de la composición mineral de rocas arcillosas en la estabilidad de pozos petroleros. *Boletín de Geología*, 34 (1), 81-88. Recuperado de <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/2718>
- Babativa, L. (2016). *Desarrollo de los modelos estático y dinámico del yacimiento mediante simulación numérica para la formación carbonera C7 del campo ubicado en el bloque Río Meta–Cuenca de los Llanos Orientales* (tesis para optar al título de Ingeniero de Petróleos), Fundación Universidad de América.
- Barrera, J. (s. f.). *Construcción de variogramas y análisis geoestadístico de 5000 datos generados aleatoriamente*. Recuperado de http://www.academia.edu/8844884/CONSTRUCCI%C3%93N_DE_VARIOGRAMASY_AN%C3%81LISIS_GEOESTAD%C3%8DSTICO_DE_5000_DATOS_GENERADOS_ALEATORIAMENTE_GEOESTAD%C3%8DSTICA_I

- Calderón, J. E. (2018). Modelo estructural campo Castilla en *Open Work* (software petrotécnico) (innédito). Bogotá, D. C.: Ecopetrol.
- Cannon, S. (2018). *Reservoir modelling: a practical guide*. Hoboken: John Wiley & Sons.
- Céron, G. y Chango (2009). *Alternativas de producción mediante la simulación matemática de los yacimientos “U” y “T” del campo Yuca*. Recuperado de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1950/1/CD-2820.pdf>
- Duque, H. y Parra, T. (2005). Interpretación de FMI, Schlumberger número de referencia COJ-2005623. Ecopetrol.
- Ecopetrol (2018). Base de datos OFM. Bogotá, D. C.: Autor.
- Fichter, L. y Poché, D. (2001). *Ancient Environments and the Interpretation of Geologic History* (3ª ed.). Upper Saddle River: Prentice Hall.
- Gil, A. (2015). *Ciclo hidrológico y sistema fluvial*. Recuperado de <https://slideplayer.es/slide/3389407/>
- Gotravelaz (blog) (2015). *Delta*. Recuperado de <http://gotravelaz.com/delta/>
- GRAGEAS (2017). Horton, el río que cambió su desembocadura y perdió 100 Km. Recuperado de: <https://www.facebook.com/graGEAs2017/posts/horton-el-r%C3%ADo-que-cambi%C3%B3-su-desembocadura-y-perdi%C3%B3-100-km-la-evoluci%C3%B3n-de-uno-de/1858436601135389/>

- Herrera, E. (2016). Generación del modelo geoestadístico de los depósitos fluviales para la formación mugrosa del Campo Colorado. *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 14 (2), 29-39. Recuperado de <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/6068/6326>
- Herrera, E. (2018). Caracterización estática de yacimientos (inédito). Universidad Industrial de Santander.
- Lake, L. (1989). *Enhanced oil recovery*. Englewood Cliffs: Prentice Hall.
- Latil, M. (1980). *Enhanced oil recovery*. París: Éditions Technip.
- Lozano, A.; Quintero, D.; Sánchez, A.; Morales, J.; Yepes, N.; Moreno, C.; Lazala, M. y Barrios, W. (2016a). Informe del modelo estático Campo Castilla. Bogotá, D. C.: Ecopetrol.
- Lozano, A.; Quintero, D.; Sánchez, A.; Morales, J.; Yepes, N.; Moreno, C.; Lazala, M. y Barrios, W. (2016b). Informe plan de desarrollo del Campo Castilla. Bogotá, Bogotá, D. C.: Ecopetrol.
- Lozano, E. y Zamora, N (2014). *Tectónica geociencias básicas. Anexo I Compilación de la cuenca de los llanos orientales*. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano.
- Mora, A., Parra, M., Strecker, M. R., Sobel, E. R., Zeilinger, G., Jaramillo, C., Da Silva, S. F. y Blanco, M. (2010). The Eastern Foothills of the Eastern Cordillera of Colombia: An Example of Multiple Factors Controlling Structural Styles and Active Tectonics. *Geological Society of America Bulletin*, 122 (11-12), 1846-1864.

Pérez, V. (1998, marzo). *Análisis fotogeomorfológico Cuenca Llanos Orientales de Colombia*.

Ponencia presentada en el Simposio Bolivariano “Exploración Petrolera de las Cuentas Subandinas”, Caracas, Venezuela.

Piedrahita, J. (2016). *Caracterización petrofísica de un área en el bloque CPO 16 en la cuenca de los Llanos Orientales-Colombia* (tesis para optar el título de Geólogo). Universidad Eafit, Medellín.

Price, N. y Cosgrove, J. (1990). *Analysis of Geological Structures*. Cambridge: Cambridge University Press.

Reyes, J., Silva, M., Munar, F., Lasso, A., Bohórquez, J., Valderrama, J., Cadena, A., Velasco, J., Rendón, A., y Blanco, N. (1991). *Objetivos Estratigráficos en la subcuenca Apiay-Ariari*. Memorias del IV Simposio Bolivariano, Bogotá, Colombia.

Riccardi, A. C. y Gulisano, C. (1993). Unidades limitadas por discontinuidades: su aplicación al Jurásico andino. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 45 (3-4), 346-364.

Society of Petroleum Engineers (2015). “Facies Architecture, Channel System and Paleoflow Pattern of a Young Sandstone Reservoir using Borehole Resistivity Images”. SPE-172596-MS (SPE Middle East Oil & Gas Show and conference), Manama, Bahrain, 8-11 de marzo del 2015.

Vásquez, C. (1988, marzo). *Mapa estructural del tope del Cretáceo Cuenca Llanos Orientales de Colombia*. Ponencia presentada en el Simposio Bolivariano “Exploración Petrolera de las Cuentas Subandinas”, Caracas, Venezuela.