

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**MODELO ESTÁTICO EN 3D DEL MIOCENO DEL ÁREA CABIMAS, CAMPO
COSTANERO BOLIVAR. CUENCA DE MARACAIBO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Ing. Wills L, Violeta C.
Para optar al Título de
Magíster en Ciencias Geológicas

Caracas, Enero 2009

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**MODELO ESTÁTICO EN 3D DEL MIOCENO DEL ÁREA CABIMAS, CAMPO
COSTANERO BOLIVAR. CUENCA DE MARACAIBO**

TUTOR ACADÉMICO: Dr. Olga Rey

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Ing. Wills L, Violeta C.
Para optar al Título de
Magíster en Ciencias Geológicas

Caracas, Enero 2009

DEDICATORIA

A la Universidad Central de Venezuela por brindarme la oportunidad de volver a su Facultad de Ingeniería y obtener otro Título en sus aleccionadoras aulas.

Violeta C, Wills L.

AGRADECIMIENTOS

A la Escuela de Ingeniería de Petróleo, por permitirme realizar este trabajo y facilitarme las herramientas para hacerlo posible.

A la profesora Olga Rey, por su valiosa contribución en la realización de este trabajo.

A mi tutor Maurizio M, por la oportunidad de realizar este proyecto.

A las Ingenieras Carla Da Silva y Maria Fernanda Hurtado por su ayuda.

A mis compañeros de trabajo, especialmente a la Profesora Maria Teresa Vives, Marino Morillo y Maritza Salazar, porque de una u otra manera me han ayudado a lograr esta meta con todo su apoyo, colaboración y confianza.

Muchas Gracias...!

Violeta Wills

Wills L, Violeta C.

**MODELO ESTÁTICO EN 3D DEL MIOCENO DEL ÁREA CABIMAS, CAMPO
COSTANERO DE BOLÍVAR. CUENCA DE MARACAIBO**

**Tutor Académico: Dr. Olga Rey. Tesis. UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Geología, Minas y Geofísica. Año 2009**

**Palabras claves: Modelo Estratigráfico 3D, Modelo de facies 3D, Modelo
Petrofísico 3D, Modelo estructural 3D.**

RESUMEN

Este trabajo representa la creación de un modelo estratigráfico, estructural y petrofísico en 3D, para las unidades operacionales presentes en el intervalo post Eoceno del Área Cabimas localizado al norte del Campo Costanero Bolívar, costa oriental del Lago de Maracaibo, estado. Zulia.

El intervalo post Eoceno del área en estudio está conformado de base a tope por las unidades operacionales: Icotea, Santa Bárbara, La Rosa Intermedia, La Rosa Superior, Arena Cabimas, Arena La Salina, Arena Inferior, Lutita Intermedia, Arena Superior y Ojeda.

Para realizar este trabajo se correlacionaron 28 pozos evaluando las curvas rayos gamma (GR) y resistividad (R), utilizando como marcador estratigráfico la unidad operacional La Rosa Intermedia, la cual presenta una buena extensión lateral y está bien definida en todos los pozos.

Se crearon 12 secciones estratigráficas en dirección noreste suroeste-noroeste sureste observando las tendencias y geometrías de los cuerpos de arena presentes en cada unidad operacional, además, se crearon mapas de espesor para

determinar las tendencias de engrosamientos y adelgazamientos de los cuerpos de arena.

Posteriormente, fueron modeladas las fallas del área por medio de la extracción de sus trazas, provenientes de mapas estructurales de la unidad operacional Santa Bárbara y de la Discordancia del Eoceno. Como último paso en el modelado estructural, se elaboraron horizontes estructurales desde la discordancia hasta el tope de la unidad operacional Ojeda.

Los modelos 3D: facies, *net to gross* y petrofísicos fueron realizados usando técnicas geoestadística, específicamente fueron utilizados los algoritmos de Simulación Secuencial Indicadora y Simulación Secuencial Gaussiana, los cuales permitieron generar modelos honrando los datos de los pozos y permitiendo una distribución espacial apropiada de los datos.

La estructura del área estudiada corresponde a un monoclinal fallado de buzamiento hacia el suroeste, separado por dos sistemas de fallas normales y las mejores áreas prospectos para posibles localizaciones están ubicadas al sur este del Área Cabimas, donde dicha estructura es más elevada y donde presenta una mejor calidad de roca reservorio. Además, de acuerdo al análisis volumétrico, la unidad operacional Arena Superior, muestra el mayor potencial como roca yacimiento.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	v
LISTA DE TABLAS.....	x
LISTA DE FIGURAS.....	x
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. GENERALIDADES.....	1
1.2. OBJETIVOS.....	2
1.2.1. Objetivo General.....	2
1.2.2. Objetivos Específicos.....	2
1.3. ALCANCE.....	3
1.4. TRABAJOS PREVIOS.....	3
CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	7
2.1. YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS.....	7
2.2. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.....	7
2.2.1 Modelo Estático de Yacimientos.....	8
2.2.2. Modelaje Estocástico de Yacimientos.....	11
2.3. GEOESTADÍSTICA.....	13
2.3.1 Variogramas.....	14
CAPÍTULO III: MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	19
3.1. CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO.....	19
3.2. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA.....	20
3.2.1 Marco Estratigráfico de la Cuenca.....	20
3.2.2 Marco Estructural de la Cuenca.....	26
CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA.....	29
4.1. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	30

4.2. CARGA DE DATOS AL PROGRAMA.....	30
4.3. GENERACIÓN DEL MODELO ESTRATIGRÁFICO.....	31
4.3.1. Generación de Secciones Estratigráficas.....	33
4.3.2. Generación de Superficies Estratigráficas.....	34
4.4. GENERACIÓN DEL MODELO ESTRUCTURAL.....	36
4.4.1 Generación del Modelo de Fallas.....	36
4.4.2 Generación del Mallado de Pilares.....	39
4.4.3. Generación de Horizontes.....	42
4.4.4. Generación de zonas y capas del modelo.....	43
4.5. CREACIÓN DE LOS MODELOS ·3D.....	44
4.5.1. Modelo de Facies.....	44
4.5.2. Creación del registro discreto de facies.....	44
4.5.3. Escalamiento de registros.....	46
4.5.4. Modelado de facies.....	47
4.5.5. Modelado petrofísico.....	52
4.5.6. Creación del modelo de yacimiento (<i>net to gross</i>).....	53
4.6 CÁLCULO VOLUMÉTRICO.....	54
CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	55
5.1. MODELO ESTRATIGRÁFICO LOCAL.....	55
5.1.1. Generalidades.....	55
5.1.2. Descripción de las unidades operacionales.....	60
5.1.2.1 Formación Icotea.....	60
5.1.2.2 Formación La Rosa.....	66
5.1.2.3 Formación Lagunillas.....	75

5.1.2.3.1. Miembro informal Lagunillas Inferior.....	75
5.1.2.3.2. Miembro Ojeda.....	91
5.2. MODELOS 3D.....	93
5.2.1. Generalidades.....	93
5.2.2. Descripción de unidades operacionales.....	94
5.2.2. Formación Icotea.....	94
5.2.2.2. Formación La Rosa.....	100
5.2.2.3. Formación Lagunillas.....	115
5.2.2.3.1. Miembro informal Lagunillas Inferior.....	115
5.2.2.3.2. Miembro Ojeda.....	138
5.3. CÁLCULOS VOLUMÉTRICOS.....	141
5.4. MODELO ESTRUCTURAL.....	142
5.4.1. Generalidades.....	142
5.4.2. Modelo 3D.....	142
CAPITULO VI: SUMARIO, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	149
6.1 SUMARIO Y CONCLUSIONES.....	149
6.2 RECOMENDACIONES.....	150
BIBLIOGRÁFIA.....	152
APÉNDICE A: ESTADÍSTICA BÁSICA.....	155
APÉNDICE B: LLANURAS DE MAREA.....	159
ANEXO 1: SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA E-E´.....	165
ANEXO 2: SECCIÓN ESTRÁTIGRAFICA D-D´.....	166
ANEXO 3: SECCIÓN ESTRÁTIGRAFICA J-J´.....	167
ANEXO 4: SECCIÓN ESTRÁTIGRAFICA F-F´.....	168

LISTA TABLAS

	pág.
Tabla 4.1: Pozos utilizados para el estudio.....	32
Tabla 4.2: Divisiones de los intervalos para la generación de las superficies estratigráficas.....	35
Tabla 5.1: División operacional del intervalo post Eoceno del Área Cabimas.....	58
Tabla 5.2: Valores de Volumen de Petróleo de cada unidad operacional.....	141

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Ubicación del Área Cabimas.....	1
Figura 2.1: Parámetros del variograma.....	16
Figura 2.2: Cálculo del variograma	17
Figura 3.1: Cuencas Petrolíferas de Venezuela.....	20
Figura 3.2: Marco geológico regional de la depositación en Venezuela occidental durante el Oligoceno.....	23
Figura 3.3: Generación de áreas positivas en la Cuenca de Maracaibo.....	24
Figura 3.4: Marco geológico regional de sedimentación en Cuenca de Maracaibo.....	25
Figura 3.5: Cuadro de correlación de la Cuenca de Maracaibo.....	26
Figura 4.1: Esquema Metodológico del trabajo.....	29
Figura 4.2: Polígono del Área Cabimas.....	31
Figura 4.3: Mapa base del área.....	33

Figura 4.4:	Sección estratigráfica de los pozos R-606ST y R-511 ST.....	34
Figura 4.5:	Superficie del Miembro Ojeda.....	36
Figura 4.6:	Falla creada a partir de polígonos.....	37
Figura 4.7:	Conexión de dos fallas a través del pilar en común.....	38
Figura 4.8:	Límite del modelo de fallas.....	38
Figura 4.9:	Esqueletos del mallado de pilares.....	39
Figura 4.10:	Límites del área para realizar el mallado de pilares.....	40
Figura 4.11:	Mallado del modelo.....	41
Figura 4.12:	Horizonte de Ojeda.....	42
Figura 4.13:	Registro discreto de facies del pozo R 798ST vs. Registro de GR.....	45
Figura 4.14:	Escalamiento de registros del pozo R-798ST.....	46
Figura 4.15:	Variomapa	48
Figura 4.16:	Ajuste del variograma	49
Figura 4.17:	Registro discreto de facies.....	50
Figura 4.18:	Subdivisiones de la unidad operacional Ojeda.....	51
Figura 4.19:	Superposición de los modelos de facies y <i>net to gross</i>	52
Figura 4.20:	Flujo de trabajo para el Cálculo Volumétrico.....	54
Figura 5.1:	Registro generalizado de las unidades operacionales presentes en el intervalo post Eoceno.....	57
Figura 5.2:	Ubicación espacial de las secciones estratigráficas construidas en este estudio	59

Figura 5.3:	Sección estratigráfica A-A´	61
Figura 5.4:	Sección estratigráfica G-G´	62
Figura 5.5:	Sección estratigráfica B-B´	63
Figura 5.6:	Sección estratigráfica H-H´	64
Figura 5.7:	Mapa de espesor de la unidad operacional Icotea.....	65
Figura 5.8:	Respuesta de registro GR del pozo 329 A para las unidades Santa Bárbara, La Rosa Intermedia y La Rosa Superior.....	67
Figura 5.9:	Espesor de la unidad operacional Santa Bárbara.....	68
Figura 5.10:	Sección estratigráfica C-C´	70
Figura 5.11:	Espesor de la unidad operacional La Rosa Intermedia.....	71
Figura 5.12:	Espesor de la unidad operacional La Rosa Superior.....	74
Figura 5.13:	Sección estratigráfica I-I´	76
Figura 5.14:	Espesor de la unidad operacional Arena Cabimas.....	77
Figura 5.15:	Espesor de la unidad operacional Arena La Salina.....	79
Figura 5.16:	Respuesta de registro GR del pozo 329 A de las unidades Arena La salina y Arena Inferior.....	81
Figura 5.17:	Espesor de la unidad operacional Arena inferior.....	83
Figura 5.18:	Sección estratigráfica K-K´	85
Figura 5.19:	Espesor de la unidad operacional Lutita Intermedia.....	87
Figura 5.20:	Sección estratigráfica L-L´	89
Figura 5.21:	Espesor de la unidad operacional Arena Superior.....	90

Figura 5.22:	Espesor de la unidad operacional Ojeda.....	92
Figura 5.23:	Modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional Icotea.....	96
Figura 5.24:	Corte transversal este-oeste de los modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional Icotea.....	97
Figura 5.25:	Modelo de porosidad efectiva y Permeabilidad absoluta de la unidad operacional Icotea	99
Figura 5.26:	Modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional Santa Bárbara.....	101
Figura 5.27:	Corte transversal este- oeste de los modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional Santa Bárbara.....	102
Figura 5.28	Modelos de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta de la unidad operacional Santa Bárbara.....	104
Figura 5.29:	Modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional La Rosa Intermedia.....	106
Figura 5.30:	Corte transversal este-oeste de los modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional La Rosa Intermedia.....	107
Figura 5.31:	Modelos de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta de La Rosa Intermedia.....	109
Figura 5.32:	Modelos de facies y <i>net to gross</i> de unidad operacional La Rosa Superior.....	111
Figura 5.33:	Corte transversal este-oeste de los modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional La Rosa Superior	112
Figura 5.34:	Modelos de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta de la unidad operacional La Rosa Superior.....	114
Figura 5.35:	Modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional Arena Cabimas.....	117

Figura 5.36:	Corte transversal este-oeste de los modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional Arena Cabimas.....	118
Figura 5.37:	Modelos de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta de la unidad operacional Arena Cabimas.....	120
Figura 5.38:	Modelos de facies y <i>net to gross</i> de unidad operacional Arena La Salina.....	122
Figura 5.39:	Corte transversal este-oeste de los modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional Arena La Salina.....	123
Figura 5.40:	Modelos de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta de la unidad operacional Arena la Salina.....	125
Figura 5.41:	Modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional Arena Inferior.....	127
Figura 5.42:	Corte transversal este-oeste de los modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional Arena Inferior	128
Figura 5.43:	Modelos de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta de la unidad operacional Arena Inferior.....	130
Figura 5.44:	Modelos de facies y <i>net to gross</i> de unidad operacional Lutita Intermedia.....	132
Figura 5.45:	Corte transversal este-oeste de los modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional Lutita Intermedia.....	133
Figura 5.46:	Modelos de facies y <i>net to gross</i> de unidad Operacional Arena Superior.....	136
Figura 5.47:	Corte transversal este-oeste de los modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional Arena Superior.....	137
Figura 5.48:	Modelos de facies y <i>net to gross</i> de unidad operacional Ojeda.....	139

Figura 5.49:	Corte transversal este -oeste de los modelos de facies y <i>net to gross</i> de la unidad operacional Ojeda.....	140
Figura 5.50:	Estructura a nivel de Santa Bárbara.....	143
Figura 5.51:	Mapa estructural de Santa Bárbara.....	144
Figura 5.52:	Vista de planta del modelo de falla.....	145
Figura 5.53	Corte estructural este-oeste.....	146
Figura 5.54	Corte estructural norte-sur.....	147
Figura 5.55	Modelo estructural 3D visto desde SE.....	148
Figura 5.56	Modelo estructural 3D.....	148

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

El Área Cabimas se encuentra ubicada en Venezuela, en el estado Zulia, cubre una extensión de 78 km² y es parte integral del Campo Costanero de Bolívar.

González de Juana y otros (1980) señalan al Campo Costanero de Bolívar como la mayor extensión productora de toda la Cuenca de Maracaibo, el cual se extiende paralelamente a la costa oriental del Lago de Maracaibo, parcialmente en tierra y parcialmente en el agua, por una longitud de 95 Km. entre el extremo de Campo Ceuta, hasta 7 Km. al noreste de Punta Icotea. Su límite occidental sigue una dirección suroeste, subparalela al alineamiento fallado de Icotea, por aproximadamente 80Km.

Sus diferentes áreas productoras, incluyendo el Área Cabimas, han sido descubiertas en el curso de varias décadas, pero las extensiones y el desarrollo de los campos indicaron que se trataba de una sola área denominada Campo Costanero de Bolívar (CCB).



Figura 1.1: Ubicación del Área Cabimas: Campo Costanero de Bolívar (González, 2007).

Durante los últimos 80 años, más de 379 MMbbls de petróleo han sido producidos en el área Cabimas, 96% del petróleo total ha provenido de los yacimientos del Mioceno. Más de 900 pozos han sido drenados a este objetivo, el cual ha probado ser altamente prolífico y exitoso.

A pesar de que el área ha sido ampliamente explotada, no cuenta con estudios o revisiones recientes de su modelo estático, específicamente del intervalo post-Eoceno característico del área y donde se encuentran los yacimientos más prolíferos.

La falta de actualización del modelo del área está aunado también a ciertas limitaciones tales como: inconsistencia de información de distintas fuentes, información dispersa o desactualizada e insuficiencia de registros modernos, lo cual dificulta el desarrollo del área y la toma de decisiones y aumenta las incertidumbres en las iniciativas de aplicación de nuevas técnicas de recuperación de hidrocarburos.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

Crear el Modelo Estático en 3D del Mioceno del Área Cabimas del Campo Costanero Bolívar.

1.2.2 Objetivos específicos

- Recolectar toda la información disponible para el campo en estudio.
- Revisar y validar la correlación estratigráfica del intervalo Mioceno del Área Cabimas y realizar ajustes pertinentes.
- Crear el modelo estructural en 3D que caracteriza el intervalo Mioceno del área en estudio, para definir la arquitectura interna.
- Crear el modelo de facies en 3D característico del intervalo Mioceno del área en estudio, para determinar la distribución y calidad de los depósitos.

- Crear el modelo petrofísico en 3-D característico del intervalo Mioceno del área, para poder identificar zonas de mejores condiciones de flujo y acumulación.

1.3 ALCANCE

Ante la creciente demanda del consumo mundial de hidrocarburos, Venezuela, como país productor y con amplios recursos energéticos, deberá aumentar la rentabilidad de la explotación de sus riquezas mejorando el rendimiento de sus campos maduros.

En este estudio se realizará el modelo estático en 3D del Mioceno del Área Cabimas Campo Costanero Bolívar, lo cual implicará un mejor nivel de comprensión, visualización y detalle. Este modelo proporcionará nuevas oportunidades para identificar áreas prospectivas y evaluar nuevas tecnologías para el incremento del factor de recobro del yacimiento, esto además, permitirá implementar planes óptimos de explotación maximizando el recobro de petróleo.

Con la realización de un modelo estático en 3D, se pretende tener una mayor visualización y comprensión de los rasgos estructurales presentes, las facies y propiedades petrofísicas del área de estudio. Con este tipo de visualización se logrará evaluar nuevas localizaciones en el área, para maximizar la recuperación de hidrocarburos.

Además, con la elaboración del modelo de facies y petrofísico se generará el mallado de simulación de yacimientos que podrá utilizarse en estudios futuros para el campo.

1.4 TRABAJOS PREVIOS

HIGGS; (1998): realizó un estudio en base a núcleos y afloramientos de la Formación La Rosa y del miembro Lagunillas Inferior presentes en el Área Cabimas

del Campo Costanero de Bolívar, con la finalidad de establecer un nuevo modelo sedimentológico.

El estudio concluyó que la Formación La Rosa y el Miembro Lagunillas Inferior pertenecen a un mismo ambiente sedimentario de llanuras de mareas, lo cual difiere completamente de las interpretaciones anteriores, donde ambas unidades fueron interpretadas como deltáicas, combinaciones de ambientes fluviales con lagunares, entre otros.

MASTROLORENZO (2003): realizó un estudio enfocado en la revisión geológica y petrofísica de los yacimientos Eoceno Inferior, Superior y Mioceno del Área Cabimas del Campo Costanero de Bolívar ubicado en la costa oriental del Lago de Maracaibo.

El estudio incluyó la evaluación de los controles estratigráficos-estructurales, sedimentología, petrografía y petrofísica del área.

Mediante este estudio se logró:

- Calibrar la litoestratigrafía local con la estratigrafía que caracteriza la Cuenca de Maracaibo.
- Interpretar y construir un modelo estratigráfico-estructural confiable a través de correlaciones detalladas y cortes de falla.
- Interpretar y evaluar los ambientes depositacionales.

GONZÁLEZ (2007): realizó un modelo estratigráfico de las arenas de la unidad del B-6, perteneciente a la Formación Misoa (Eoceno Medio) del Área Cabimas, al norte del Campo Costanero Bolívar.

Además, realizó un modelo de facies usando técnicas geoestadísticas, específicamente el método de simulación secuencial indicadora.

Este estudio concluyó que:

- Las mejores áreas prospectos para posibles localizaciones de pozos están al sur del área, donde es más elevada la estructura y donde se presenta mejor calidad de roca reservorio.
- El marco estructural del modelo está caracterizado por presentar fallas normales de alto ángulo con rumbos noroeste y noreste, pertenecientes a los sistemas de falla de Icotea y Tía Juana/Pueblo Viejo.
- El espesor relativamente constante del tope de B-6 hasta B-7, sugiere una depositación constante de sedimentos en el área de estudio, durante el Eoceno Medio.

ESCANDÓN Y MORENO (1998): realizaron un modelo estocástico y sedimentológico de las formaciones eocenas del Campo Barua, ubicado en el área sur oriental del Lago de Maracaibo.

En este estudio se delimitaron las unidades de flujo a partir de los modelos sedimentológicos y petrofísicos de los yacimientos del campo, posteriormente, se integraron las unidades sedimentarias definidas en los núcleos con las propiedades petrofísicas, para finalmente realizar el modelaje estocástico de los yacimientos, utilizando herramientas geoestadísticas.

Estas autoras señalan la importancia del modelaje a través de la geoestadística ya que permite establecer comparaciones probabilísticas entre las diferentes realizaciones geológicas, así como también permite la selección del modelo geológico que más se ajusta a la realidad.

En este estudio llegaron a las siguientes conclusiones:

- Mediante el modelaje de las características petrofísicas de cada unidad sedimentaria se evidenció que las zonas prospecto como yacimiento de hidrocarburos se encuentra al sur del campo.
- Las zonas prospectivas de la Formación Misoa se encuentran para B-1 en el área sur y central y para B2 en el área sureste y central. Las porosidades

promedio oscilan entre 8% y 18% con permeabilidades promedio de 10mD y 100mD.

AROSTEGUI Y MACHILLANDA (1999): elaboraron un modelo determinístico y estocástico del yacimiento C-2, VLE-326 Bloque V Lamar ubicado en el Lago de Maracaibo.

Las autoras utilizaron la simulación estocástica para establecer la proporción espacial del volumen de los cuerpos arenosos y arcillosos del área, así como de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

A través de la simulación llegaron a las siguientes conclusiones:

- Las mejores propiedades petrofísicas se encuentran distribuidas al este del área.
- Las mejores zonas prospectivas están asociadas a las facies de canales distributarios.

VILLALTA (1999): realizó un estudio integrado del Yacimiento SVS-0040, Arena B-6/9 del Bloque IX del campo Lama ubicado en el Lago de Maracaibo.

Fueron realizados los análisis sedimentológicos, estratigráfico, geofísico, geológico y de fluidos. Además, fue usado el método de simulación condicional para proponer una configuración de facies sedimentarias y la distribución de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

Este estudio permitió:

- Proponer la distribución de las propiedades del yacimiento tales como: porosidad, permeabilidad y saturación de agua por cada pie de la zona.
- Establecer el ambiente sedimentario como de canales entrelazados
- Establecer un POES volumétrico total de 426MMBLS.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS

De acuerdo a Craft (1991), las acumulaciones de petróleo y gas se encuentran en la corteza terrestre en lugares denominados trampas, las cuales están formadas por características estructurales y/o estratigráficas.

El mismo autor señala que un yacimiento de hidrocarburos es una porción de una trampa la cual contiene petróleo y/o gas como un sistema hidráulicamente conectado

2.2 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

La caracterización de un yacimiento es un proceso con base científica en el cual son aplicados conocimientos sobre ingeniería, para así interpretar lógicamente todos los datos y características de los mismos mediante herramientas y técnicas modernas.

Se toma en cuenta la integración de diferentes técnicas de análisis e interpretación en las disciplinas involucradas, de allí surge la Gerencia Integrada de Yacimientos, definida como un arte y una ciencia donde se desarrollan acciones o prácticas idóneas que permiten la utilización de los recursos disponibles de la corporación (humanos, tecnológicos, financieros, datos) para maximizar las ganancias de un yacimiento, mediante la optimización del recobro, inversiones de capital y costos de operaciones, reduciendo el riesgo, desde el descubrimiento hasta el abandono, una actividad constantemente en ejecución, no un proceso que se aplica una sola vez.

El proceso de caracterización de un yacimiento involucra la creación de un modelo integral del yacimiento y comprende fundamentalmente los siguientes aspectos:

- **Descripción Geológica:**

La descripción geológica se obtiene utilizando información de núcleos y registros y extendiendo esta información a todo el yacimiento, usando una gran variedad de disciplinas tales como: la geofísica, mineralogía, sedimentología, entre otros. El modelo geológico en particular es la definición de las unidades geológicas, su continuidad y compartimentación es una parte integral de la geoestadística y de los estudios de simulación numérica del yacimiento.

- **Características Petrofísicas:**

Se obtienen de la integración de datos de núcleos, perfiles, producción, geología y geofísica para la obtención de un modelo petrofísico cuyo núcleo principal es la calidad de roca.

- **Características de Ingeniería:**

Comprenden las características de los fluidos contenidos en el yacimiento, los niveles de energía (presión) y temperatura existentes en un momento dado, los mecanismos que actúan en la producción de los fluidos, las características de los pozos, el comportamiento de producción, entre otras.

2.2.1 Modelo Estático de Yacimientos

Perdomo (2006) establece que un modelo estático de yacimientos representa aquellas propiedades del yacimiento que no muestran variaciones a través del tiempo, como es el caso de: la porosidad, permeabilidad, espesor, topes, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad de los estratos en dirección vertical y horizontal, litología y límites de la roca; los cuales unidos a las pruebas de presión y producción de yacimientos permiten su delimitación.

La creación de este modelo representa una de las etapas más importantes en el estudio integrado de yacimientos y tiene como objetivo el desarrollo y adecuación de metodologías integradas, que permitan una comprensión mayor del yacimiento, en términos físicos y geológicos. En esta etapa se define la geometría del yacimiento, describiendo sus características geológicas y petrofísicas. Las metas del área están

enfocadas a obtener un modelo geológico a escala de yacimiento, integrando datos de diversas fuentes como: geología, registros de pozos, sísmica y núcleos, entre otras.

Definir el modelo estático implica a su vez la creación de otros modelos que llevan a la caracterización del yacimiento en estudio, estos modelos son los siguientes:

- **Modelo Estructural**

Perdomo (2006), señala que el modelo estructural se elabora a partir de la información de mapas de topes y patrones de fallas interpretadas. Esta fase del estudio está dominada básicamente por la información de la sísmica, la cual proporciona una visualización de las estructuras del subsuelo y puede inferir un modelo de geometría del yacimiento.

El método sísmico se logra con la revisión de la sísmica con la cual se puede observar el tope del yacimiento, los lentes que lo conforman, además, define la orientación y geometría de los elementos estructurales y delimita estructuras o cierres que confinan la acumulación. Esta revisión abarca tanto el marco regional como el marco local, para determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales y mapas de compartimentos. La identificación de las fallas se obtiene de evidencias geológicas, evidencias de pozos y de los datos sísmicos.

Esta fase tiene como objetivo interpretar la sísmica aportando nuevos elementos estructurales y estratigráficos a los modelos existentes. Esto permite, por una parte, validar las tendencias generales de los estudios previos y por otra, definir un modelo estático más detallado con menor incertidumbre para los yacimientos de hidrocarburos.

- **Modelo Estratigráfico y Sedimentológico**

Este modelo define la arquitectura interna del yacimiento, la cual se obtiene al correlacionar los lentes que lo conforman, apoyándose en correlaciones litológicas pozo a pozo, análisis de estratigrafía secuencial y creación de secciones, para

ilustrar correlaciones estratigráficas, discordancias, barreras de permeabilidad, cambios de espesores estratigráficos, cambios de facies.

Con este modelo se trata de reconstruir la geometría de las arenas e identificar unidades sedimentarias. Finalmente, la geometría de los cuerpos y la calidad de los depósitos facilitan la caracterización de unidades de flujo y delimitan intervalos de producción.

Por su parte, el modelo sedimentológico presenta un análisis de las facies, las cuales proveen información relacionada a los ambientes y geometría del los sistemas.

- **Modelo Petrofísico**

Moya (2007), establece que con la creación de este modelo se pueden relacionar las propiedades tanto físicas y texturales así como las características fundamentales de la roca. Estas propiedades son importantes para la predicción del comportamiento del sistema poroso permeable dentro del yacimiento. Este modelo permite cuantificar los parámetros básicos de porosidad, saturación, permeabilidad y contenido de arcillas de los depósitos, permitiendo una descripción detallada de las propiedades de la roca y la distribución de los fluidos que ésta almacena.

Algunas de estas propiedades petrofísicas son medidas directamente en el laboratorio mediante los análisis de núcleo. Las características petrofísicas varían tanto horizontal como verticalmente en un yacimiento. Para obtener un buen análisis de esta variación, es necesario contar con un número de pozos bien distribuidos en el área de estudio.

La caracterización de un yacimiento basado en la creación de un modelo dependerá directamente de la cantidad de información que se tenga, de esta manera, se puede definir un modelo de forma determinística, el cual es posible desarrollar cuando existe información densa. Los métodos determinísticos producen un resultado estimado simple, es decir no producen realizaciones múltiples. Además, se caracteriza el yacimiento mediante la generación de un modelo de forma

estocástica, que por lo general se utiliza en condiciones donde la información es escasa.

Isaaks y Srivastava (1989), establecen que una descripción determinista es aquella donde hay suficiente conocimiento sobre el fenómeno a modelar, siendo este caso el más deseable a la hora de resolver un problema de estimación.

Por otra parte, estos autores señalan que desafortunadamente ciertas aplicaciones de las ciencias de tierra no son entendidas en suficiente detalle que permitan la realización de modelos determinísticos, esto es debido a que existen muchas incertidumbres en las zonas que no han sido muestreadas. Es por esta razón, que los modelos geoestadísticos están basados en estimaciones probabilísticas que manejan las incertidumbres, las cuales son inevitables.

González (2007) establece que la simulación estocástica es un procedimiento dentro de la geoestadística usado para cuantificar la incertidumbre y consiste en generar una gran cantidad de realizaciones o escenarios posibles del modelo del yacimiento en estudio. Mediante esta técnica se generan valores equiprobables de la propiedad modelada en los puntos donde no se tiene información, respetando características como la variabilidad espacial, las direcciones preferenciales de anisotropías y las diferentes fuentes de información utilizadas para su generación y respetando en cada realización la información conocida en los puntos observados.

Para el desarrollo de un modelo estocástico es necesaria la recolección de una serie de datos y análisis de los mismos, con la finalidad de generar múltiples imágenes estocásticas de alta resolución condicionadas a toda la información y así obtener una respuesta probabilística.

2.2.2 Modelaje Estocástico de Yacimientos

Perdomo (2006), establece que la simulación estocástica es una técnica de simulación, diseñada para reproducir el histograma de los datos con la mayor

aproximación posible, ser consistentes con el modelo espacial y con datos secundarios, y evaluar la incertidumbre de un modelo de yacimientos.

Entre los métodos de simulación disponibles, los más utilizados son: la simulación secuencial, matriz de descomposición, simulación basada en objetos, entre otros y su selección depende de los objetivos y datos disponibles.

El modelaje estocástico de las propiedades de yacimiento se realiza en dos etapas: primero se simula la geometría de las facies y luego se simula la distribución espacial de las variables petrofísicas (porosidad y permeabilidad) para cada una de las facies. Este procedimiento permite caracterizar la continuidad y variabilidad espacial de las propiedades de la roca en el yacimiento, integrar información multidisciplinaria con diferentes resoluciones y cuantificar la incertidumbre en la descripción de los yacimientos.

La simulación estocástica en geoestadística se enfoca principalmente en producir mapas realísticos de un fenómeno, más que de minimizar el error de predicción, lo cual, en ocasiones, conduce a mapas suavizados que no son verdaderamente representativos del yacimiento real.

Dentro de las razones principales que existen para utilizar simulación estocástica se tienen:

- Capturar las heterogeneidades: Un buen modelo de heterogeneidades implica un mejor entendimiento de la conectividad entre las zonas permeables y las no permeables. Dicho entendimiento se traduce en un mejor conocimiento de la eficiencia de barrido y la producción de fluidos. Aunque un modelo de heterogeneidades detallado no es requerido para efectuar cálculos volumétricos, si tienen gran impacto en las características de flujo del modelo.
- Simular las facies, las propiedades de las rocas o ambos: La arquitectura del yacimiento consiste en capturar elementos como fallas, tope y base de la estructura; identificar las unidades geológicas, teniendo como punto de referencia los principios estratigráficos y definiendo la geometría interna de

las capas, modelar espacialmente la distribución de las facies; y finalmente construir el modelo estático para poblarlo con las litofacies, propiedades de las rocas y los fluidos.

- Consistencia con los datos secundarios: utilizar métodos estocásticos permite incorporar otro tipo de información que los métodos convencionales no pueden manejar.
- Evaluar la Incertidumbre: El estudio de yacimientos siempre tiene incertidumbre asociada, el uso de este tipo de metodología permite producir modelos diferentes, pero que sean consistentes con los datos de entrada.

2.3 GEOESTADÍSTICA

González (2002) definió la geoestadística como una rama de la estadística aplicada que trata con fenómenos que se manifiestan en el espacio y/ o tiempo y que poseen algún grado de continuidad.

Las premisas fundamentales en la que se basa la geoestadística son la aceptación de la existencia de la continuidad o variabilidad de un atributo considerado en el espacio para describirla, modelarla o usarla.

La geoestadística ofrece la posibilidad de integrar los diferentes tipos de datos provenientes de diversas fuentes como: datos de interpretación geológica, datos petrofísicos, datos sísmicos, datos de producción, datos de pruebas de pozos entre otros; además, permite cuantificar la incertidumbre asociada a los procesos de caracterización de yacimiento.

La geoestadística se puede utilizar en el campo de la caracterización geométrica del yacimiento, para la estimación de la distribución espacial de los atributos y para la descripción de las heterogeneidades del yacimiento.

González (2007) señala que el objetivo principal de la geoestadística es construir modelos realistas de la distribución de propiedades del yacimiento, evitando el uso de promedios lineales, tomando en cuenta la heterogeneidad, continuidad,

anisotropía y propiedades azimutales de los datos. Las técnicas geoestadísticas proveen métodos estocásticos, que permiten generar múltiples realizaciones de la distribución de las propiedades del yacimiento y con ellas se puede cuantificar la incertidumbre asociada al modelo.

De manera general existen dos métodos geoestadísticos, los determinísticos y los estocásticos. Los determinísticos son capaces de generar una solución teóricamente exacta, ya que éstos no arrojaran ninguna incertidumbre, estos métodos son utilizados en casos donde hay datos en abundancia y las heterogeneidades son pocas, como se sabe esto no ocurre en los yacimientos de hidrocarburos. Los métodos estocásticos son más concientes y generan muchos modelos x-probables, con una incertidumbre asociada para posteriormente tomar un promedio de éstos. En general, la tendencia es la utilización de modelos estocásticos para la simulación de yacimientos, hay otras teorías que indican lo contrario, sin embargo, es más recomendable tener conocimiento de las imprecisiones que se pueden presentar que desconocerlas por completo. Entre los métodos estocásticos podemos reconocer la *Simulación Secuencial Gaussiana (SSG)*, entre otros.

La aplicación de cada método esta sujeta a las heterogeneidades de la propiedad estudiada en todo el volumen del yacimiento, estas heterogeneidades son medidas a través de los variogramas.

2.3.1 Variograma

Los variogramas son gráficos encargados de dar una estimación de la heterogeneidad que puede tener una variable en una dirección determinada. Existen dos tipos de variogramas, el experimental y el teórico, el variograma experimental es calculado con los datos obtenidos en el campo y el variograma teórico es una curva que se ajusta al experimental.

El análisis estructural o estudio variográfico está compuesto por:

- El cálculo del variograma experimental.
- El ajuste a este de un modelo teórico conocido.

González (2007), señala que el cálculo del variograma experimental es la herramienta geoestadística más importante en la determinación de las características de variabilidad y correlación espacial del fenómeno estudiado, es decir, tener conocimiento de como la variable cambia de una localización a otra. Deben ser calculados variogramas en diferentes direcciones, hasta encontrar la dirección de máxima o mínima variabilidad, una forma rápida y práctica de visualizar la existencia de anisotropía es mediante el cálculo del mapa de variogramas.

El variograma experimental es una descripción cuantitativa de la variación de una propiedad, como función de la distancia de separación entre puntos y se basa en el principio que dos puntos cercanos entre si tienen mas probabilidad de tener valores similares que dos puntos lejanos entre si.

El modelado de variograma se utiliza para conocer la manera en que se correlacionan dos valores en el espacio o en el tiempo. Se define como la media aritmética de todos los cuadrados de las diferencias entre pares de valores experimentales separados una distancia h , o lo que es lo mismo, la varianza de los incrementos de la variable regionalizada, en las localizaciones separadas una distancia h :

$$Var\{Z(x+h) - Z(x)\} = 2\gamma(h)$$

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N_p(h)} \sum_{i=1}^{N_p(h)} [Z(X_i) - Z(X_i + h)]^2$$

Donde:

$\gamma(h)$: la varianza de un *lag*.

h (*lag*): medida de desplazamiento a la cual se calcula el variograma.

$N_p(h)$: número de pares a una distancia h .

$Z(x_i)$: valor de una variable aleatoria en la localización x_i .

$Z(x_i + h)$: valor de la variable aleatoria en la localización $(x_i + h)$.

En la Figura 2.1 se muestran los parámetros del variograma:

- Varianza: una medida de cuan diferentes son entre si los miembros de una colección.
- Meseta (*sill*): es el valor máximo de variabilidad para el cual el aumento de h su valor permanece constante. Puede obtenerse trazando una línea paralela a la abscisa y que se ajuste a los puntos de mayor valor del semivariograma, siendo leído su valor en la intersección de esta línea con la ordenada.
- Rango (*range*): es la distancia a cual los datos dejan de mostrar similitud estadística, es decir, las distancias para la cual los valores de la variable dejan de estar correlacionados.
- Efecto Pepita (*nugget*): es el grado de disimilitud a la distancia cero. El efecto *nugget* puede ser producto de errores en las muestras o discontinuidad geológica a escala fina. Se obtiene trazando una línea recta entre los primeros puntos del variograma empírico y extendiendo hasta que se intercepte con el eje Y.

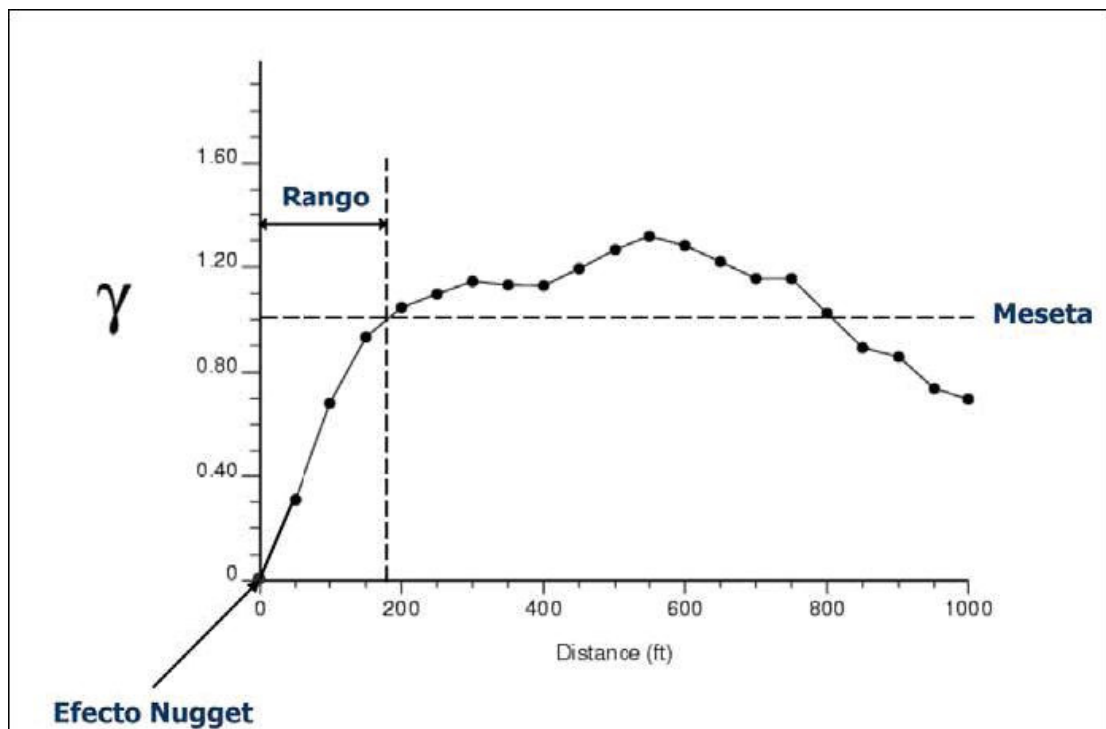


Figura 2.1: Parámetros del variograma (González, 2007).

Para realizar el cálculo o búsqueda de datos a través del modelado del variograma se debe definir un área de búsqueda, debido al espaciamiento irregular de los puntos de entrada, para lo cual se definen una serie de parámetros, los cuales son mostrados en la Figura 2.2.

- Ancho de banda: ancho del variograma.
- Tolerancia del ángulo: la tolerancia provee un cierto margen de libertad para que los datos que se aproximan a una dirección dada puedan ser identificados sin ser demasiados estrictos.
- Tolerancia del lag: está definida para una dirección que permite calcular el valor del variograma entre las demás direcciones.
- Azimut (α): ángulo medido en grados en dirección horaria a partir del norte.
- Distancia del lag: distancia de desplazamiento de las muestras.

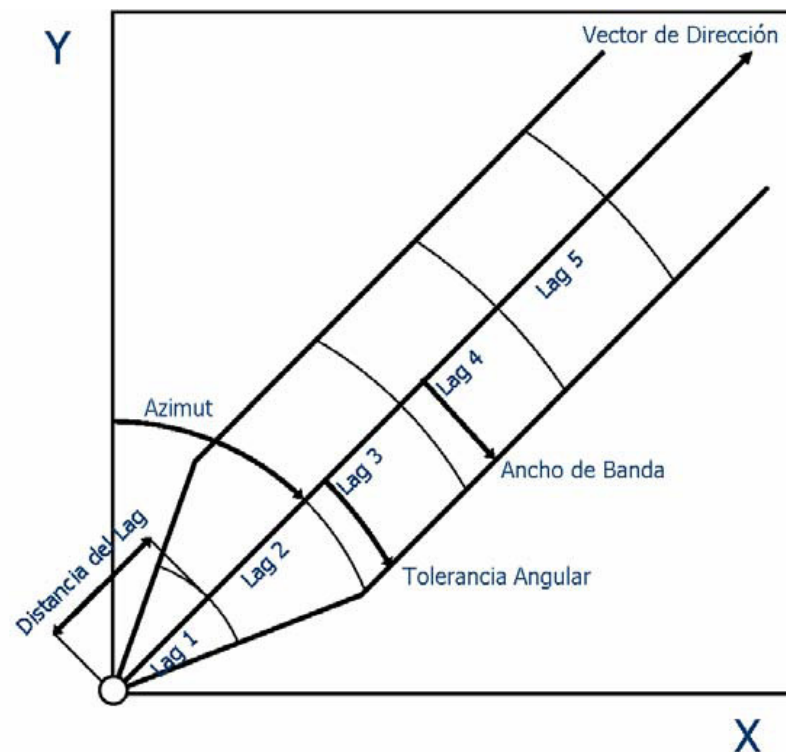


Figura 2.2: Cálculo del variograma: Parámetros definidos para realizar el cálculo de los datos a través del variograma (González, 2007).

Una vez construido el variograma experimental o empírico es necesario ajustar a este un modelo teórico, con el objetivo de determinar los parámetros descriptivos del variograma que posteriormente serán usados en la estimación.

Los modelos teóricos de variogramas atienden a las dos características más importantes en el modelado de variogramas que son: 1.-El comportamiento en el origen, el cual puede ser lineal, parabólico y con Efecto de Pepita y 2.- La presencia o ausencia de meseta. Estos modelos son:

- **Modelo Esférico:** Este modelo es el más simple y tiene un comportamiento lineal a distancias cortas con una definida transición a una meseta plana. Los variogramas esféricos son más robustos y estables en términos del sistema de ecuaciones de Kriging a ser resuelto. La influencia de los puntos de datos está limitada por el alcance. Este modelo es probablemente el más utilizado, es una expresión polinomial simple, se puede observar un crecimiento casi lineal y después a cierta distancia finita del origen se alcanza una estabilización, la meseta.
- **Modelo Exponencial:** este modelo presenta un comportamiento pronunciado a distancias cortas con un acercamiento asintótico a la meseta a distancias grandes. Este modelo a diferencia del esférico crece inicialmente más rápido y después se estabiliza de forma asintótica.
- **Modelo Gaussiano:** Este modelo es utilizado para fenómenos que muestran alto grado de continuidad a distancias cortas y luego comienza con una transición a un comportamiento exponencial a distancias grandes. Este es un modelo extremadamente continuo, inicialmente presenta un comportamiento parabólico en el origen, después al igual que en el modelo Exponencial se alcanza la meseta de forma asintótica

CAPÍTULO III

MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

De acuerdo a PDVSA (2008), el Campo Costanero Bolívar está situado en la zona este del lago de Maracaibo. Este campo se extiende paralelamente a la Costa Oriental del Lago, parcialmente en tierra y parcialmente bajo el agua, por una longitud de 100 kilómetros. Menes activos indicaron desde muy temprano la acumulación de petróleo y condujeron a actividades de perforación que fueron iniciadas por la Venezuelan Oil Concessions, Ltd, con el pozo Santa Bárbara No. 1 (R1) en 1913.

3.1 CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO

González de Juana y otros (1980) señalan que la cuenca petrolífera de Maracaibo está ubicada al noroeste de Venezuela. De manera general, puede delimitarse de la siguiente forma: al oeste-noreste por el piedemonte de la Sierra de Perijá, al oeste-suroeste por la frontera colombiana hasta un punto sobre el río Guarumito 12,5 Km al oeste de la población de La Fría; al sureste por el piedemonte andino hacia el río Motatán, ligeramente al este del cruce de Agua Viva; al este noreste por la zona de piedemonte occidental de la Serranía de Trujillo y una línea imaginaria dirigida al norte hasta encontrar la frontera de los estados Zulia y Falcón, donde existe un pequeño saliente hacia el este en la región de Quiros y en su parte norte, por la línea geológica de la falla de Oca. La extensión de este trapezoide es de aproximadamente 50.000 Km² y corresponde políticamente en su mayor parte al estado Zulia y extensiones menores a los estados Táchira, Mérida y Trujillo. (Ver Figura 3.1).



Figura 3.1: Cuencas Petrolíferas de Venezuela (Moya, 2007).

3.2 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA

3.2.1 Marco Estratigráfico de la Cuenca

De acuerdo a Schlumberger (1997), la evolución estratigráfica de la cuenca es como sigue:

Durante el Triásico-Jurásico, en Venezuela, la rotura o *rifting* de Pangea produjo varias estructuraciones importantes que posteriormente influyeron en la evolución de las cuencas sedimentarias venezolanas.

Dentro de Venezuela Continental, la apertura del Proto-Caribe indujo el desarrollo de valles de extensión o grábenes con una tendencia noreste, en los que se incluyen los grábenes de Apure-Mantecal y Espino, así como también los grábenes de los Andes y Perijá, y el ubicado en el Lago de Maracaibo. Todos estos grábenes fueron rellenados durante el Jurásico por sedimentos continentales tipo capas rojas volcánicas de diversa índole y eventualmente clásticos y calizas de invasiones marinas, existiendo evidencia de ello en las penínsulas de La Guajira (grupos Cojoro y Cocinas) y Paraguaná (Formación Pueblo Nuevo), en la Formación La Quinta de Venezuela Occidental e incluso en el subsuelo de la Cuenca Oriental de Venezuela (Formación Ipíre).

Durante el Cretácico, en el occidente del país, la sedimentación fue controlada en su inicio por el sistema de fallas de los grábenes Jurásicos, como lo evidencian los espesores de los clásticos arenosos de la Formación Río Negro, los cuales varían desde más de dos kilómetros en el Surco de Machiques, hasta unos pocos metros en algunas localidades del flanco norandino. A continuación, la subsidencia se estabilizó y el Grupo Cogollo (carbonático) se depositó en un extenso mar epicontinental transgresivo sobre Venezuela occidental.

Hacia el Cretácico Tardío, a finales del Albiense, se inicia desde el este de Venezuela y de manera diacrónica hacia el oeste, la invasión marina que llegó a cubrir extensas zonas hacia el sur del país, las cuales se mantenían como áreas expuestas a la erosión desde finales del Jurásico o incluso desde finales del Paleozoico.

Esta invasión marina coincide con el pulso mundial transgresivo del Cretácico Tardío, responsable de la sedimentación de calizas, lutitas y fanitas ricas en materia orgánica tanto en América como en Europa. Estas rocas se conocen en Venezuela como las formaciones Querecual-San Antonio (Grupo Guayuta), Mucaria, Navay y La Luna. El máximo de transgresión y anoxia se estima que ocurrió entre el Turoniense y el Campaniense (72-91 Ma).

El espesor de la Formación La Luna oscila entre 50 y 300 m en Venezuela occidental; el de Navay alcanza cerca de 600 m en el flanco surandino y aumenta hacia el noreste.

Por otra parte, las variaciones laterales de facies de la roca madre incluyen calizas pelágicas y fosfáticas, lutitas oscuras y calizas conchíferas, de edad Albiense tardío a Turoniense (95-88 Ma) las cuales, a su vez, encuentran su equivalente en edad, clástico arenoso y glauconítico.

El Cretácico Tardío en Venezuela finaliza durante el Maastrichtiense con unidades regresivas respecto a los ambientes más profundos de la roca madre. En Perijá y la Cuenca de Maracaibo, la Formación La Luna pasa verticalmente a calizas

glauconíticas (Miembro Socuy) y lutitas oscuras y areniscas delgadas de las formaciones Colón y Mito Juan.

Hacia finales del Cretácico y comienzos del Paleoceno, Venezuela occidental sufrió finalmente el efecto de la colisión entre la Placa de Nazca (Océano Pacífico) y el occidente colombiano; existen evidencias de que la sedimentación del Grupo Orocué (y posiblemente las formaciones Guasare y Marcelina) estuviesen controladas por los frentes de deformación de la citada colisión, éstos generaron sucesivos depocentros de edades cada vez más jóvenes hacia el este de lo que hoy en día es la Sierra de Perijá.

Al norte y oeste de la Cuenca de Maracaibo al inicio del Paleoceno, la Formación Guasare representa ambientes someros que reflejan una mayor lejanía de los frentes de deformación, previamente a la instalación de los ambientes paludales costeros de la Formación Marcelina.

Durante el Eoceno, en la Cuenca de Maracaibo existió un marco sedimentario complejo que se caracterizó por sistemas deltaicos-estuarinos, fluvio-costeros y marinos, en diferentes ubicaciones geográficas delante de los frentes de corrimiento, ya sea el de Perijá o el relativamente más joven del estado Lara, hacia el este.

Las formaciones Barco-Los Cuervos y Mirador-Carbonera, representan dos pulsos semejantes de ambientes fluvio-deltaicos entre el Paleoceno y el Eoceno Medio (65-40 Ma) en el occidente de la Cuenca de Maracaibo; en su parte central, las formaciones Guasare, Trujillo, Misoa, Caús y Paují constituían los equivalentes más marinos de los primeros, con una profundización paulatina de los ambientes hacia el noreste.

Durante el Oligoceno, la acumulación de sedimentos en la Cuenca de Maracaibo fue preservada mayormente hacia sus flancos: al oeste los clásticos arenosos de las formaciones Carbonera y Ceibote (Grupo El Fausto), al sur y este los clásticos finos de la Formación León y hacia el centro del Lago de Maracaibo : la Formación Icotea,

la cual ha sido asignada por diversos autores al Oligoceno; se encuentra sólo en depresiones controladas estructuralmente; su litología característica es de limolitas y arcilitas, con cantidades menores de areniscas.

Durante el Neógeno ocurrieron dos importantes períodos de formación de montañas, los cuales son una consecuencia directa de la interacción de las placas del Caribe y Suramérica. Como se observa en las Figuras. 3.2 y 3.3, el inicio del levantamiento andino y la generación de estructuras asociadas al movimiento relativo de la Placa Caribe hacia el este, entre las placas de Norteamérica y Suramérica para finales del Oligoceno y comienzos del Mioceno.

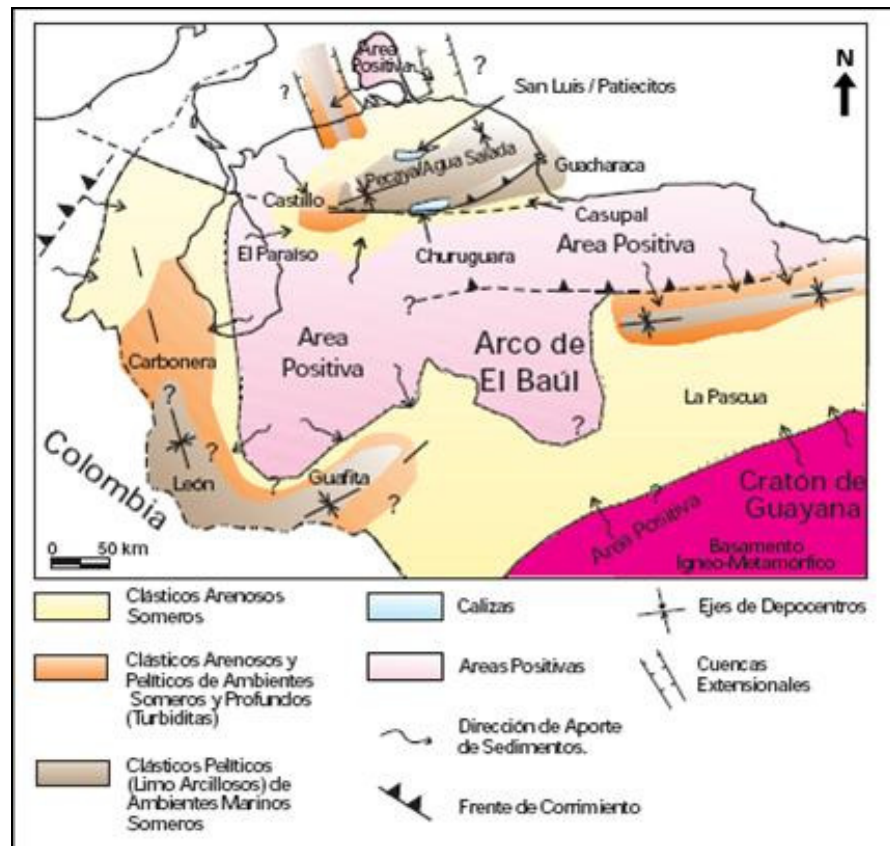


Figura 3.2: Marco geológico regional de deposición en Venezuela Occidental durante el Oligoceno (Schlumberger, 1997)



Figura 3. 3: Generación de áreas positivas en la Cuenca de Maracaibo (Schlumberger, 1997).

En el Plioceno, la orogénesis en todo el norte de Venezuela terminó de definir las cuencas petrolíferas actuales (Fig. 3.1) y levantó extensas zonas constituyendo el Sistema de Montañas del Caribe y el ramal de los Andes Venezolanos, el cual separa a las cuencas de Maracaibo y Barinas-Apure. En el occidente, el levantamiento andino genera la sedimentación de importantes espesores de molasa (Grupo Guayabo; formaciones La Villa, La Puerta y El Milagro), los cuales llegan a alcanzar los 5 kilómetros (más de 15000 pies) en algunas localidades tanto en el flanco norandino como el surandino. En la Sierra de Perijá, el Grupo El Fausto es la unidad equivalente molásica, relacionada en este caso con las montañas de los frentes de deformación en el límite occidental de la Cuenca de Maracaibo.

Hacia el centro y oeste del Lago de Maracaibo, unidades como las formaciones La Rosa y Lagunillas anteceden a los ambientes distales de las molasas andina y perijanera. La Formación La Rosa, por sus areniscas basales (Miembro Santa Bárbara) es de gran importancia petrolífera; presenta un desarrollo central lutítico que la caracteriza, con variaciones laterales arenosas las cuales también constituyen yacimientos de importancia en la costa oriental del Lago de Maracaibo; su espesor oscila entre unos 70 a 1100 m debido a que se depositó sobre una

superficie irregular de erosión, controlada por fallas; su edad posiblemente se ubica en un intervalo entre el Mioceno Temprano al Medio (20-15 Ma).

La Formación Lagunillas suprayace transicionalmente a la anterior, está constituida por sedimentos de ambientes someros transicionales, costeros y hasta continentales, que alcanzan más de 1000 m de espesor hacia el centro del Lago de Maracaibo; es un yacimiento muy importante de la Costa Oriental, habiéndose dividido en 5 miembros, todos ellos con potencial petrolífero; su edad (Mioceno Medio a Tardío: 15-6 Ma) es correlativa con la Formación La Puerta y parte de los grupos Guayabo y El Fausto. (Ver Figura 3.4 y 3.5).

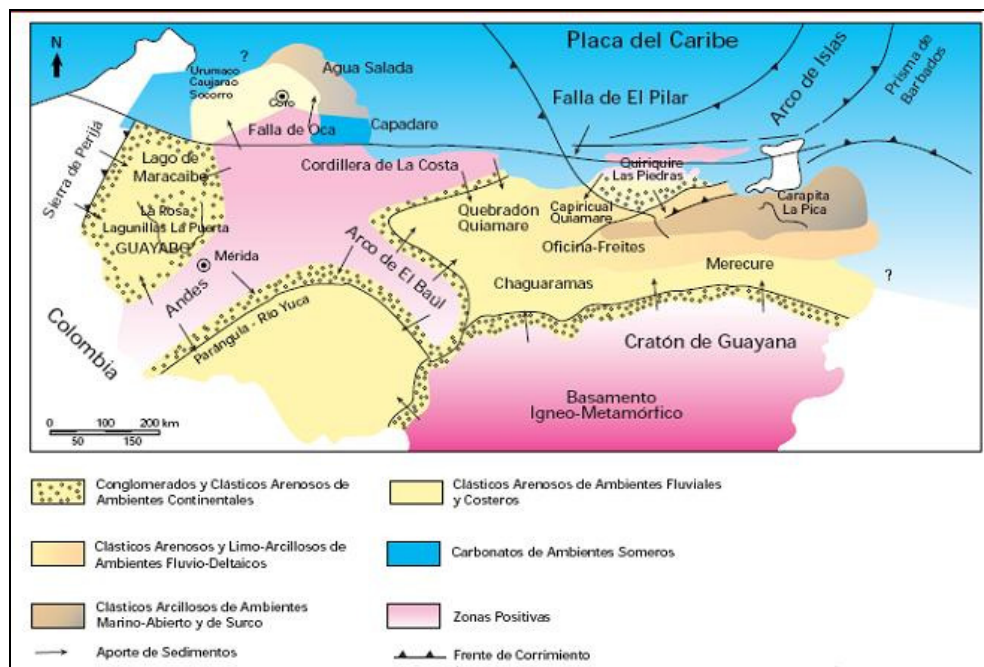


Figura 3.4: Marco geológico de sedimentación en Cuenca de Maracaibo (Schlumberger; 1997).

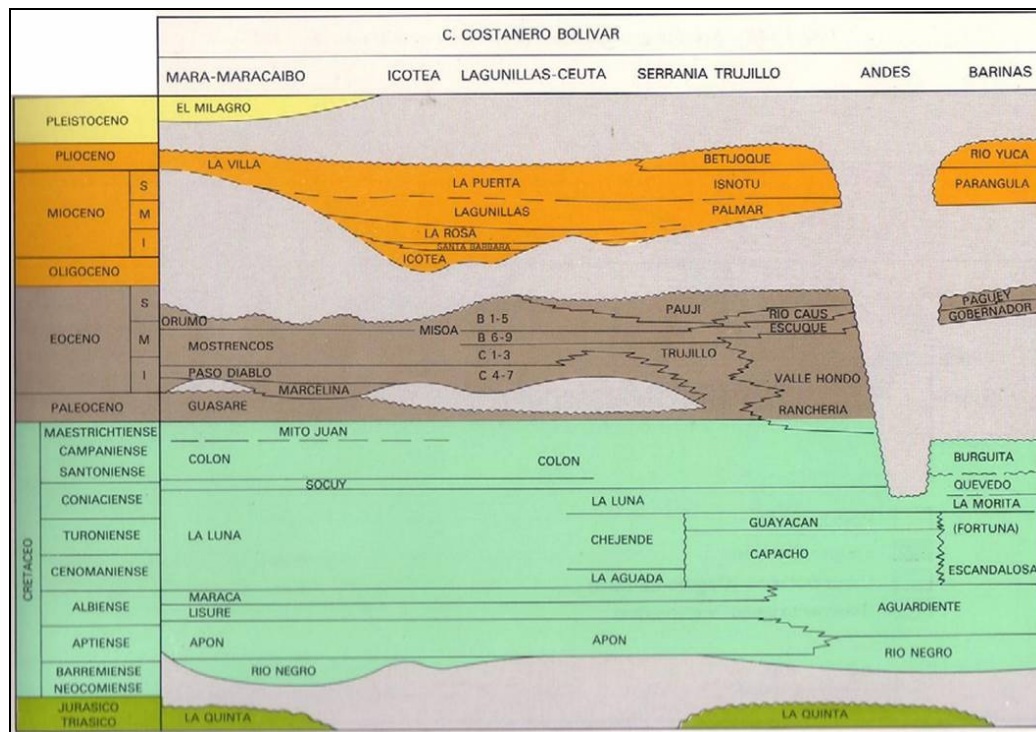


Figura 3.5: Cuadro de correlación de la Cuenca de Maracaibo (González, 2007).

3.2.2 Marco Estructural de la Cuenca

De acuerdo a González de Juana y otros (1980), la cuenca está enmarcada por tres alineamientos orogénicos mayores: La Sierra de Perija al oeste, Los Andes de Mérida al sureste y La Serranía de Trujillo al este; el marco se completa con el sistema de falla de Oca en el norte que aparentemente separa la cuenca de la del Golfo de Venezuela, aun no completamente definida. Estos elementos tectónicos han sido calificados de cinturones móviles.

Dentro de estos cinturones móviles se desarrolla un amplio sinclinatorio que integra estructuralmente a la Cuenca de Maracaibo; dentro del mismo se conocen diversos alineamientos tectónicos, los cuales son subparalelos al elemento tectónico mayor cercano. En realidad, el alineamiento estructural andino solo refleja en pequeñas estructuras de Los Andes Venezolanos. En contraste, las directrices observadas dentro de la cuenca, en la cual los ejes anticlinales y fallas más importantes tienen una fuerte componente norte, bien sea norte-noreste como el alineamiento de La

Paz-Mara o la falla de Icotea, bien norte-noreste como el anticlinal de Misoa-Mene Grande-Motatán, y son definitivamente subparalelos a la Sierra de Perijá.

Se conocen cinco alineamientos de dirección aproximada sur-norte que se destacan entre todos los demás por su pronunciado relieve estructural; enumerados de noroeste a sureste: el alineamiento de La Paz-Mara-El Moján; el alineamiento de la falla de Icotea y el alineamiento de Pueblo Viejo-Ceuta; la estructura de Misoa-Mene Grande y el anticlinorio de Tarra, situado en la parte suroccidental de la cuenca. Una característica común de estos cinco alineamientos es el severo fallamiento longitudinal sobre, o cerca de las zonas crestales.

La gran deformación, ocurrió en el Eoceno tardío, contemporánea con la extensa retirada de las aguas hacia el norte. En esta violenta pulsación orogénica se reactivaron todos los lineamientos estructurales iniciados en el Cretácico Tardío, tomaron forma definitiva los anticlinales y fallas características del sistema oeste-este. Una nueva recurrencia del movimiento hacia finales del periodo orogénico causó finalmente, o tal vez reactivó en gran parte, los movimientos transcurrentes sinestrales que se observan en las grandes fallas norte-sur. Este movimiento transcurrente ocasionó el desplazamiento de las fallas oeste-este.

Al final del periodo orogénico del Eoceno tardío y posiblemente durante gran parte del Oligoceno, las tierras levantadas fueron intensamente erosionadas, particularmente en la parte meridional de la cuenca, donde se ha señalado que llegó a alcanzar el nivel de la Formación Mito Juan.

Durante el Oligoceno tardío-Mioceno temprano se produjo la inversión de la cuenca, que en ese tiempo presenta un gradiente moderado hacia el sur. Es probable que la subsidencia de la parte meridional de la cuenca haya reactivado las fallas del sistema oeste-este o formado algunas nuevas.

El período de sedimentación de La Rosa y Lagunillas parece haber sido de bastante quietud tectónica. Sin embargo, fallas longitudinales mayores penetran la sedimentación miocena; discordantemente sobre los grandes alineamientos

mayores los sedimentos miocenos se plegaron formando declives suaves hacia el sur. Algunos yacimientos petrolíferos miocenos parecen estar controlados por fallas en el área Urdaneta, el flanco oriental Lama, levantamiento de Pueblo Viejo y falla límite de Cabimas, entre otros. Se conocen estructuras miocenas de pequeño relieve como los sinclinales de Cabimas y Ambrosio y fallas que cortan el Mioceno como las fallas de Tía Juana.

En resumen, el Mioceno Medio fue un período de crecimiento estructural de los pliegues y fallas formados durante el período orogénico del Eoceno tardío, o bien las estructuras de este período fueron rejuvenecidas por una nueva pulsación orogénica durante el Mioceno tardío-Plioceno, conservando las directrices tectónicas anteriores.

El último levantamiento de los Andes venezolanos tuvo lugar durante el Mioceno tardío-Plioceno temprano.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

La realización de este estudio está enfocada en obtener el modelo estático en 3D del Área Cabimas del Campo Costanero de Bolívar en el intervalo Mioceno, para ello se hizo uso de la integración de varias disciplinas como: sedimentología, estratigrafía, geología estructural, petrofísica, entre otras, además, se utilizaron técnicas geoestadísticas a escala de yacimiento, de esta forma, se integrarán datos de diversas fuentes como: registros, ubicaciones y topes de pozos, informes técnicos y núcleos.

En general la investigación se desarrolló en varias etapas, mostradas en la Figura 4.1.

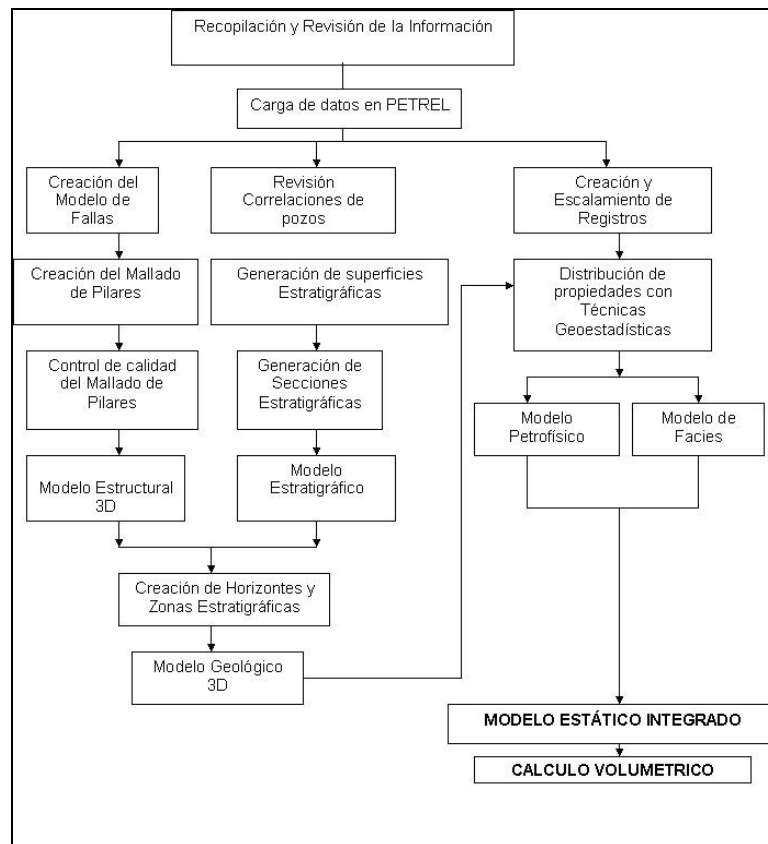


Figura 4.1: Esquema metodológico del trabajo.

4.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Se precedió a recopilar toda la información bibliográfica y geológica disponible del área de estudio, para de esta forma poder tener una visión general de las características estructurales, estratigráficas y sedimentológicas de la misma.

La recopilación bibliográfica se basó en la revisión de trabajos especiales de grado, publicaciones y trabajos realizados en el área.

Los datos utilizados provienen de la empresa que opera el área: Suelopetrol, ubicada en Cabimas, estado Zulia, entre la información suministrada están: los archivos de los polígonos del área, las trazas de fallas, los registros de todos los pozos, las profundidades de los topes estratigráficos, los mapas estratigráficos y estructurales, la ubicación y profundidad de los pozos del área.

4.2 CARGA DE DATOS AL PROGRAMA

Posterior a la recopilación, se introdujeron los datos en el programa utilizado PETREL™, para ello se debió inicialmente hacer una revisión de los archivos con los programas: editor de texto *Ultra Edit 32*, *Excel*, y *Block de Notas*, para cargar correctamente los archivos y poder descartar cualquier problema que pudieran tener.

Los datos importados al programa fueron cargados bajo formatos de tipo ASCII y Binario y con formato *Bitmap* para las imágenes.

Con los datos de localización de pozos y límite del área se generó el mapa base de Cabimas el cual es mostrado en la Figura 4.2.

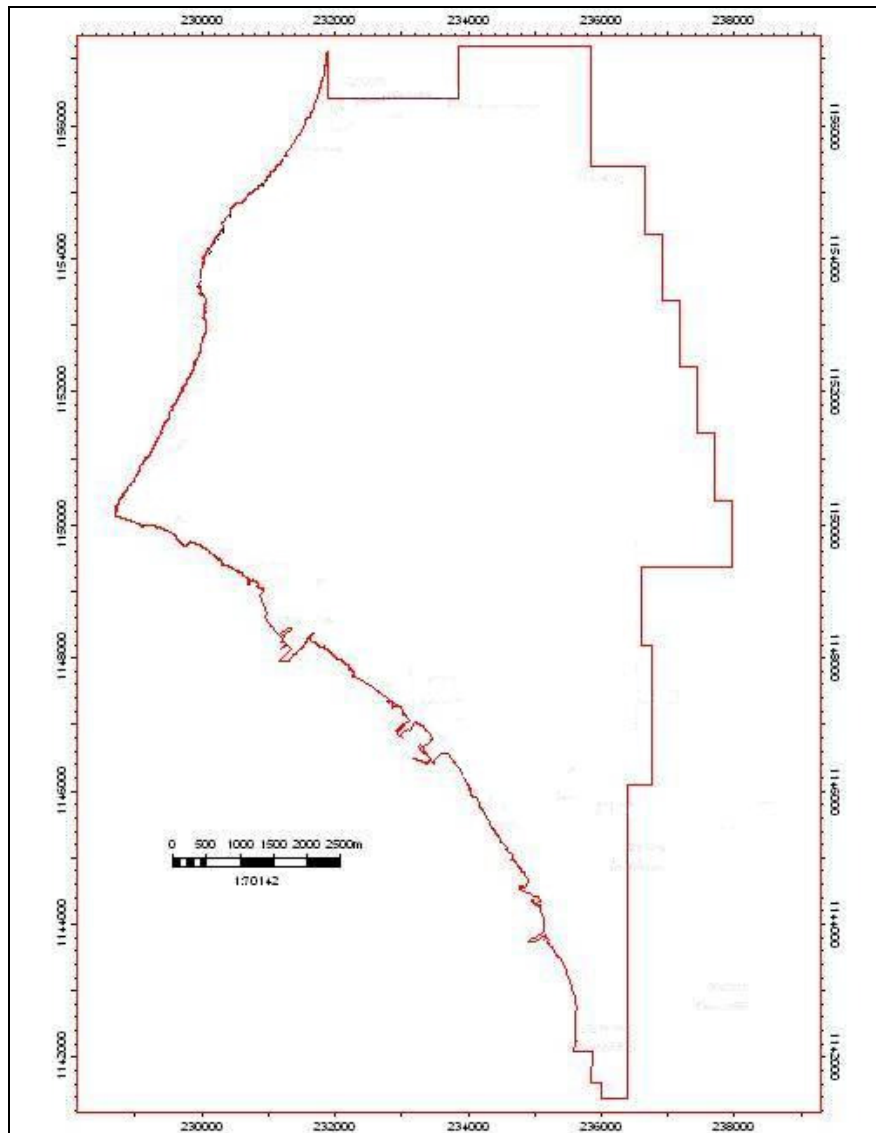


Figura 4.2 Polígono del Área Cabimas

4.3 GENERACIÓN DEL MODELO ESTRATIGRÁFICO

El modelo estratigráfico del área se realizó con aquellos pozos que tenían curvas de Rayos Gamma, Resistividad o Potencial Espontáneo, que permitieran realizar tanto las correlaciones como las secciones estratigráficas. Del total de pozos del área sólo se contó con 28 pozos, entre ellos el pozo tipo 329 A, el cual atraviesa toda la sección del Oligo-Mioceno y posee todos los registros eléctricos corridos en el área (Ver Tabla 4.1).

Tabla 4.1: Pozos utilizados para el estudio.

Pozo	Profundidad (pies)	Estado
R-318 ST	1994	Activo
R-601	1570	Activo
R-340 ST	1966	Activo
R-328 ST	1901	Activo
R-605 ST	2136	Activo
R-291 ST	1815	Activo
R-606 ST	2142	Activo
R-447 ST	962	Activo
R-511 ST	2000	Activo
R-329A	2042	Inactivo
R-572	1775	Inactivo
R-421	1700	Inactivo
R-798ST	1330	Activo
R-299ST	1879	Activo
R-335ST	1912	Activo
R-29ST	1688	Activo
R-25ST	1697	Activo
R-44ST	1728	Activo
R-290ST	1929	Activo
R-287ST	2049	Activo
R-270ST	2250	Inactivo
R-279ST	2000	Activo
R-294ST	2135	Activo
R-344	2182	Activo
R-376ST	1875	Activo
R-431ST	1194	Activo
R-467ST	1045	Inactivo
R-713ST	2116	Inactivo

4.3.1 Generación de Secciones Estratigráficas

Se crearon secciones estratigráficas en dirección NO-SE y NE-SO, de acuerdo a información reportada en los informes técnicos de estudios anteriores, con el fin de observar el comportamiento estratigráfico y las variaciones laterales entre los pozos del campo, así como las tendencias y geometrías de los cuerpos de arena presentes en la formaciones: Icoatea del intervalo Oligoceno, La Rosa y Lagunillas del intervalo Mioceno. Esto se realizó con la información de 28 pozos del área como se observa en la Figura 4.3.

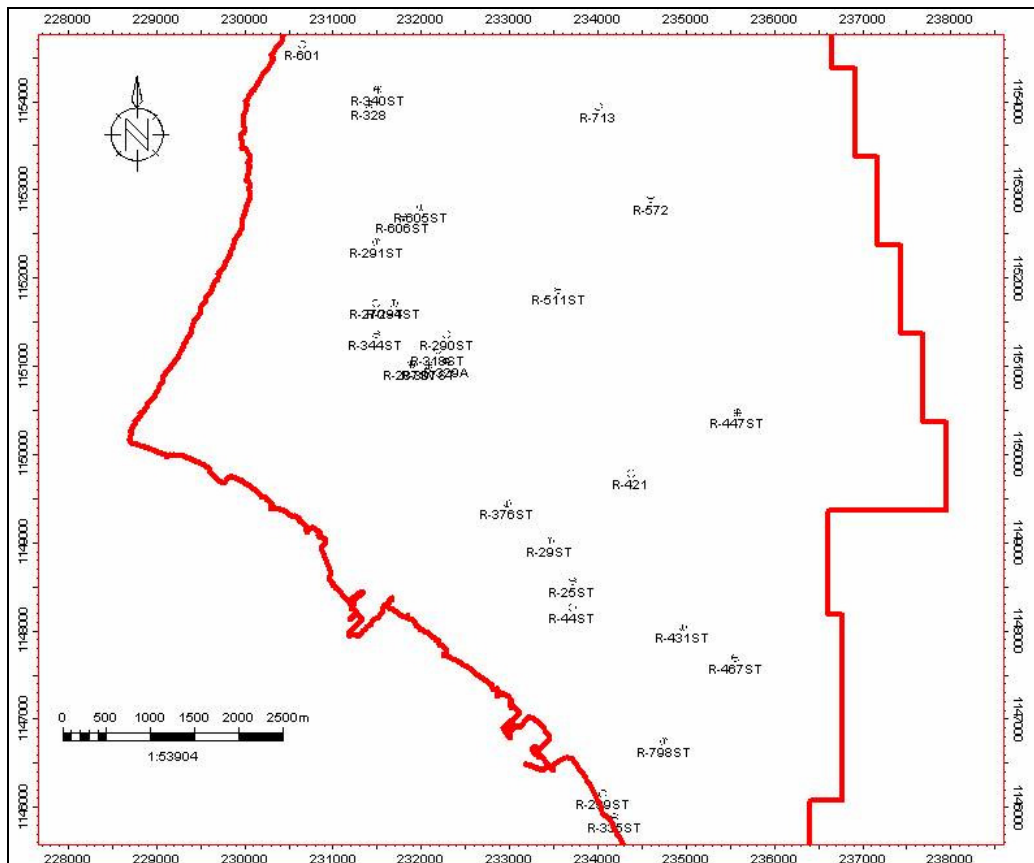


Figura 4.3: Mapa base del área. En la figura se muestran los pozos utilizados para las secciones.

Las secciones estratigráficas se generaron a escala 1:8000, de acuerdo al mallado que se realizó en el mapa base. Luego se alinearon verticalmente los pozos por medio del marcador estratigráfico regional representado por la unidad operacional La Rosa Intermedia (RI) como se observa en la Figura 4.4.

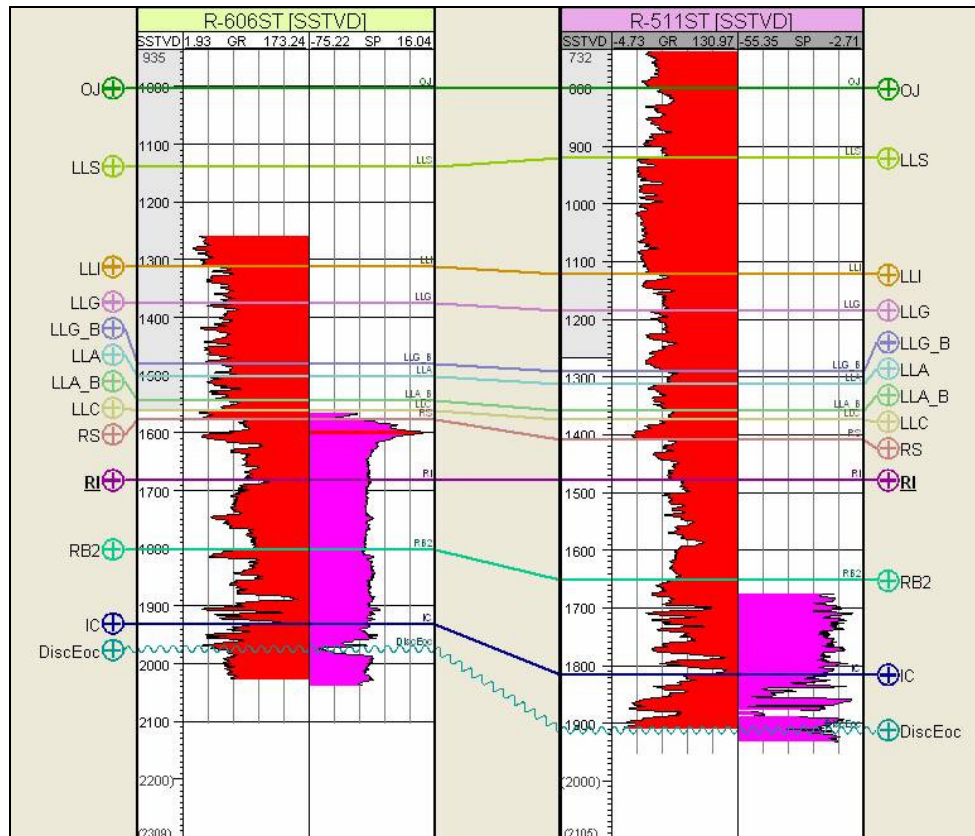


Figura 4.4: Sección estratigráfica de los pozos R-606ST y R-511 ST. Esta sección fue creada con el programa a partir de registros de GR y Resistividad. RI indica la posición estratigráfica del marcador regional La Rosa Intermedia.

4.3.2 Generación de Superficies Estratigráficas

Las superficies estratigráficas utilizadas en este trabajo, fueron generadas con la información de todos los topes y bases de las unidades reconocidas mediante registros de pozos presentes en los intervalos Oligoceno y Mioceno del área, las cuales son las formaciones: Icotea, La Rosa, y Lagunillas, divididas en unidades operacionales como se muestra en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Divisiones de los intervalos para la generación de las superficies estratigráficas.

Intervalo	Formación	Unidad Operacional		
		Ojeda (OJ)		
		Arena superior (LLS)		
	Lagunillas	Lutita intermedia (LLI)		
			Arena inferior (LLG)	
			Lutita Lagunillas inferior G (LLG-B)	
			Arena La Salina (LLA)	
			Lutita Lagunillas inferior A (LLA-B)	
			Mioceno	Arena Cabimas (LLC)
		La Rosa	La Rosa Superior (RS)	
La Rosa Intermedia (RI)				
Santa Bárbara (RB2)				
Oligoceno	Icotea	Icotea (IC)		
Discordancia del Eoceno (Disc)				

Mediante la opción en PETREL™ “Make/Edit Surface”, se introdujeron los topes estratigráficos específicos para cada unidad y mediante el algoritmo de interpolación por convergencia se generaron cada una de las superficies, como puede observarse en la Figura 4.5.

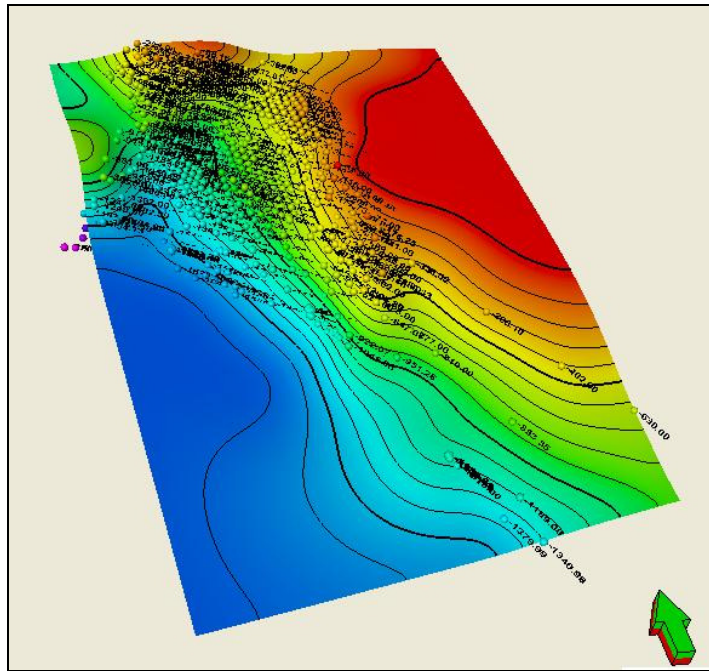


Figura 4.5: Superficie del Miembro Ojeda. Esta superficie fue generada a partir del tope estratigráfico.

4.4 GENERACIÓN DEL MODELO ESTRUCTURAL

Para la generación del modelo estructural fue necesario realizar previamente el modelado de fallas del área, el mallado de pilares y la creación de los horizontes estructurales.

4.4.1 Generación del Modelo de Fallas

Para realizar el modelado de fallas se utilizó la información de los mapas estructurales, donde se extrajeron las trazas de fallas que cortan las unidades de Santa Bárbara, Arena superior (LLS) y la superficie discordancia del Eoceno, para luego ser cargadas a Petrel como líneas, a sus respectivas profundidades.

Con las trazas de fallas a sus respectivos niveles y con los mapas estructurales, se procedió a modelar cada una de las fallas en 3D. Para llevar a cabo este procedimiento, se seleccionó una traza de falla que cortara las diferentes unidades y a través de la opción del programa *create fault from fault polygons* (crear falla a

partir de polígonos de fallas) se fueron modelando cada una de las fallas por planos formados por pilares lineales.

Los pilares utilizados son rectas constituidas por la unión de dos puntos, cada uno de ellos correspondientes a los extremos de la falla y son denominados nodos o *widgets* (ver Figura 4.6).

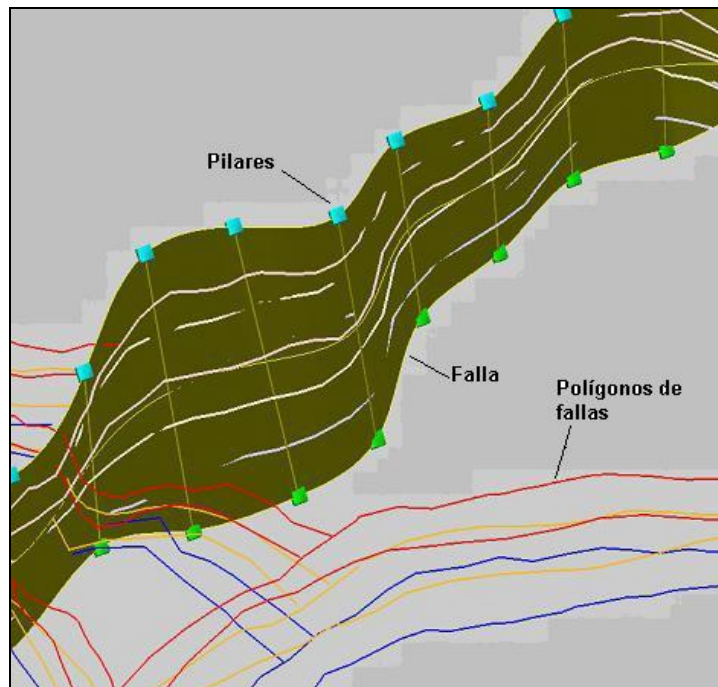


Figura 4.6: Falla creada a partir de polígonos.

Finalizado este procedimiento se hizo un control de calidad sobre cada una de ellas, para verificar que todos los planos de fallas se correspondieran con las trazas o polígonos de las cuales se generaron. Esta edición de los planos de falla se realizó mediante la manipulación de los nodos que se encuentran a los extremos de cada pilar, los cuales se pueden mover paralelo al pilar con la finalidad de mejorar la posición de aquellas fallas que lo necesitaron.

Luego de modelar cada una de las fallas, se procedió a unirlas a través de los puntos en común (pilar en común) respetando la dirección y buzamiento de cada una al momento de la conexión (ver Figura 4.7).

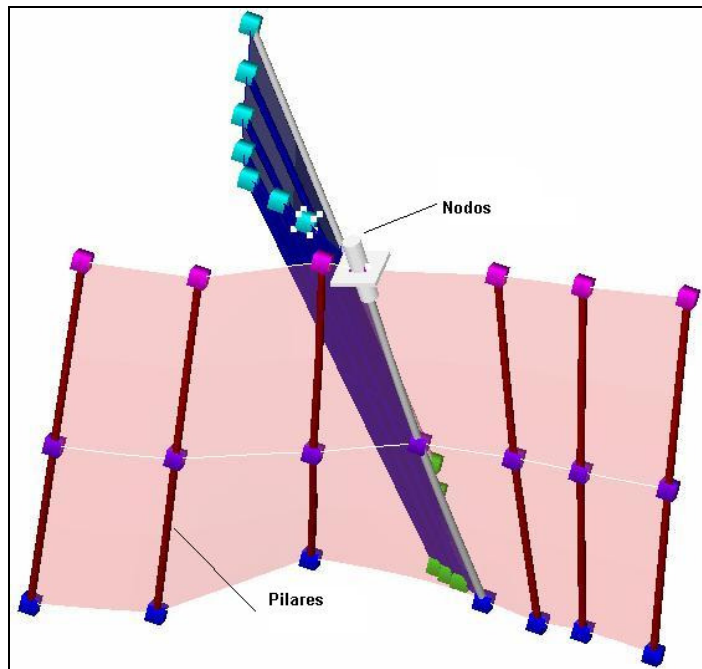


Figura 4.7: Conexión de dos fallas a través del pilar en común

Las fallas modeladas y unidas, se limitaron verticalmente en la base con la discordancia del Eoceno y hacia el tope del Miembro Ojeda (ver Figura 4.8).

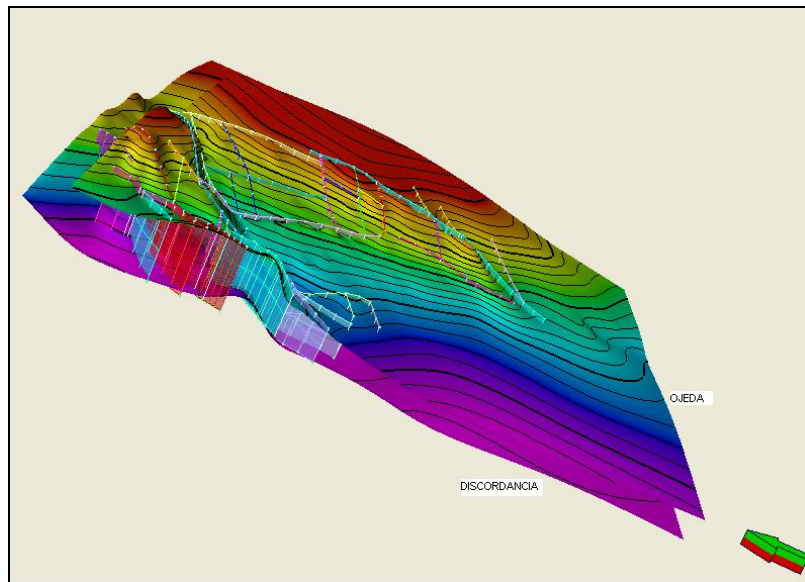


Figura 4.8: Límite del modelo de fallas. El modelo está limitado por la discordancia del Eoceno hacia la base y por el Miembro Ojeda hacia el tope.

4.4.2 Generación del Mallado de Pilares

El mallado de pilares o *pillar gridding*, es el proceso que consiste en generar la estructura o esqueleto del modelo 3D. El esqueleto está constituido por tres mallas una base, media y tope, las cuales se ajustan al área del modelo previamente establecida (ver Figura 4.9).

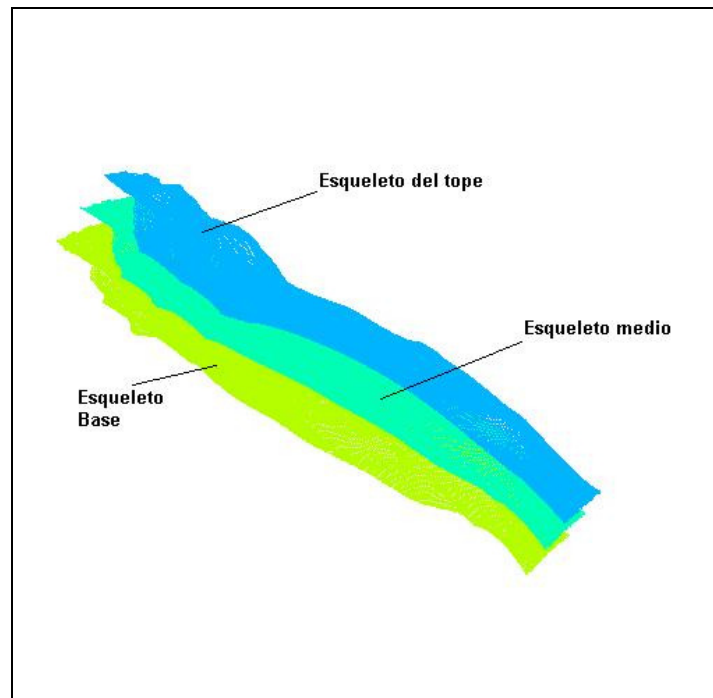


Figura 4.9: Esqueletos del Mallado de Pilares.

El *pillar gridding* se realiza posterior al modelado de fallas, con el objetivo de crear un marco estructural por medio de celdas en las cuales se van a introducir las propiedades petrofísicas al modelo.

Como información necesaria para generar el mallado se utilizó el modelo de fallas realizado previamente y se limitó el mallado mediante la creación de un polígono alrededor del mismo, con la información de los límites del área, como puede observarse en la Figura 4.10.

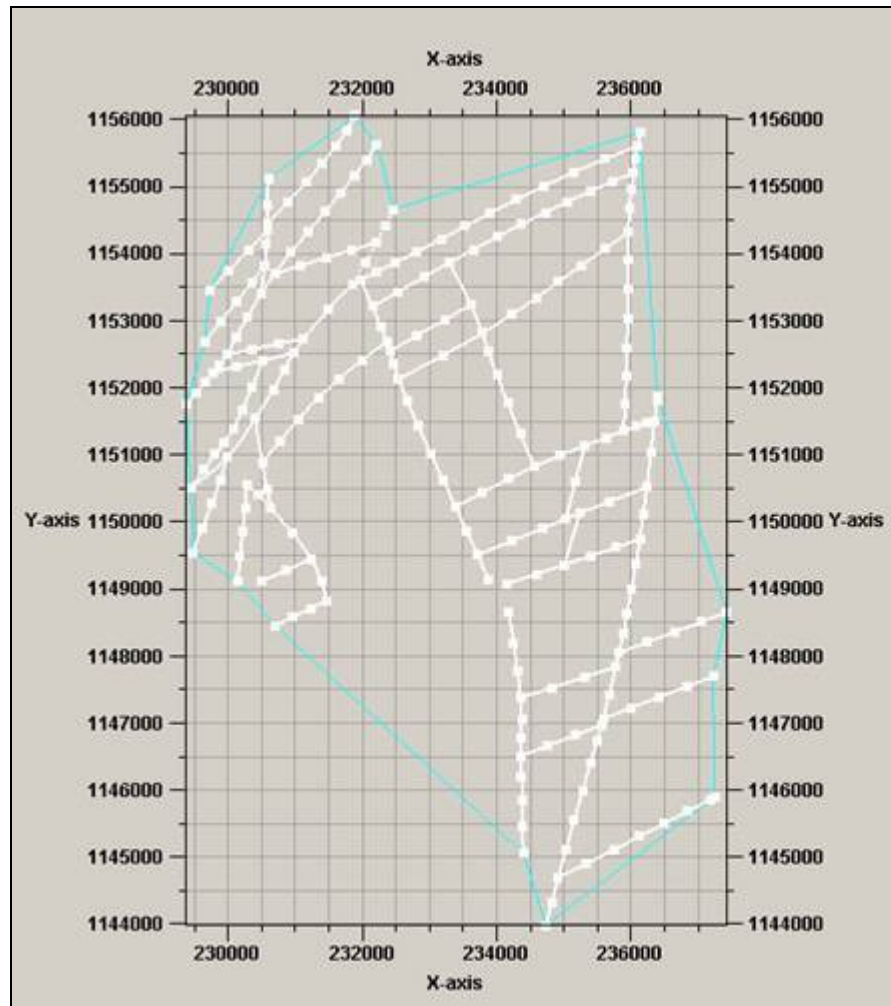


Figura 4.10: Límites del área para realizar el mallado de pilares.

Una vez cerrada el área, se le asignó al mallado una tendencia principal correspondiente a la falla Límite de Cabimas, la cual es uno de los controles estructurales más importantes del área y tomarla en cuenta permitirá reflejar estas condiciones en el modelo.

Luego de definir el área del mallado y la tendencia principal, se creó el esqueleto del modelo 3D, en las tres mallas que lo conforman: base o *base skeleton*, medio o *mid skeleton* y tope o *top skeleton*. Como puede observarse en la Figura 4.11 la creación del esqueleto medio.

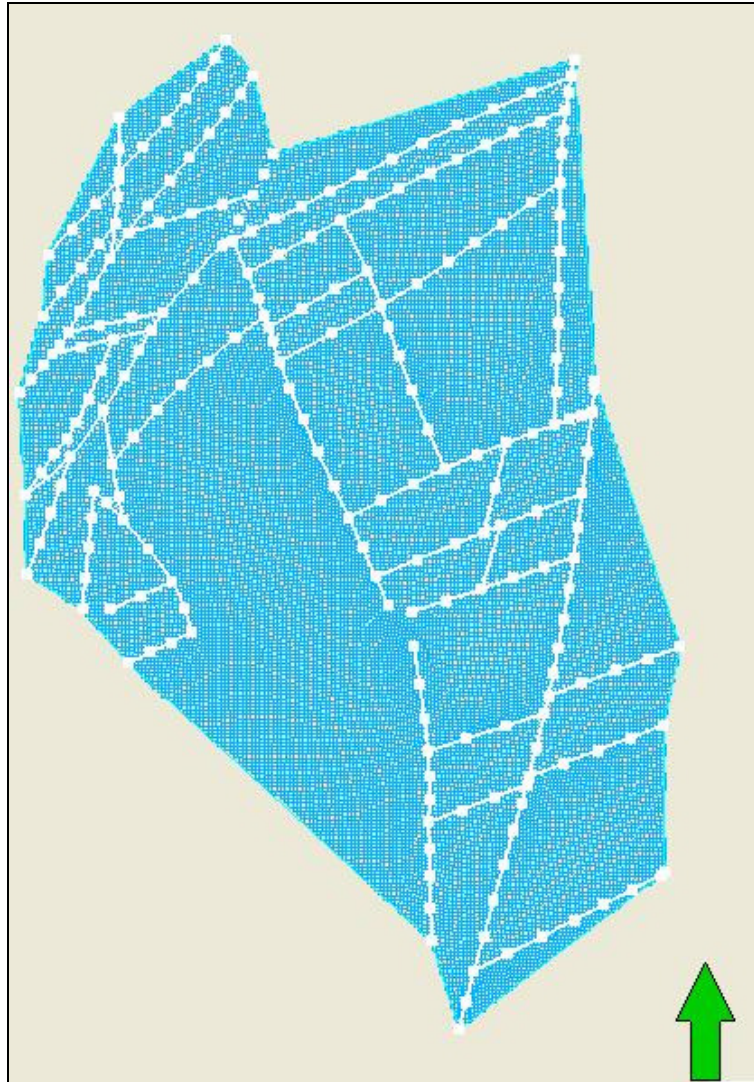


Figura 4.11: Mallado del modelo. Este mallado correspondiente al *mid skeleton*, realizado en el proceso de *pillar gridding*.

Posterior a la creación del esqueleto del modelo 3D, se realizó un control de calidad al mismo, donde se revisaron aquellas celdas que estuvieran unidas, se cruzaran o siguieran una tendencia errónea. Este problema se solucionó volviendo hacia el modelado de fallas y corrigiendo aquellas fallas donde los pilares no estuvieran lo más paralelos posible, se cruzaran con otro pilar, entre otras. Luego de corregir los problemas se volvía a correr el mallado de pilares, y así sucesivamente hasta que no se consiguió ningún problema con las celdas del modelado.

4.4.3 Generación de Horizontes

Ya obtenido el esqueleto del modelo en 3D con sus respectivas características estructurales, se procedió a introducir las características estratigráficas representadas por las 8 unidades de interés del intervalo Oligo-Mioceno del área: Formación Icoatea (IC), los miembros: Santa Bárbara (RB2), La Rosa Superior (RS), Arena Cabimas (LLC), Arena La Salina (LLA), Arena Superior (LLS) y Ojeda (OJ) y la superficie discordancia del Eoceno (Dis), mediante la opción del programa de *Make Horizons*.

Cada unidad estratigráfica está representada por un horizonte dentro del modelo y para su generación se utilizaron las superficies estratigráficas creadas previamente a partir de los topes.

Como se observa en la Figura 4.12, los horizontes son las mismas superficies estratigráficas pero influenciadas por las fallas (unión del modelo estratigráfico y estructural).

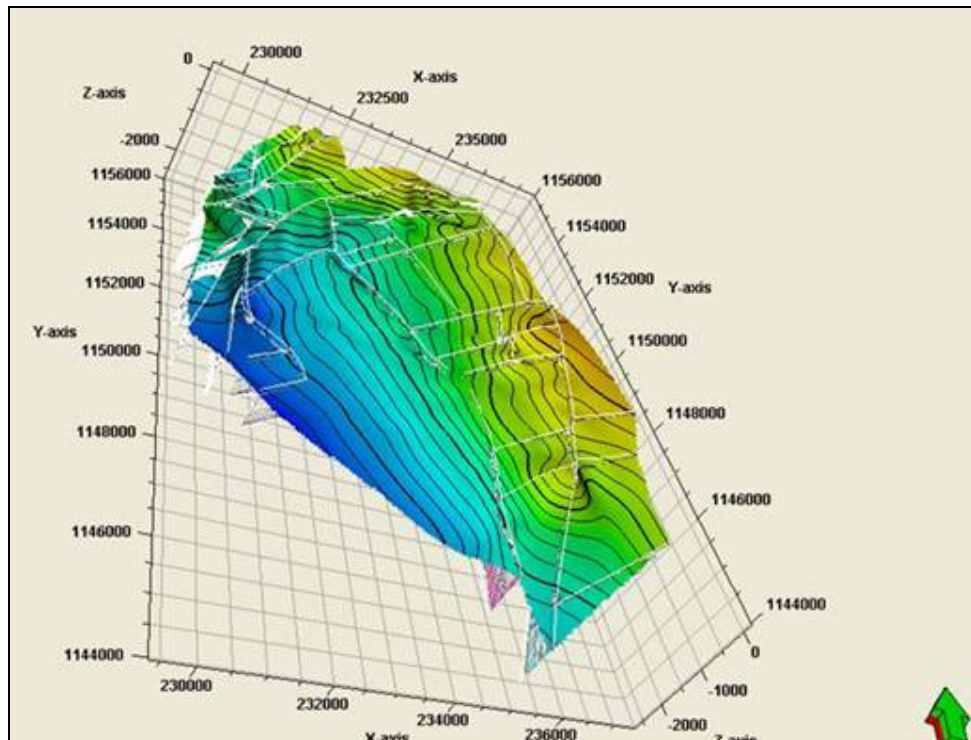


Figura 4.12: Horizonte de Ojeda. El horizonte muestra la influencia de las fallas.

4.4.4 Generación de Zonas y Capas del Modelo

Como consecuencia de la creación de los horizontes de cada unidad estratigráfica del modelo, se generaron las zonas, las cuales representan el espacio de roca entre cada horizonte, de modo tal que de 11 horizontes creados (uno para cada unidad operacional incluyendo la discordancia del Eoceno) se obtuvieron 10 zonas, las cuales fueron denominadas de tope a base de la siguiente manera: Zona 1(OJ-LLS), Zona 2 (LLS-LLI), Zona3 (LLI-LLG), Zona 4 (LLG-LLA), Zona 5 (LLA-LLC), Zona 6 (LLC-RS) , Zona 7 (RS-RI), Zona 8 (RI-RB), Zona 9 (RB-IC) y Zona 10 (IC-DIS).

Posteriormente se procedió a la subdivisión de cada una de estas zonas con el objetivo de realizar el escalamiento de los registros continuos, para ser introducidos dentro del modelo 3D.

Subdividir cada zona en capas o *layers* dependió del detalle en que se deseaba representar los cuerpos arenosos y de la estratigrafía del área. Para ello se hizo una revisión general de los registros disponibles de GR en cada pozo y se hizo un estimado del espesor de los cuerpos arenosos identificados en cada zona, lo que permitió determinar el número de capas que debía tener cada zona.

4.4.5 Control de Calidad del Modelo 3D

Culminado el modelo 3D, se procedió a realizar un control de calidad al mismo, con el objetivo de detectar posibles celdas negativas que afectaran los cálculos volumétricos futuros.

En este caso se calculó la propiedad de volumen total de roca desde la base de la discordancia del Eoceno hasta el tope del Miembro Ojeda.

Luego de creada esta propiedad de volumen de roca o *bulk volumen*, se activó un filtro para detectar celdas cuyo volumen de roca fuera negativo.

De haber celdas negativas, se tendría que ir nuevamente al modelo de fallas, ubicar el lugar del problema, donde posiblemente haya pilares cruzados entre las fallas, lo que trae como consecuencia la creación de celdas con volúmenes negativos.

4.5 CREACIÓN DE LOS MODELOS 3D

4.5.1 Modelo de facies

Para realizar el modelado de facies, primero se generó un registro discreto de facies sedimentarias que fue posteriormente escalado y finalmente mediante técnicas geoestadísticas se pobló la malla de propiedades de forma estocástica, debido a que la información que se disponía no era suficiente en el área como para generar el modelo de forma determinística.

4.5.2 Creación del Registro Discreto de Facies

Se creó para cada pozo que tuviera registro de GR, mediante la herramienta del programa denominada Calculadora.

Se asignó un código y un color representativo de cada tipo de facies, de esta forma se utilizó el código 0 (cero) para designar a la facies de arena limpia, el código 1 (uno) para la facies de arena sucia o con alto porcentaje de arcillas y el código 2 (dos) para la facies de lutita.

Con el objetivo de poder establecer los valores mínimos y máximos para el cálculo de facies o *cutoff* se debió analizar cuales eran los valores típicos en los registros de GR, estableciéndose los siguientes valores para la tres facies consideradas: arenas limpias (0) valores de GR menores o iguales a 55 API, para arenas sucias (1) valores de GR entre 54 y 70 API y para lutitas (2) valores de GR mayores a 70 API.

Luego de determinar los valores de corte, se introdujo en la calculadora la siguiente relación:

$$\text{FACIES1}=\text{IF}(\text{Gr}\leq 55,0,\text{IF}(\text{GR}\leq 70,1,2))$$

Como puede observarse en la Figura 4.13:

Cero (0): representa el código de la facies de arenas, color amarillo.

Uno (1): representa el código de la facies de arena sucia, color naranja.

Dos (2): representa el código de la facies de lutita; color gris.

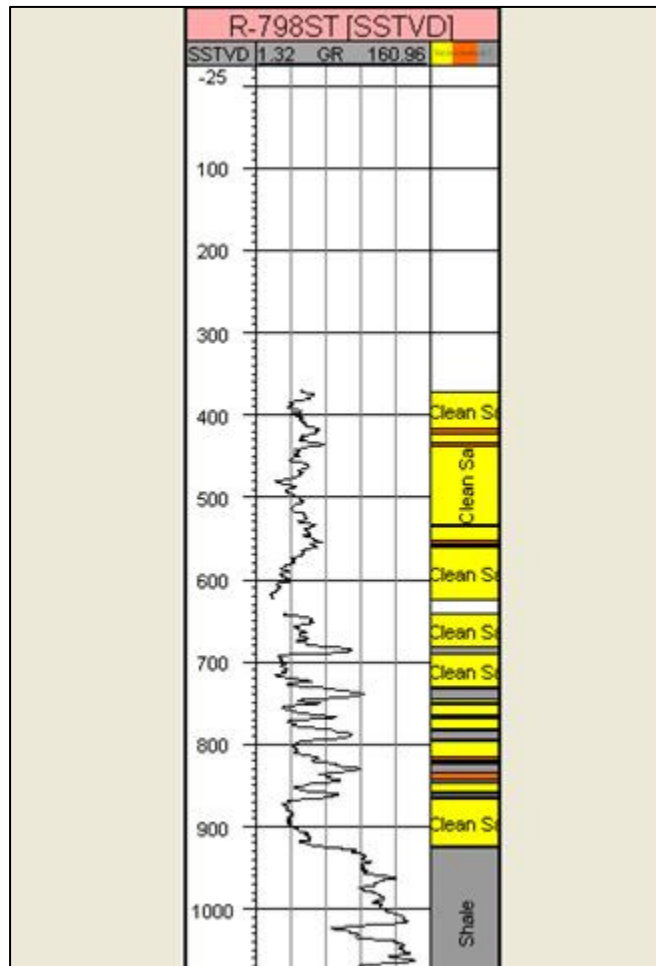


Figura 4.13: Registro discreto de facies pozo R 798ST vs. Registro de GR.

El programa asignó el color amarillo para todas las lecturas de GR menores de 55 API, el color naranja al intervalo entre 56 y 70 API y todo lo que fuera mayor a 70 le asignó el color gris que representa a la facies de lutitas.

Finalmente, ya creado el registro discreto de facies, se procedió a hacer un control de calidad de manera manual con Petrel. La forma como se realizó este control de calidad, fue activando el registro que sirvió de ayuda para la creación del registro de facies y se procedió con las correcciones en los intervalos del registro donde la ecuación no realizó una discriminación de facies de forma correcta.

4.5.3 Escalamiento de Registros

Posterior a la creación del registro discreto de facies, se realizó el escalamiento del mismo para de esta manera poder asignar valores a las celdas de las capas definidas anteriormente en cada uno de los pozos.

Cada celda puede tener un solo valor de propiedad petrofísica o en este caso de facies, el programa realiza este escalamiento mediante el algoritmo de promedio denominado *most of*, el cual depende de la cantidad de capas o *layers* se hayan asignado a cada zona.

El propósito de este procedimiento es definir en cada zona una facies y luego poder realizar la distribución de las mismas en el modelo 3D a partir de la información de los registros de pozos, como se observa en la Figura 4.14.

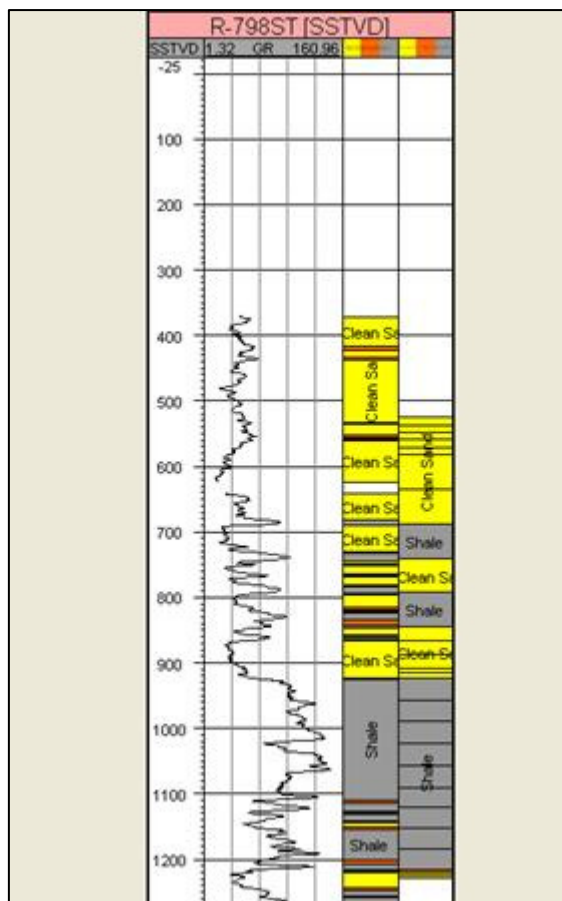


Figura 4.14: Escalamiento de registros del pozo R-798ST.

Este mismo procedimiento de escalamiento de registros se utilizó para escalar los registros de porosidad, permeabilidad y saturación de agua del modelo petrofísico.

4.5.4 Modelado de Facies

Posterior al escalamiento de los registros para cada pozo del área se procedió a distribuir dichas propiedades en la malla o modelo 3D, en otras palabras, se procedió a cargar las celdas de la malla con las propiedades discretas o continuas. Para ello se utilizaron herramientas geoestadísticas que provee el programa de manera de construir un modelo realista con la información disponible.

El principal objetivo de las técnicas geoestadísticas es integrar todos los datos provenientes de las distintas disciplinas, que fueron el resultado del estudio geológico determinístico, con la finalidad de obtener un modelo estático completo y detallado en cuanto a distribución de facies y propiedades.

Básicamente la descripción de este modelo 3D estuvo basada en una simulación de facies y de las propiedades petrofísicas.

Inicialmente fue necesario recopilar la información proveniente de distintas fuentes de datos geológicos, datos sísmicos, sedimentológicos y petrofísicos. En términos geoestadísticos esta diversidad de datos se pueden clasificar en dos categorías: los denominados datos duros, los cuales constituyen el conjunto de muestras o datos reales disponibles del yacimiento (núcleos y registros) y por otro lado, se tiene otro tipo de información (datos blandos) como son las interpretaciones geológicas, mapas de tendencia y de ambientes depositacionales los cuales ayudaron a la caracterización de las arenas, proporcionando una visión generalizada del área de estudio, los cuales son de suma importancia al igual que las facies, puesto que ayudan a definir las zonas de mejor prospectividad.

Se modelaron las facies con un algoritmo tipo *Indicator*, el cual permitió crear por medio de una técnica estocástica basada en píxeles (por cada uno de los puntos que forman las imágenes), la distribución de facies probable para cada una de las

celdas de la malla de simulación, sin que esto muestre formas ni tamaño de los cuerpos sedimentarios sino tendencias probables.

Se generaron variogramas, requisito de entrada necesario para el algoritmo utilizado, los cuales sirven para describir la correlación espacial de las variables analizadas.

Para realizar el análisis de variogramas se crearon variomapas necesarios para determinar la distribución horizontal de cada propiedad (facies, porosidad, permeabilidad, saturación de agua). En el caso del variomapa de las facies, por cada una de las 10 zonas se determinó las direcciones preferenciales de distribución de las propiedades, esto se conoce como anisotropía. Este valor de anisotropía es requerido por el programa para hacer un mejor ajuste de las propiedades al momento de generar las tendencias y poblar la malla (ver Figura 4.15).

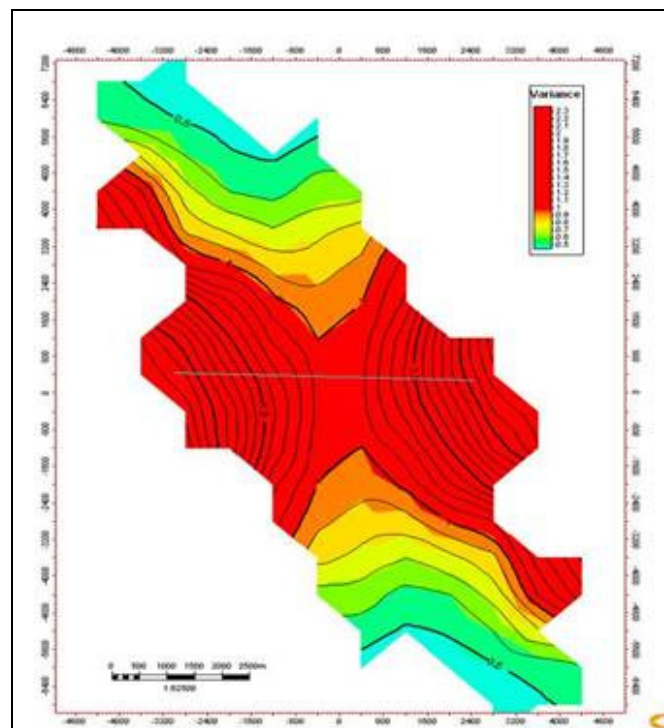


Figura 4.15: Variomapa. En el mapa se muestra la dirección de mayor anisotropía de la facies de arena limpia.

Para desarrollar todo el análisis variográfico se utilizó la opción de programa *Data Analysis*, donde se introdujeron los parámetros siguientes: orientación (azimut y buzamiento), dirección del variograma (areal o vertical), máxima distancia a explorar y número de divisiones para esa distancia, geometría (ancho y espesor) y método de estimación (ver Figura 4.16).

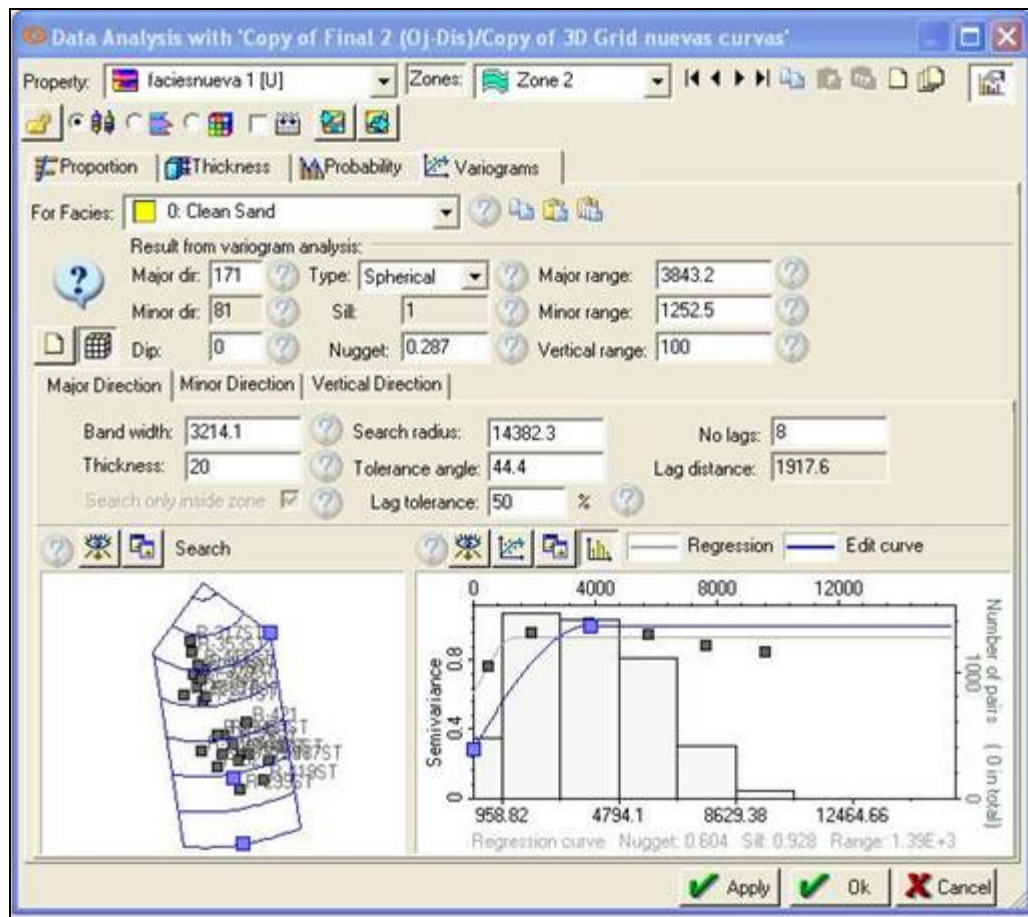


Figura 4.16: Ajuste del variograma.

Antes de elaborar los modelos, fue llevado a cabo un control de calidad entre las curvas de GR y los modelos de porosidad, facies y *net to gross*, de modo de verificar que se representara el comportamiento de los pozos lo más real posible.

En la Figura 4.17 se observa el ajuste que existe entre las facies de arena limpia y alta porosidad en el pozo R-329 A, por lo tanto presenta alta calidad de roca

reservorio, igualmente, se observan facies de lutitas con menores porosidades y bajo potencial como roca reservorio.

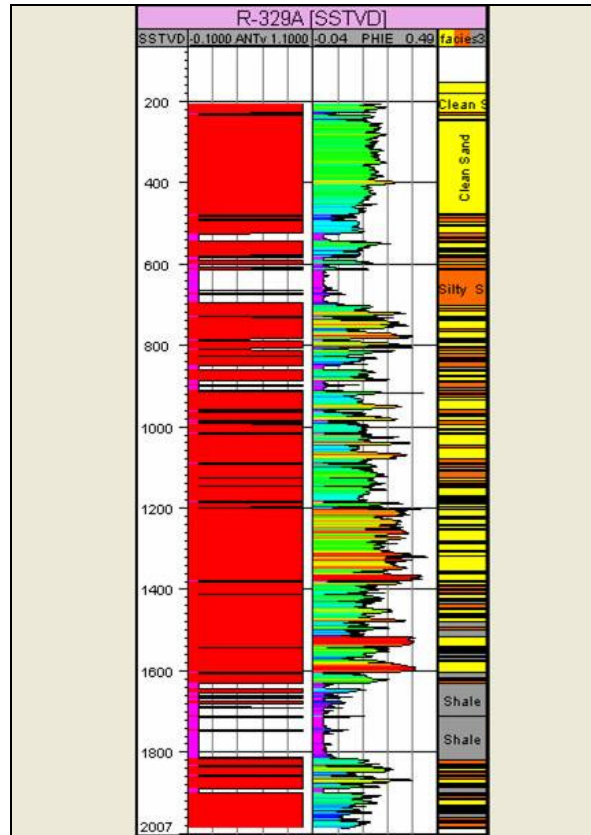


Figura 4.17: Registro discreto de facies. En la figura muestra el color amarillo el cual representa la facies de arena limpia, el color naranja la de arenas sucias y el gris la de lutitas; al centro se observa el registro de porosidad efectiva, el color rojo representa los valores mas altos de porosidad y el magenta los colores mas bajos; a la izquierda se muestra el registro de *net to gross*, donde el color rojo representa la roca con mayor potencial de reservorio y el magenta la de menor potencial. En la figura se puede ver el comportamiento del pozo R-329A, el cual presenta buena correspondencia entre los registros.

Los modelos presentados sirven para observar la extensión areal de cada propiedad por cada unidad operacional, así como también se muestra la distribución vertical para cada una de las unidades a manera de visualizar el control de calidad entre los datos de los pozos y la distribución areal por geostatística.

A efectos de este trabajo sólo será mostrada la configuración correspondiente a la primera capa o *layer* de cada unidad operacional por cada modelo realizado, sin embargo, fueron creadas todas las configuraciones existentes para cada capa en las que fueron subdivididas dichas unidades. (Ver Figura 4.18).

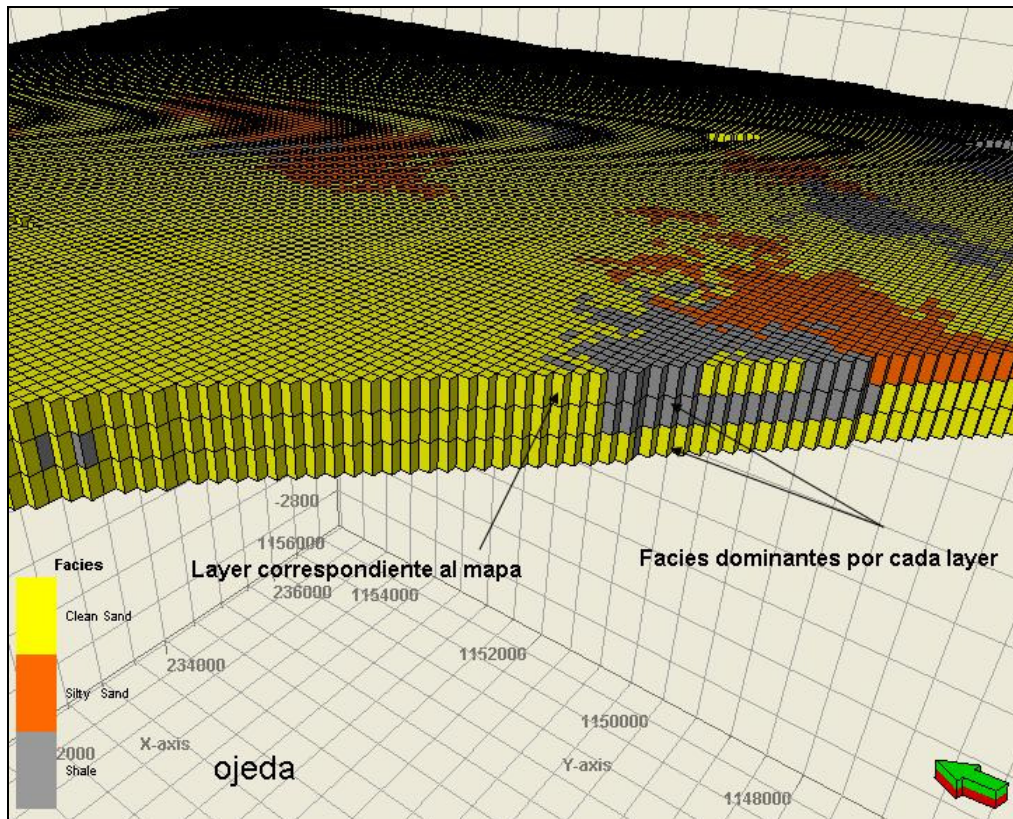


Figura 4.18: Subdivisiones de la unidad operacional Ojeda. En esta figura se observa que la capa superior será la que se muestre en el mapa.

Posterior a la creación de los modelos, fue realizado un control de calidad para verificar que el método geoestadístico efectivamente honraba los datos de los pozos, de esta forma se verificó que verticalmente los pozos presentaran las facies descritas en el modelo estratigráfico anterior (Ver Figura 4.20).

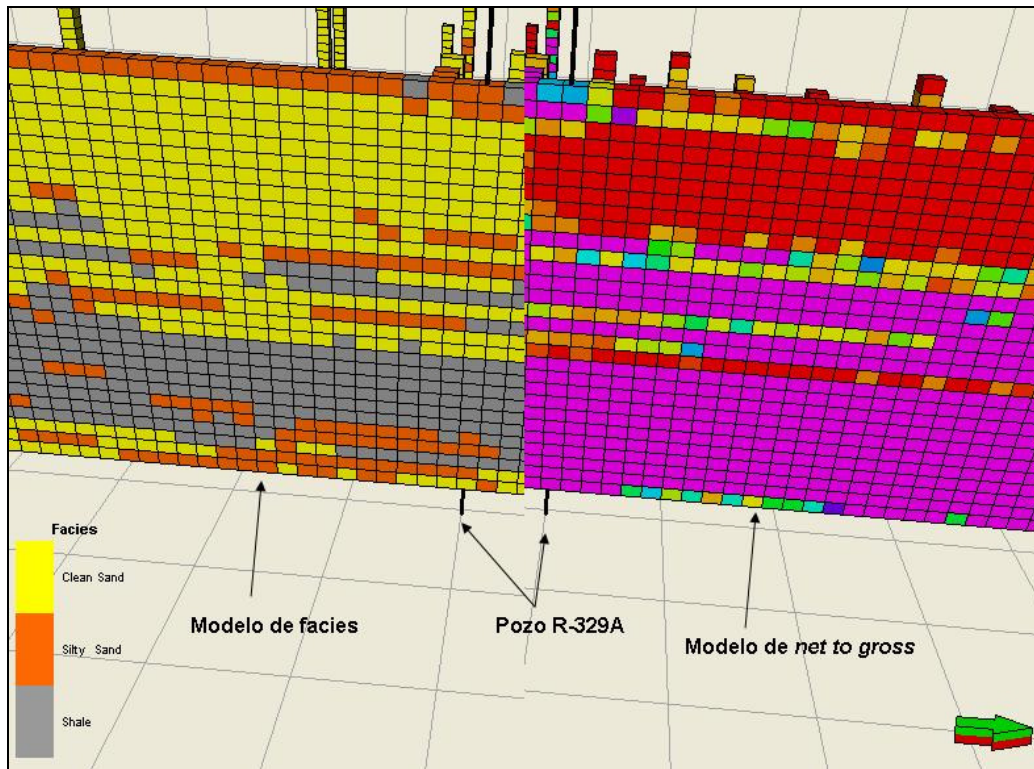


Figura 4.19: Superposición de los modelos de facies y *net to gross*. Se observa que para celdas atravesadas por un mismo pozo (R-329A), ambos modelos tienen correspondencia, lo cual indica que se están respetando los datos. En celdas que no han sido atravesadas por pozos, evidentemente la incertidumbre es mayor y pudieran surgir ciertas inconsistencias.

Finalmente, se hizo una comparación por cada unidad operacional entre los modelos de facies, *net to gross* y petrofísicos donde se observaron las zonas con mayores potenciales como rocas reservorios para posibles nuevas localizaciones de pozos.

Igualmente, se distinguieron inconsistencias entre los modelos para cada unidad operacional, las cuales se generan debido a la incertidumbre asociada a la escasez de datos que existe en el área de estudio.

4.5.5 Modelado Petrofísico

El modelado petrofísico se realizó por medio de los registros de porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, saturación de agua y *net to gross*.

Originalmente para cada una de estas propiedades petrofísicas nombradas, se construyeron los registros escalados en todos los pozos que posteriormente fueron transformados en propiedades distribuidas en todo el modelo mediante técnicas geoestadísticas, desde la base representada por la discordancia del Eoceno hasta el tope del Miembro Ojeda.

Se dispuso de la información necesaria para caracterizar la petrofísica del área con 14 pozos, los cuales contaban con los registros indispensables para obtener una evaluación petrofísica.

Posteriormente se distribuyeron estas propiedades a toda la malla, tal como se describió en el modelado de facies, sólo que en este caso se utilizó el algoritmo de Simulador Secuencial Gaussiano, el cual valora los datos del pozo, distribuciones de entrada, variogramas y tendencias.

Con la opción *Petrofísica Modelling* del programa y con la información de pozos, la curva de facies generada, la propiedad petrofísica a simular en cada caso y con la información obtenida en el análisis estadístico de los datos, se generaron funciones probabilísticas para cada una de las propiedades petrofísicas.

Basándose en las transformaciones aplicadas para convertir todos los valores de propiedades petrofísicas medidas a una distribución continua en campo gaussiano, con las correlaciones entre la porosidad y la permeabilidad para cada una de las facies y tomando en consideración las condiciones de los variograma obtenidos, se generó el modelo petrofísico estocástico dentro del área de estudio.

4.5.6 Creación del Modelo de Yacimiento (*Net To Gross*)

La creación del modelo de *net to gross* o modelo de yacimiento, fue similar al modelo de facies, sólo que este caso, para crear el registro discreto, se introdujo los mismos parámetros de corte del GR, espesor y porosidad.

De forma tal, que el programa sólo asigna como roca yacimiento a las rocas con valores de GR menores o iguales a 55 API y porosidades mayores al 5%, de lo

contrario serán rocas no yacimiento por su alto contenido de arcilla o baja porosidad.

Luego de crear el registro, se escaló y se pobló la malla mediante técnicas geoestadísticas.

4.6 CÁLCULO VOLUMÉTRICO

Luego de realizar el modelo estático 3D, se procedió a estimar un volumen de petróleo en sitio (HCPV) a través de la opción del programa *Volume Calculation*, donde se utilizaron los cálculos del volumen de roca y de los modelos petrofísicos desarrollados anteriormente (ver Figura 4.20).

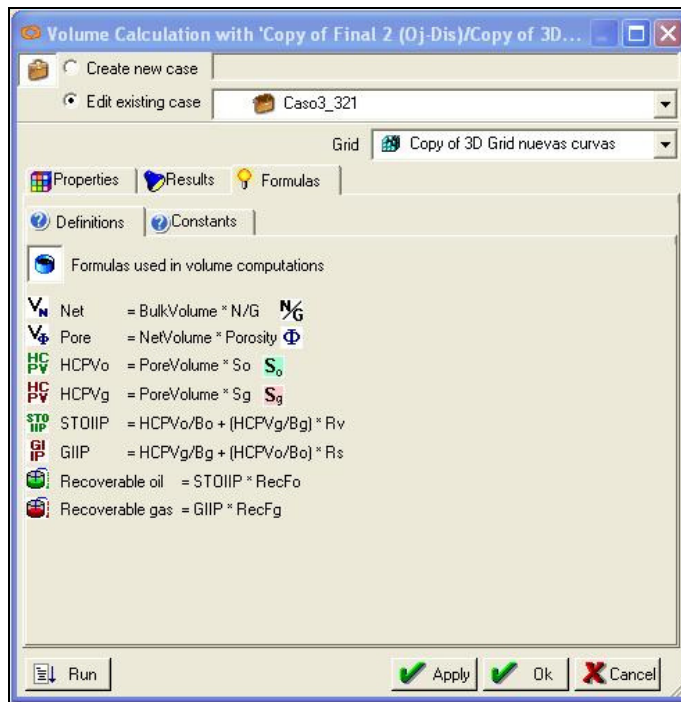


Figura 4.20: Flujo de trabajo para el Cálculo Volumétrico.

De esta forma se utilizaron los modelos de *Net to Gross* (N/G), porosidad (Φ) y saturación de agua (S_w) y se estimaron valores de saturación de petróleo (S_o) mediante la siguiente ecuación:

$$S_o = 1 - S_w$$

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 MODELO ESTRATIGRÁFICO LOCAL

5.1.1 Generalidades

La columna estratigráfica del intervalo post-Eoceno del Área Cabimas está compuesta, de base a tope, por la Formación Icotea, La Formación La Rosa, el miembro informal Lagunillas Inferior y el Miembro Ojeda, ambos pertenecientes a la Formación Lagunillas.

La Formación Icotea, se presenta en el Área de Cabimas con un espesor promedio de 60 pies de areniscas pálidas sin laminación. Según González de Juana et al. (1980) el contacto basal de esta formación es una marcada discordancia sobre los estratos de edad Eoceno, su contacto superior es también discordante por debajo de la Formación La Rosa y del Miembro Santa Bárbara, cuando está presente. Desde el punto de vista petrolero, esta formación se comporta como una única unidad operacional identificada en este trabajo con las siglas IC.

La Formación La Rosa se puede definir como un conjunto de sedimentos marinos de edad Mioceno depositados sobre la Formación Icotea o sobre la superficie truncada del Eoceno, cuyo tope es transicional con la Formación Lagunillas (González de Juana et al., 1980).

En el área de estudio, la Formación La Rosa ha sido subdividida operacionalmente en tres intervalos, de base a tope se puede describir como: un intervalo arenoso de 130 pies de espesor con intercalaciones de lutitas arcillosas gris o marrón correspondiente a la unidad operacional Santa Bárbara (RB2) (Mastrolorenzo, 2003) , seguido por un intervalo de 115 pies de espesor de lutitas arcillosas de color verde grisáceo, con lutitas arenosas y areniscas delgadas fosilíferas muy escasas correspondiente a la unidad operacional La Rosa Intermedia (RI) (González de

Juana et al, 1980), y finalmente un intervalo arenoso de 75 pies de espesor correspondiente a la unidad operacional La Rosa Superior (RS).

Subiendo en la sección se tiene, suprayacente a la Formación La Rosa, el miembro informal Lagunillas Inferior y el Miembro Ojeda, de edad Mioceno, ambos pertenecientes a la Formación Lagunillas.

El miembro informal Lagunillas Inferior ha sido dividido en cinco unidades operacionales, las cuales son descritas de base a tope como: un intervalo de arenoso moteado y bioturbado (Higgs, 1998) de 30 pies correspondiente a la unidad operacional Arena Cabimas (LLC), seguido por un intervalo de 70 pies de espesor correspondiente a la unidad operacional de la Arena La Salina (LLA), la cual es lutítica en la base y arenosa hacia el tope.

Subiendo en la sección se tiene la unidad operacional Arena Inferior (LLG) de 100 pies de espesor, la cual está compuesta en la base por lutitas (30 pies) y 70 pies de arenas hacia el tope. Esta unidad infrayace a la unidad operacional Lutita Intermedia (LI), caracterizada por lutitas verde grises de 40 pies de espesor (Higgs, 1998).

El tope del miembro informal Lagunillas Inferior está representado por un intervalo de 220 pies de espesor compuesto de intercalaciones de arenas y lutitas verdes grises, correspondientes a la unidad operacional Arena Superior (LLS).

Finalmente, la columna estratigráfica del área termina con un intervalo de 100 pies de espesor correspondiente a la unidad operacional del Miembro Ojeda (OJ). De acuerdo a PDVSA (2008), esta unidad está compuesta de arcillas moteadas, areniscas color gris, localmente glauconíticas y lutitas grises.

En la Figura 5.1 se observa el registro tipo del área donde se representan las 10 unidades operacionales en las cuales ha sido dividida la columna estratigráfica, como se muestra en la Tabla 5.1.

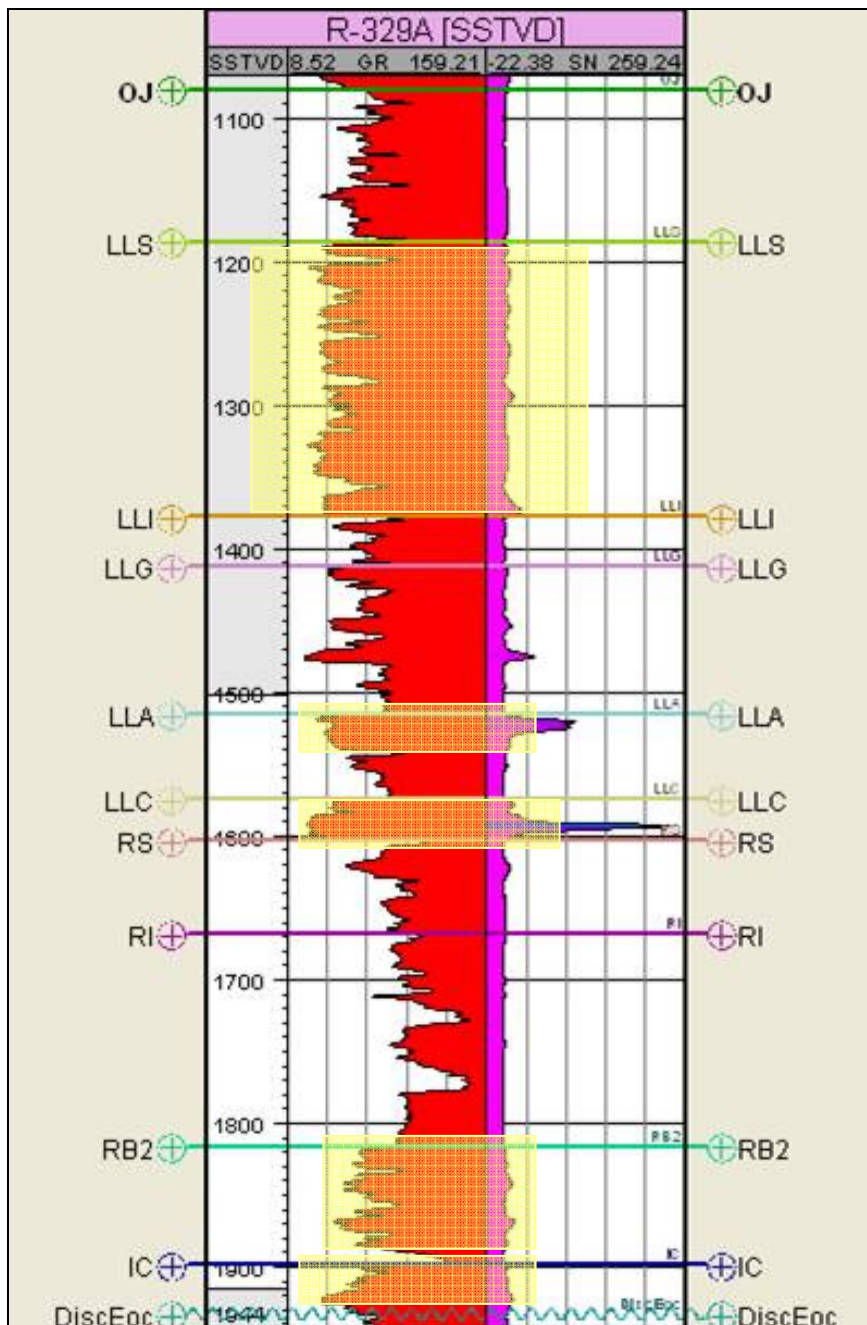


Figura 5.1: Registro generalizado de todas las unidades operacionales presentes en el intervalo post Eoceno. Este registro es tomado del pozo R-329A. Los cuadros naranja señalan los intervalos más arenosos. Igualmente aparecen, indicados los topes operacionales empleados en este estudio. Escala 1:3500.

Tabla 5.1: División operacional del intervalo post Eoceno del Área Cabimas.

Edad	Formación	Unidades Operacionales
Mioceno	Lagunillas	Ojeda (OJ) Arena Superior (LLS) Lutita Intermedia (LLI) Arena Inferior (LLG) Arena La Salina (LLA) Arena Cabimas (LLC)
Mioceno	La Rosa	La Rosa Superior (RS) La Rosa Intermedia (RI) Santa Bárbara (RB2)
Oligoceno	Icotea	Icotea (IC)

Con el fin de evaluar las variaciones laterales y verticales del intervalo objeto de este estudio, se construyeron 12 secciones estratigráficas cuya ubicación se presenta en la Figura 5.2. Adicionalmente a la caracterización de las unidades operacionales a partir de los registros eléctricos, se utilizó la información proveniente de la descripción de núcleos del pozo R-329A realizada por Higgs en el año 1999.

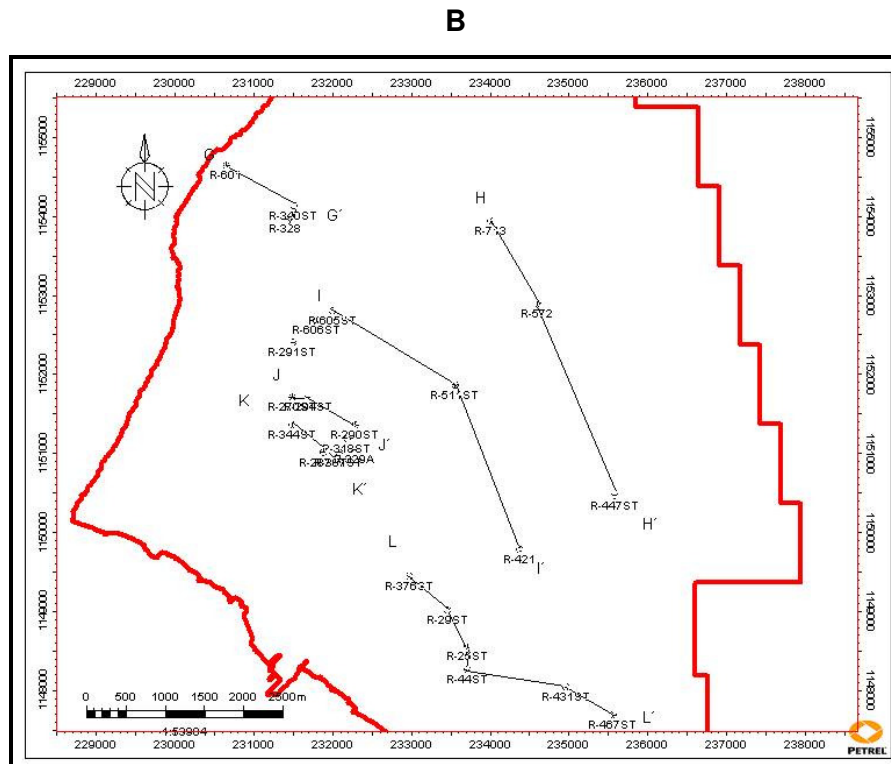
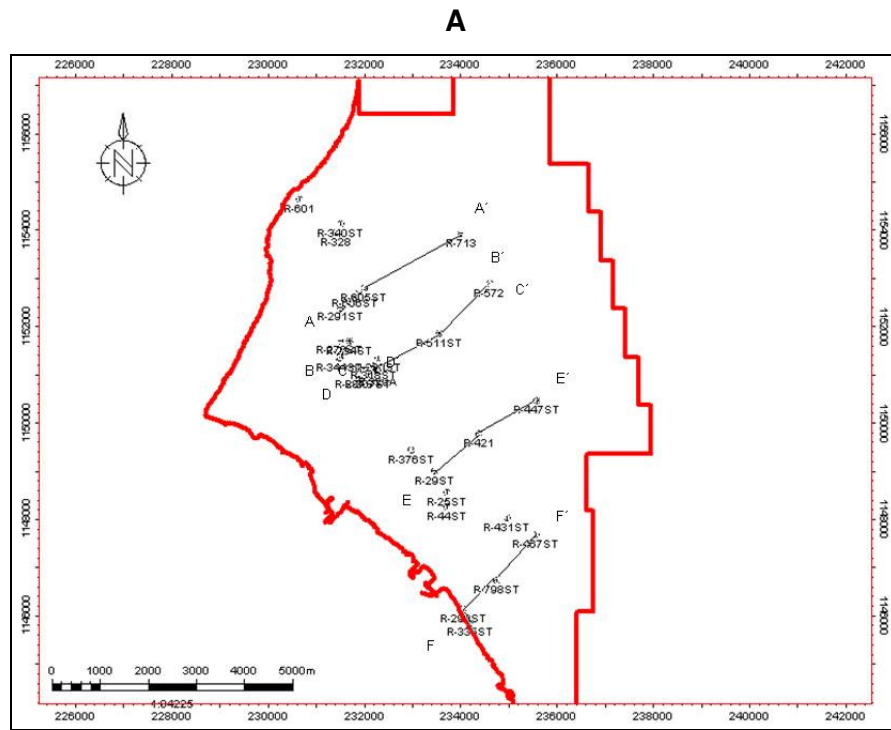


Figura 5.2: Ubicación espacial de las secciones estratigráficas construidas en este estudio. En el mapa A se observan las secciones realizadas en dirección NE-SO y en el mapa B las secciones realizadas en sentido NO-SE.

5.1.2 Descripción de las unidades operacionales

A continuación se describirán los patrones de electrofacies definidos, a partir de registros de rayos gamma (GR), en las diferentes unidades operacionales en las cuales ha sido subdividido el intervalo estratigráfico post Eoceno en el área de estudio.

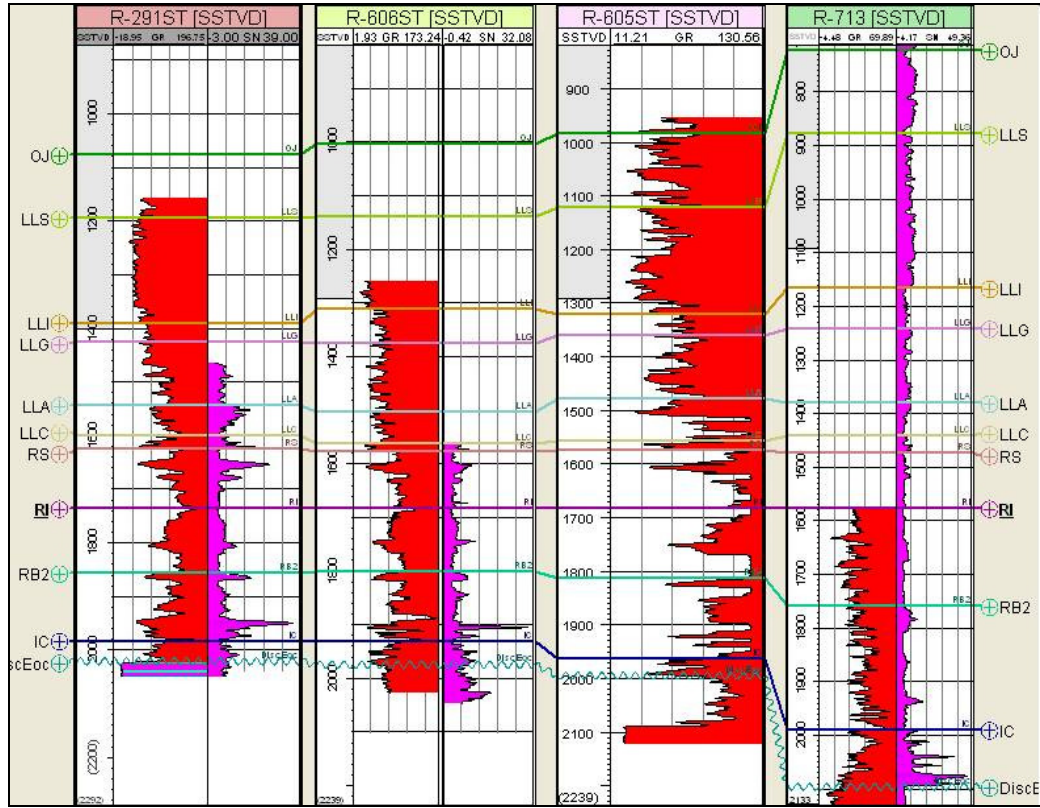
5.1.2.1 Formación Icotea

En esta formación sólo se ha reconocido una unidad operacional: Icotea (IC), la base de esta unidad coincide con la discordancia del Eoceno. Los registros eléctricos muestran un patrón granodecreciente, caracterizados por la presencia de arenas que gradan hacia el tope a arenas más finas y terminan en un contacto abrupto con las lutitas basales del Miembro Santa Bárbara. El espesor de esta unidad va desde 20 pies en el pozo R-29ST hasta 110 pies en el R-713, con un espesor promedio de 60 pies, como puede observarse en la sección A-A' mostrada en la Figura 5.3.

En los pozos R-601ST, R-640, R-328ST y R.713, los cuales exhiben los mayores espesores de la unidad Icotea (mayores a 70 pies), se observa una sucesión de parasecuencias con un patrón de electrofacies granodecreciente, cuyos espesores varían entre los 10 y 30 pies (Ver Figura 5.4).

Esta unidad está presente en todos los pozos del área de estudio. Tal como se indicó en párrafos anteriores, el espesor varía entre 20 pies y 110 pies incrementando hacia el norte, además, los espesores menores se presentan hacia el sur del campo (ver Figura 5.5, Figura 5.6 y Figura 5.7).

A



B

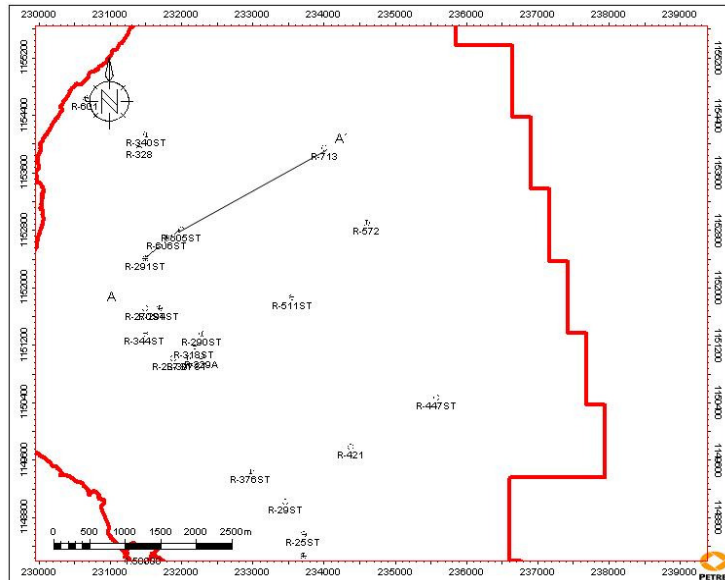
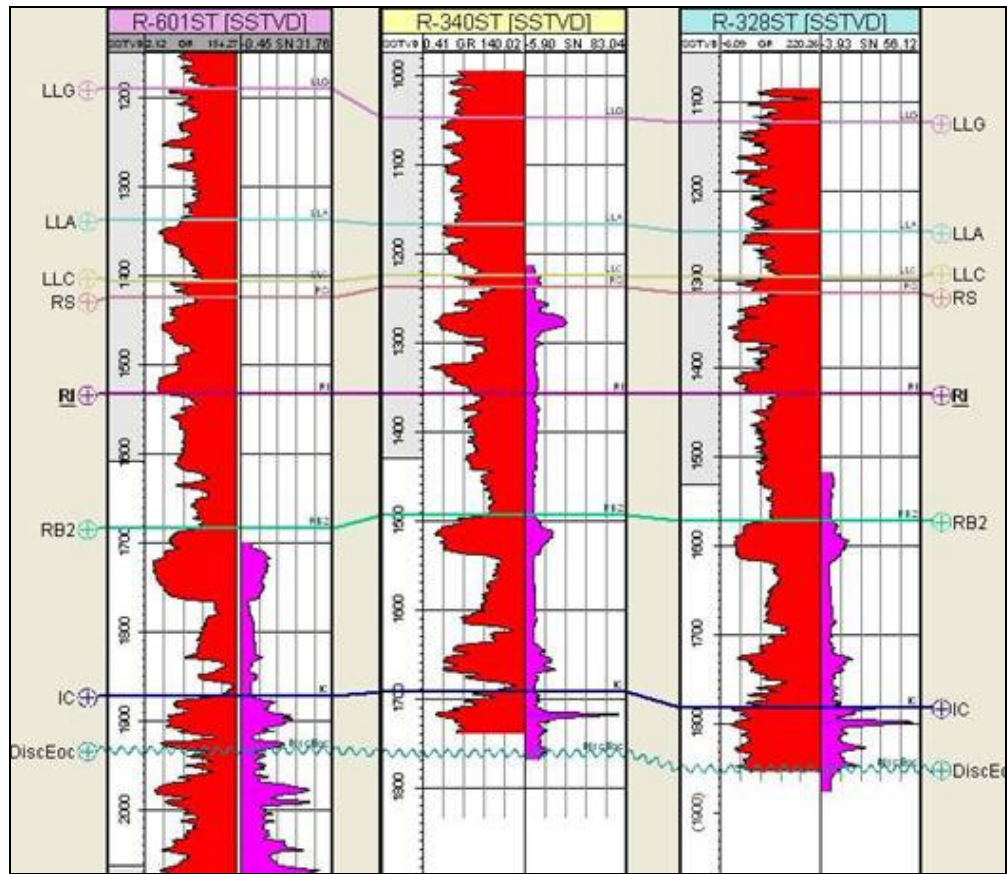


Figura 5.3: A) Sección estratigráfica A-A'. La sección está conformada por los pozos R-291ST, R-606ST, R-605ST y R-713 en dirección NE-SO (escala 1:8000) y B) ubicación de la sección en el mapa base.

A



B

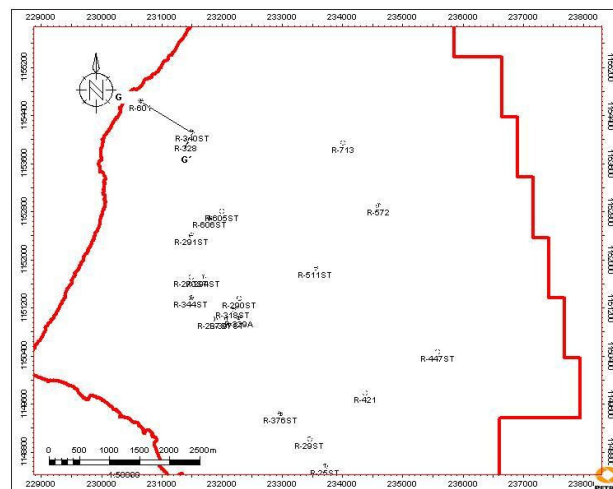


Figura 5.4: A) Sección estratigráfica G-G'. La sección está conformada por los pozos R-601ST, R-340ST y R-328 ST en dirección NO-SE (escala 1:8000) y B) ubicación de la sección en el mapa base.

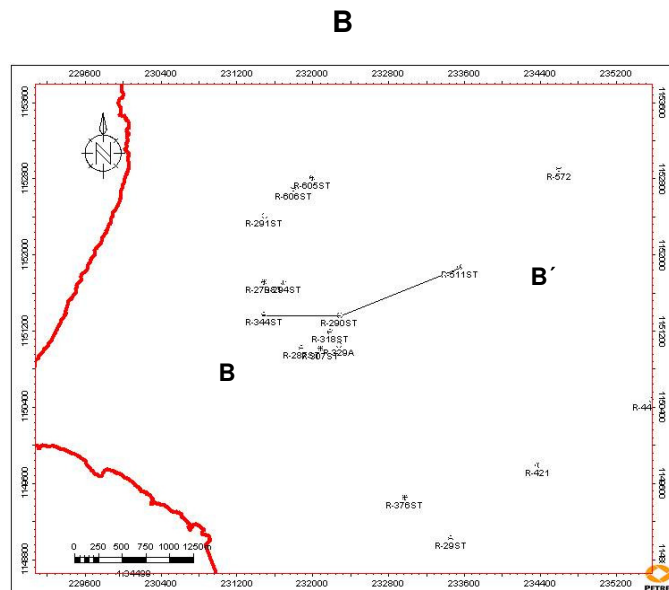
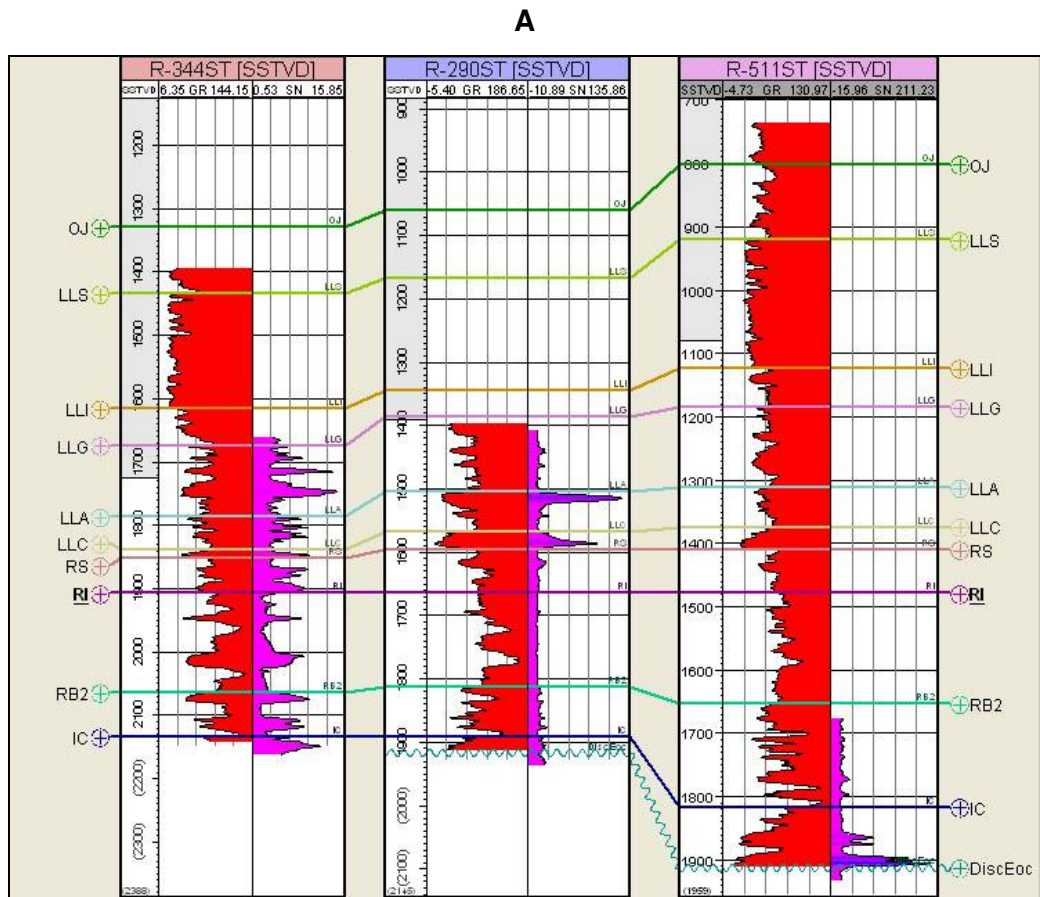
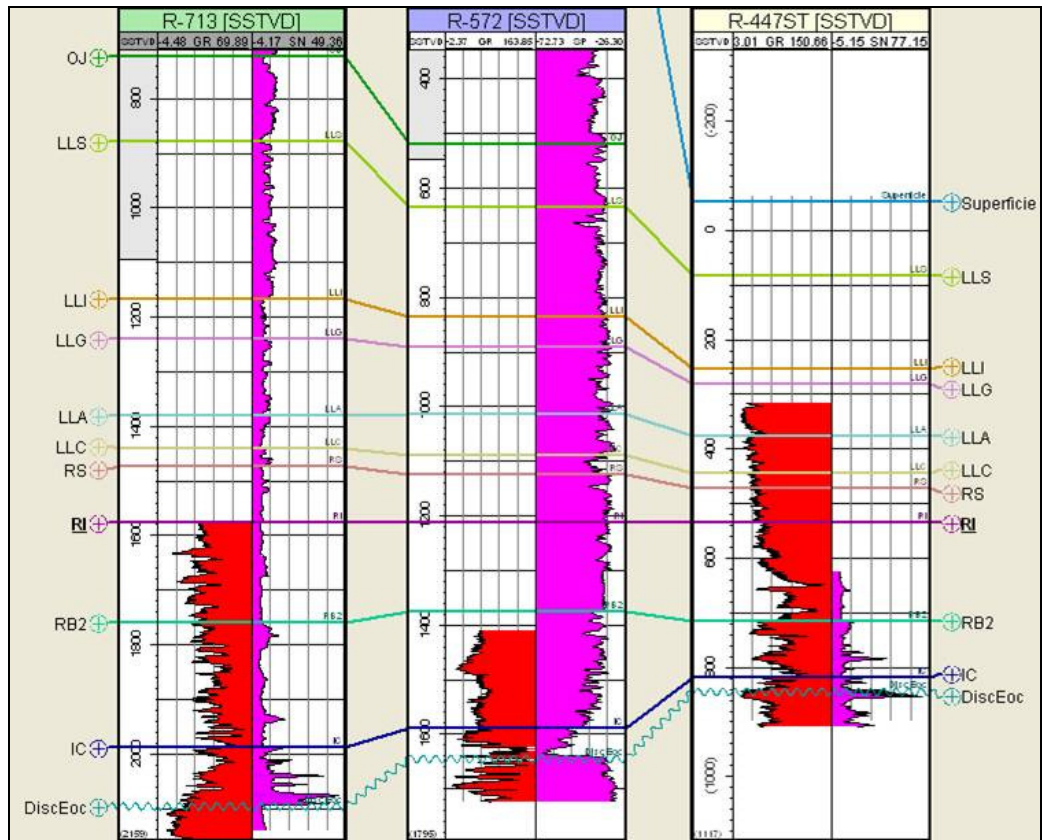


Figura 5.5: A) Sección estratigráfica B-B'. la sección está conformada por los pozos R-344ST, R-290ST y R-511ST en dirección NE-SO (escala 1:8000) y B) ubicación de la sección en el mapa base.

A



B

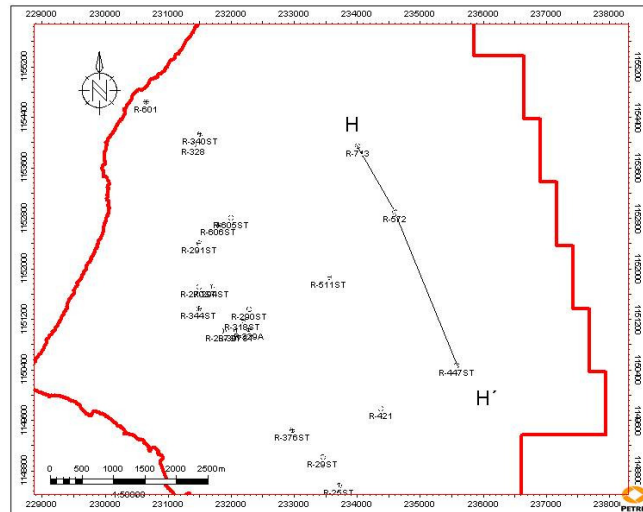


Figura 5.6: A) Sección estratigráfica H-H'. la sección está conformada por los pozos R-713, R-572 y R-447ST en dirección NO-SE (escala 1:8000) y B) ubicación de la sección en el mapa base.

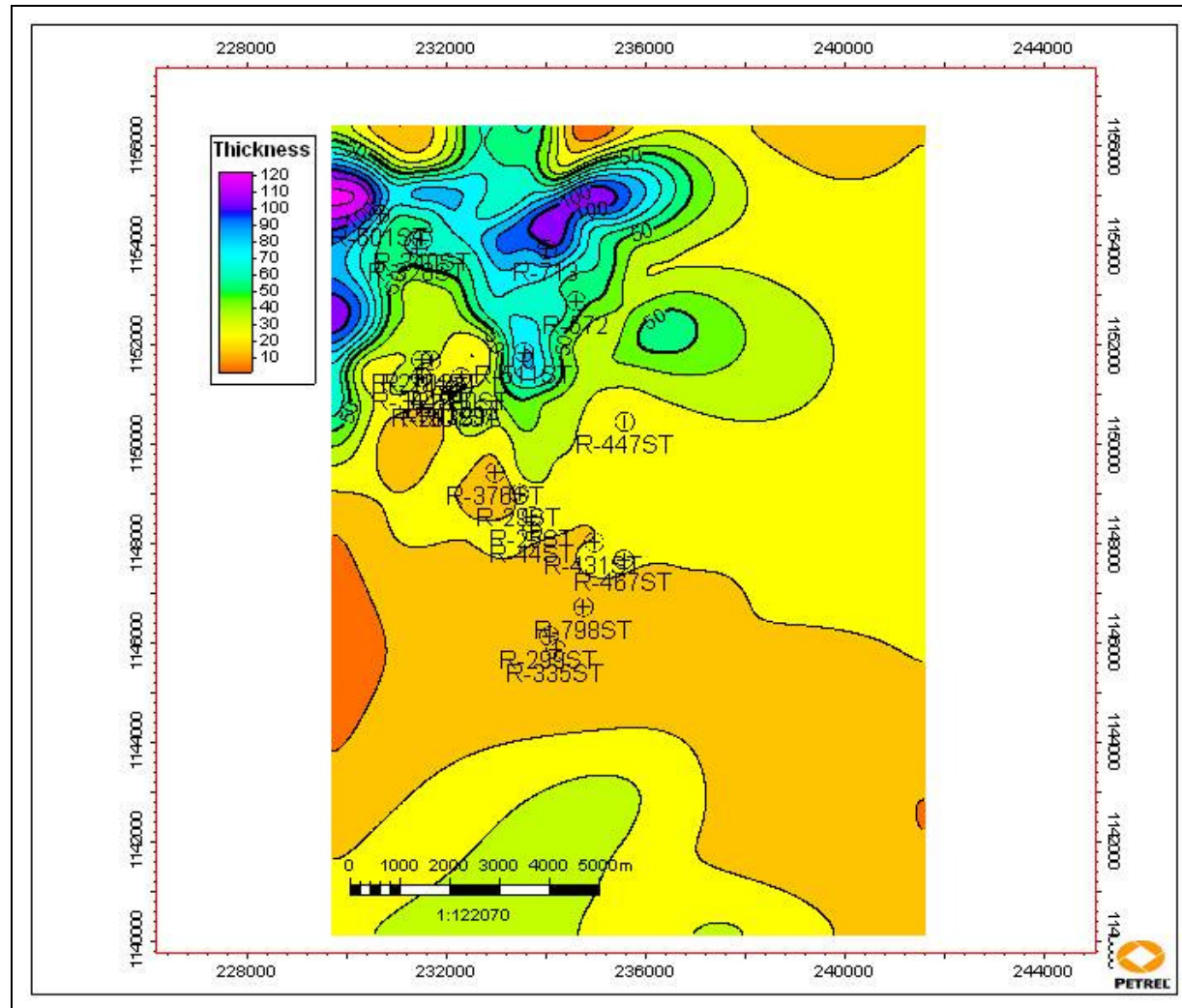


Figura 5.7: Mapa de espesor de la unidad operacional Icofea.

Higgs (1998) describe un intervalo de 12 pies de núcleos pertenecientes a la unidad Icotea en el pozo R-329 A, como un intervalo de areniscas pálidas sin laminación, bioturbadas con raíces y madrigueras de *Thalassinoides*, y con presencia de micronódulos de siderita.

De acuerdo con este autor, la presencia de raíces y micronódulos de siderita permite asociar estos depósitos con paleosuelos, la actividad de las raíces borró las estructuras sedimentarias primarias, por lo que la interpretación del ambiente de sedimentación es difícil. Por otro lado, la presencia de madrigueras de *Thalassinoides* hacia el tope de la unidad, le permite inferir que la base de la Formación La Rosa representa una superficie de ravinamiento.

5.1.2.2 Formación La Rosa

En el Área de Cabimas se han definido tres unidades operacionales para la Formación La Rosa, las cuales son de base a tope: unidad operacional Santa Bárbara (RB2), unidad La Rosa Intermedia (RI) y la unidad La Rosa Superior (RS).

La unidad operacional **Santa Bárbara (RB2)** está compuesta en la base por un intervalo lutítico de 10 pies de espesor promedio, visto en todos los pozos del área que conforman las secciones realizadas con excepción de los pozos R-572ST y R-328ST, seguido de una sucesión de parasecuencias que exhiben un patrón de electrofacies granodecreciente, las cuales gradan desde arenas a lutitas. Los espesores individuales de estos cuerpos varían entre 5 y 16 pies, medidos en los registros.

En la Figura 5.8 se muestran imágenes de núcleos extraídos del pozo R-329A en la unidad operacional Santa Bárbara y un registro de Rayos Gamma (GR) ubicado en la profundidad de los núcleos. En la curva se puede observar que esta unidad está compuesta en la base por lutitas, los cuerpos de arena presentan la tendencia granodecreciente mencionada.

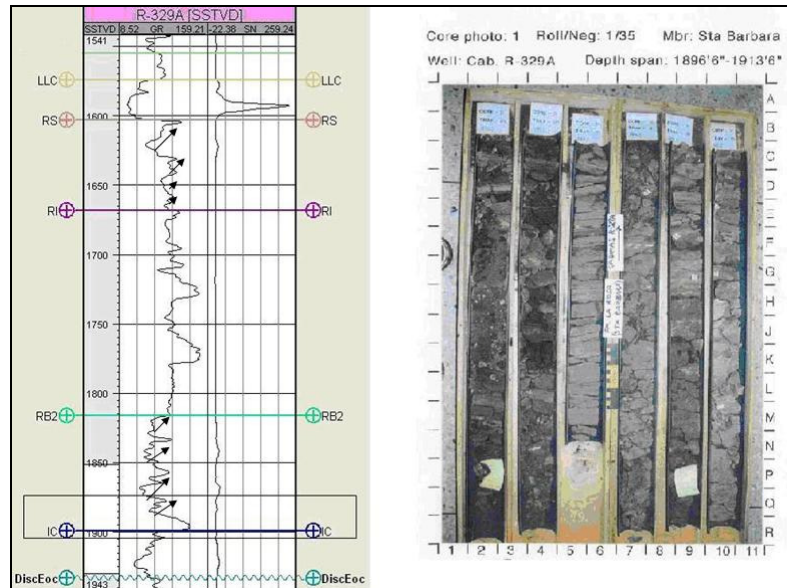


Figura 5.8: Respuesta de registro GR del pozo 329 A para las unidades operacionales Santa Bárbara, La Rosa Intermedia y La Rosa Superior. El recuadro señala el intervalo correspondiente a la parte inferior de Santa Bárbara vs núcleos extraídos del pozo para esta unidad a la misma profundidad. Las imágenes sirven para comparar la litología con la geometría de la curva mostrada. Las flechas negras muestran el comportamiento granodecreciente de Santa Bárbara (RB2) y de La Rosa Superior (RS).

Esta unidad operacional está presente en todos los pozos del campo. El espesor total de la misma varía entre 50 pies en el pozo R-29ST y 230 pies en el pozo R-713, con un espesor promedio de 130 pies (Ver sección A-A de la Figura 5.3).

En general, en la unidad operacional Santa Bárbara se pueden definir tres zonas para describir el comportamiento de sus espesores, una hacia el norte, donde se observan los mayores valores (mayores a 220 pies), otra zona hacia el centro del área, donde los espesores presentan un promedio de 90 pies y finalmente, una zona hacia el sur, en la cual los espesores tienen un promedio de 70 pies. En las secciones: A-A', B-B', G-G' y C-C' mostradas en la Figuras: 5.3, 5.5 y 5.4 respectivamente, se observa el incremento en el espesor de esta unidad hacia la zona norte del área, mientras que en la secciones E-E' y F-F' (Anexos 1 y 4) muestran las tendencias de engrosamiento hacia el centro del área, y en la sección H-H' (Figura 5.6) se muestra la tendencia de adelgazamiento hacia el sur. (Ver Figura 5.9)

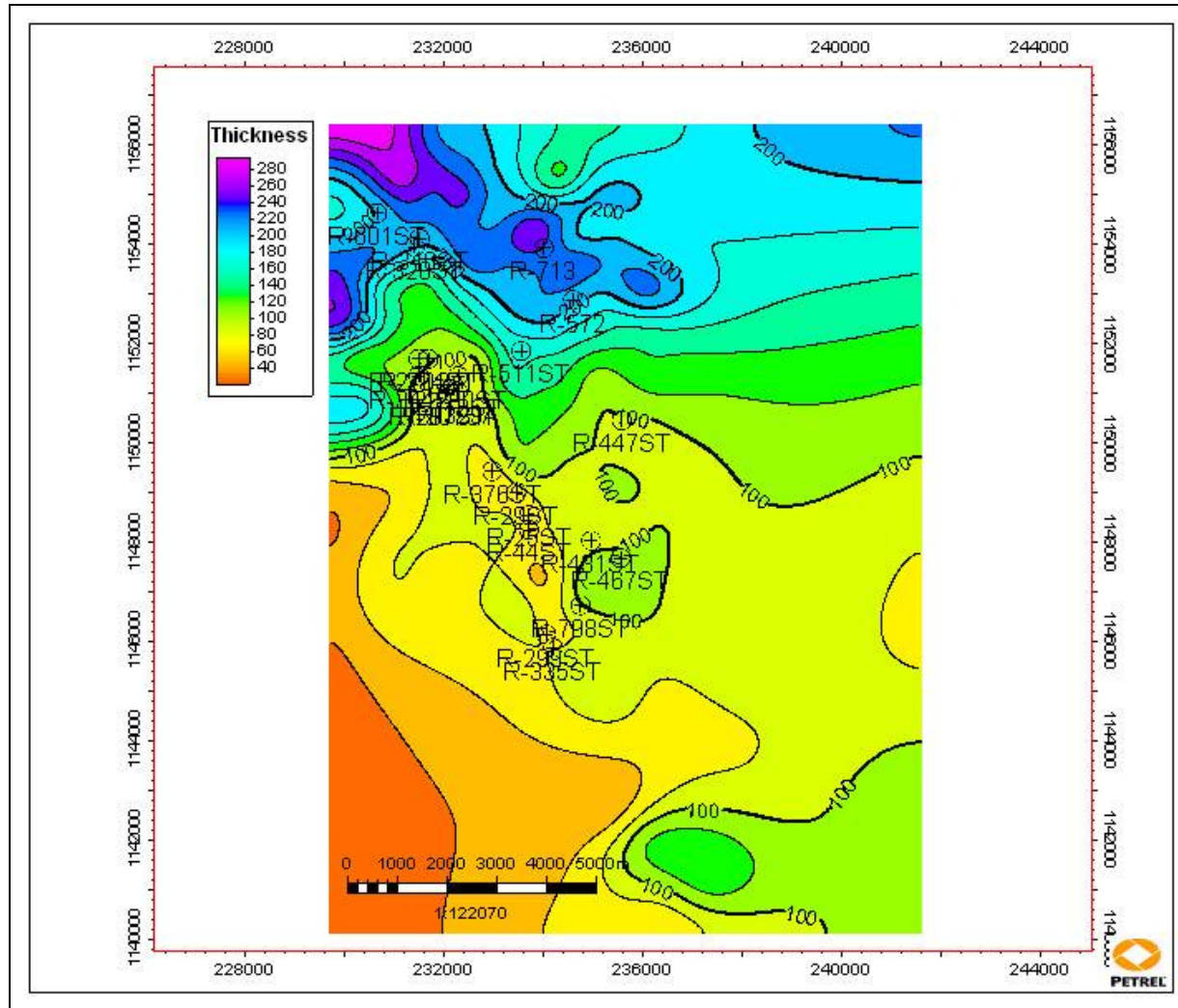


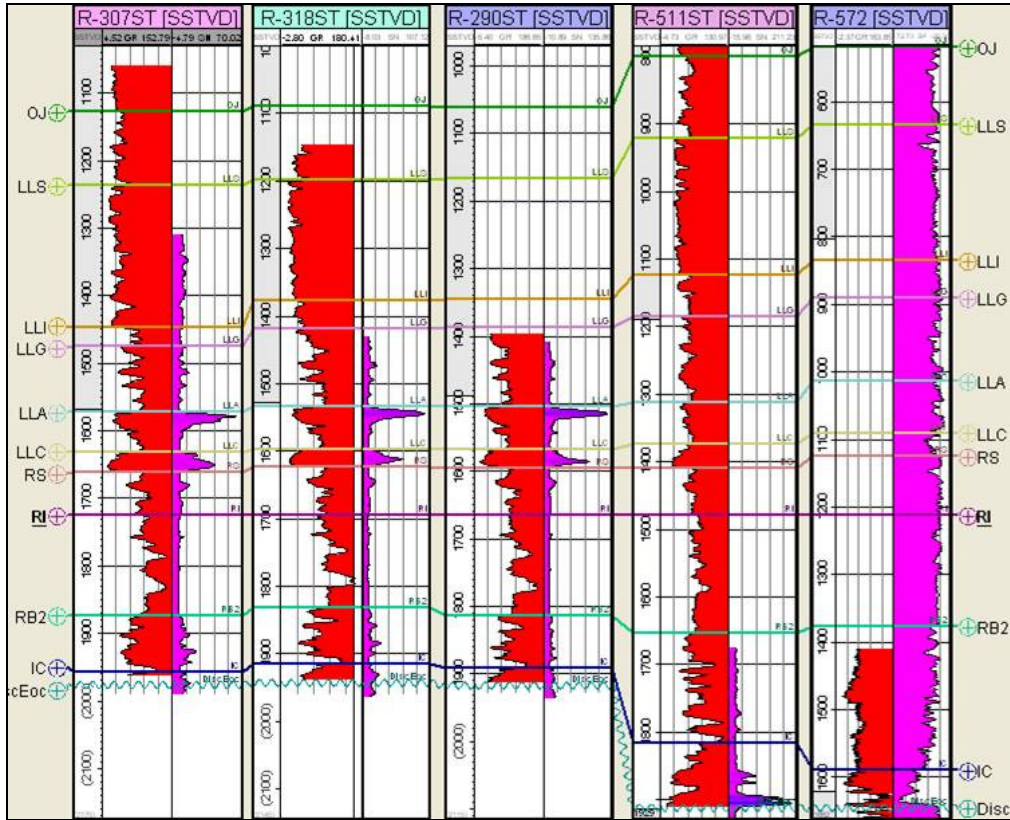
Figura 5.9: Espesor de la unidad operacional Santa Bárbara.

Higgs (1998), describe esta unidad en 91 pies de núcleo del pozo R-329 A, como una sucesión de parasecuencias de afinamiento hacia el tope, caracterizadas por la presencia de arenas o limos gruesos con laminación paralela o con madrigueras de *Thalassinoides* que pasan a heterolitas, o lutitas verde gris de laminadas a bioturbadas, o lodolitas con nódulos de siderita y raíces. Este autor, a diferencia de interpretaciones previas, propone un ambiente de llanura de marea arenosa para esta unidad.

A continuación de la unidad operacional Santa Bárbara, en la Formación La Rosa se presenta un intervalo con predominio lutítico y con presencia locales de arenas correspondiente a la unidad operacional **La Rosa Intermedia (RI)**, la cual exhibe su menor espesor (110 pies) en el pozo R-431ST y exhibe su máximo espesor (180 pies) en el pozo R-447ST (Ver sección H-H', Figura 5.6).

La unidad La Rosa Intermedia está presente en todos los pozos del área de estudio. El espesor promedio es de 145 pies. Aunque en general la variación areal es muy poca, se observa una tendencia de incremento del espesor hacia el noreste (Figura 5.10 y Figura 5.11).

A



B

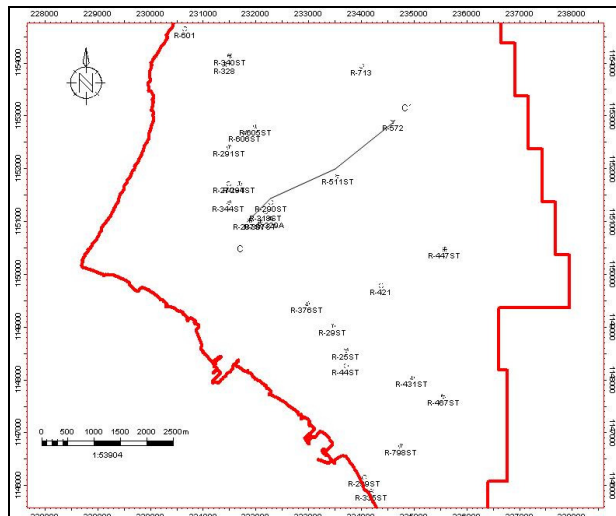


Figura 5.10: A) Sección estratigráfica C-C'. la sección está conformada por los pozos R-307ST, R-318ST, R-290, R-511ST y R-572ST en dirección NE-SO (escala 1:8000) y B) ubicación de la sección en el mapa base.

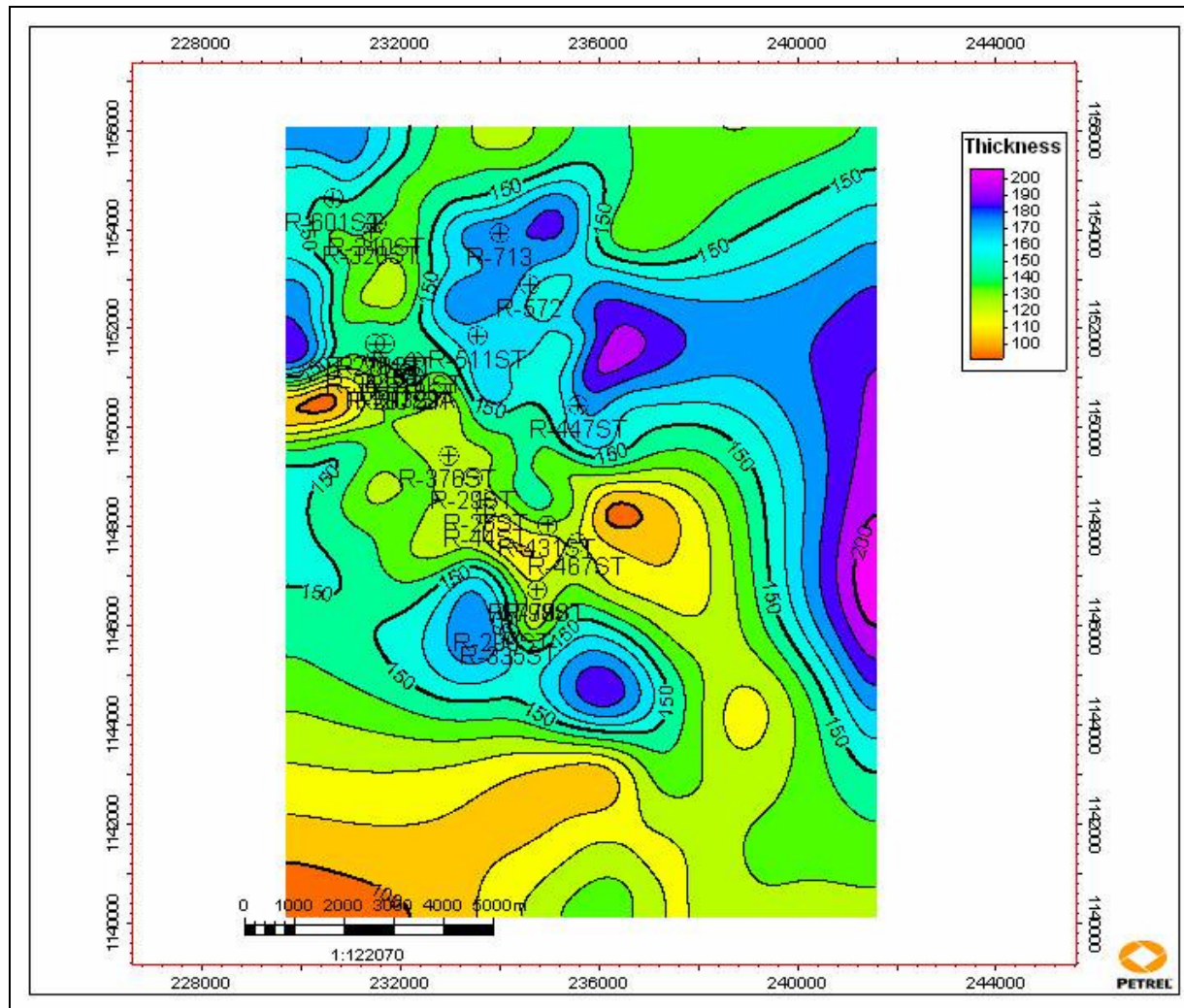


Figura 5.11: Espesor de la unidad operacional La Rosa Intermedia.

Higgs (1998) describe 150 pies de núcleos correspondiente a esta unidad operacional, como una secuencia de heterolitas y lutitas verdes grises de laminadas a bioturbadas por madrigueras y o raíces, con una fauna diversa la cual incluye gasterópodos, escafópodos y foraminíferos bentónicos que indican salinidades marinas. Estas secuencias son interrumpidas por dos intervalos de areniscas arcillosas glauconíticas de 2 pies de espesor cada uno, ubicados hacia la mitad del intervalo. Este autor señala que la falta de laminación sugiere una bioturbación quizás no solo debido a la acción de las plantas sino también por madrigueras de animales de la zona intermareal lodosa, además sugiere que de haberse desarrollado marismas y suelos, éstos fueron erosionados por la siguiente transgresión resultando en el caso de La Rosa Intermedia en un apilamiento de sucesiones de lodo de la llanura de marea.

Continuando con la descripción de Higgs (1998), en el núcleo son observadas bandas de cemento de siderita, las cuales definen una estratificación que indica secuencias de estratos concordantes separados por discordancias, las cuales migran a través de las llanuras de mareas por la acreción lateral de las barras de meandros.

A diferencia de otros autores que interpretan las lutitas de La Rosa Intermedia como depositadas en un ambiente marino abierto, conocida como la transgresión de "La Rosa", Higgs (1998), siguiendo con su modelo de llanuras de mareas, interpreta esta unidad como depositada en la parte superior de la llanura intermedia, representando entonces un evento regresivo.

Higgs (1998), señala que la abundancia de raíces en La Rosa Intermedia es consistente con la interpretación de llanuras de mareas, así como lo son las discordancias angulares internas de bajo ángulo que separan los paquetes de estratos, interpretadas por este autor como estratificación cruzada longitudinal, formada por la migración y acreción lateral de canales de marea.

Hacia el tope de la unidad La Rosa Intermedia (RI), las lutitas pasan transicionalmente a un intervalo arenoso correspondiente a la unidad operacional **La**

Rosa Superior (RS), la cual está caracterizada por la presencia de parasecuencias de 20 pies de espesor promedio con tendencias granodecrecientes hacia el tope desde arenas a lutitas, de acuerdo a la respuesta de los registros eléctricos.

El espesor de la unidad es variable, presentando un espesor promedio de 75 pies, en forma general se puede observar que los mayores espesores (120 pies) están ubicados al norte del área en los pozos R-340ST, R-328ST y R-605 ST, vistos en la sección G-G' de la Figura 5.4, y los espesores mínimos son observados hacia el sur del área, en el pozo R-44ST (30 pies). (Ver Figura 5.12).

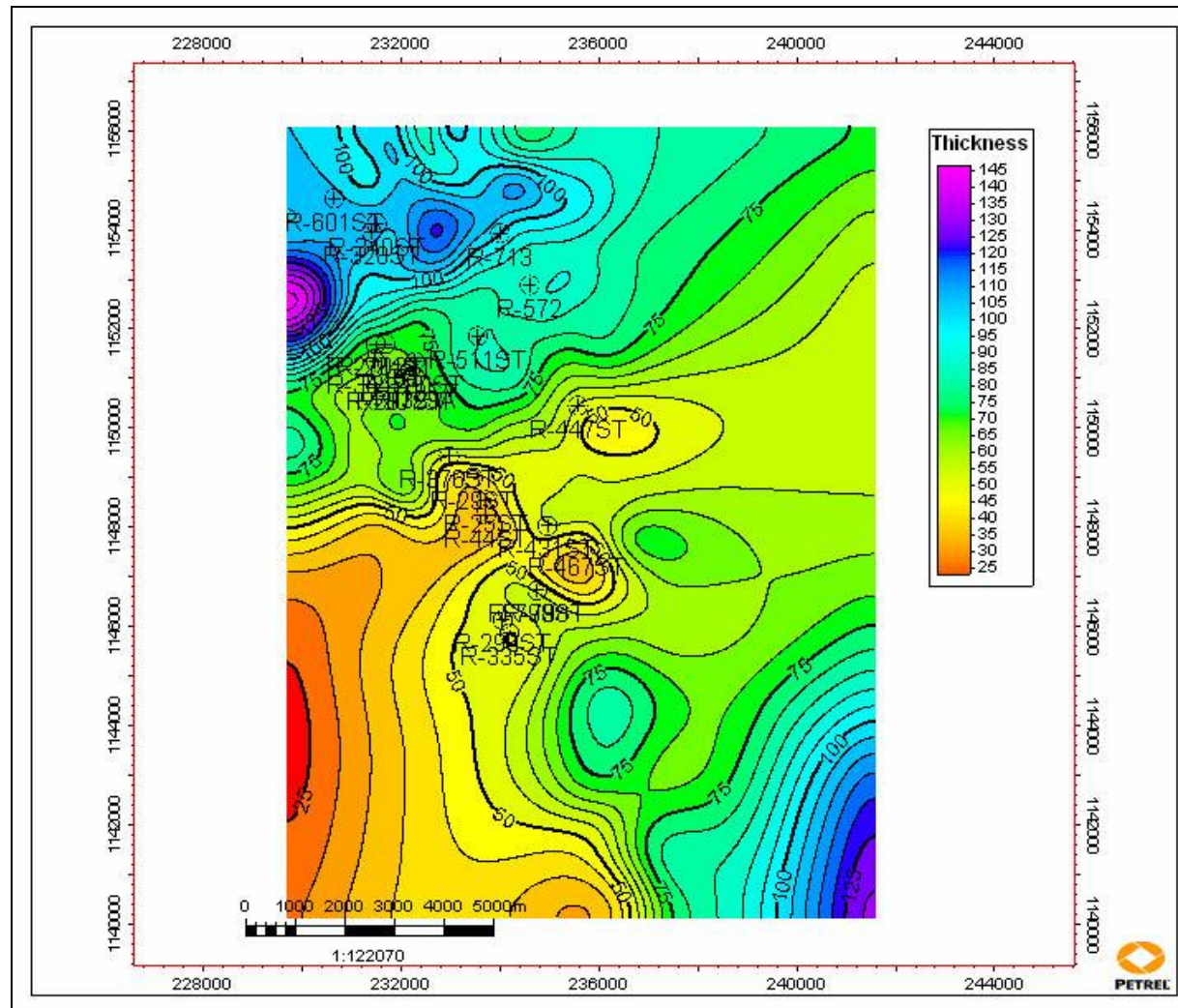


Figura 5.12: Espesor de la unidad operacional La Rosa Superior.

Higgs (1998) describe 60 pies de núcleo del pozo R-329A como una sucesión de parasecuencias con tendencias granodecrecientes. Hacia la base estas parasecuencias están compuestas de arenas o limos gruesos moteados o con madrigueras de *Thalassinoides* o con laminación paralela que pasan a heterolitas o lutitas verde grises de laminadas a bioturbadas, el autor al igual que para la unidad Santa Bárbara (RB2) propone un ambiente de llanura de marea arenosa (Ver Figura 5.8)

5.1.2.3 Formación Lagunillas

A continuación se describen las características definidas en las unidades operacionales identificadas en el miembro informal Lagunillas Inferior y Miembro Ojeda.

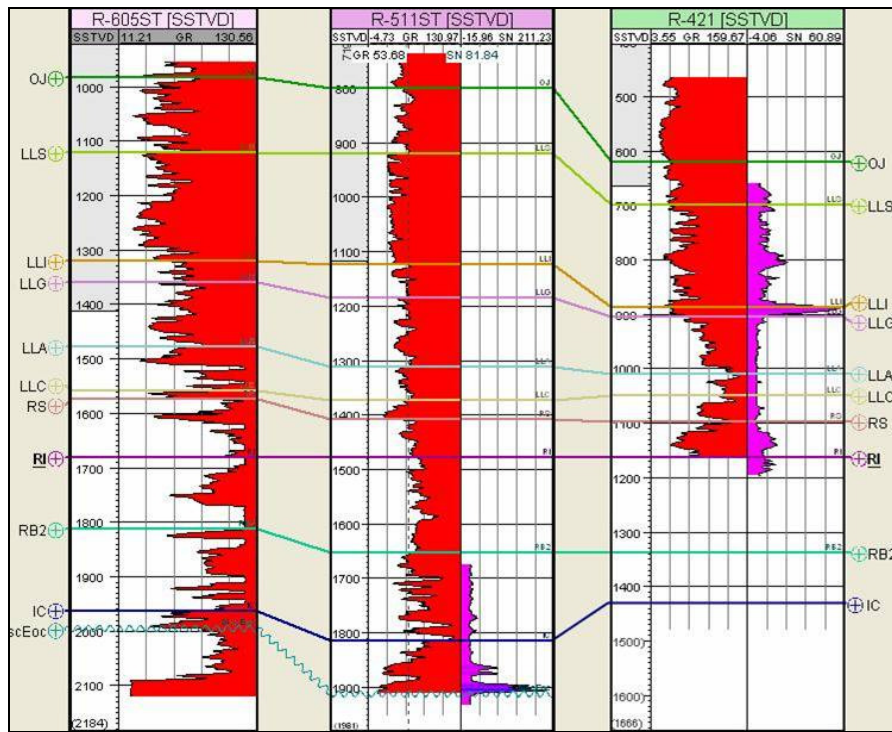
5.1.2.3.1 Miembro informal Lagunillas Inferior

El miembro informal Lagunillas inferior suprayace concordantemente a la Formación La Rosa (González de Juana et al, 1980), y está caracterizado hacia la base por un intervalo arenoso correspondiente a la unidad operacional **Arena Cabimas (LLC)**.

En el Área de Cabimas, la unidad Arena Cabimas se observa en todos los pozos del campo, presenta un espesor promedio de 28 pies, un espesor mínimo de 16 pies en el pozo R-25ST y un espesor máximo de 40 pies hacia el sureste en el pozo R-572ST, la extensión areal de esta unidad es irregular, sin embargo muestra cierta tendencia de engrosamiento hacia el noreste (Ver sección I-I', Figura 5.13).

Los registros eléctricos muestran que esta unidad posee en la base un contacto abrupto y exhibe un patrón de electrofacies granodecreciente hacia el tope, caracterizado por la presencia de arenas en la base que gradan a las lutitas basales de la unidad operacional Arena La Salina (LLA) (Ver Figura 5.14).

A



B

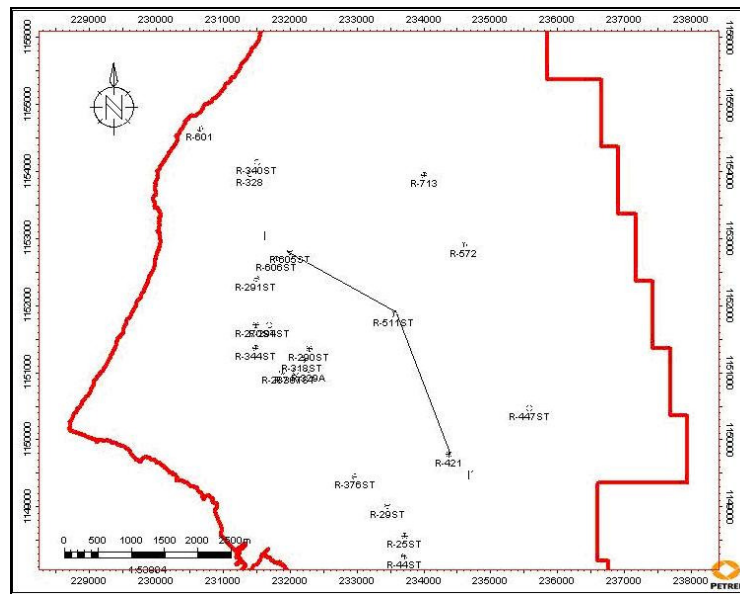


Figura 5.13: A) Sección estratigráfica I-I'. La sección está conformada por los pozos R-605ST, R-511ST y R-421 en dirección NO-SE (escala 1:8000) y B) ubicación de la sección en el mapa base.

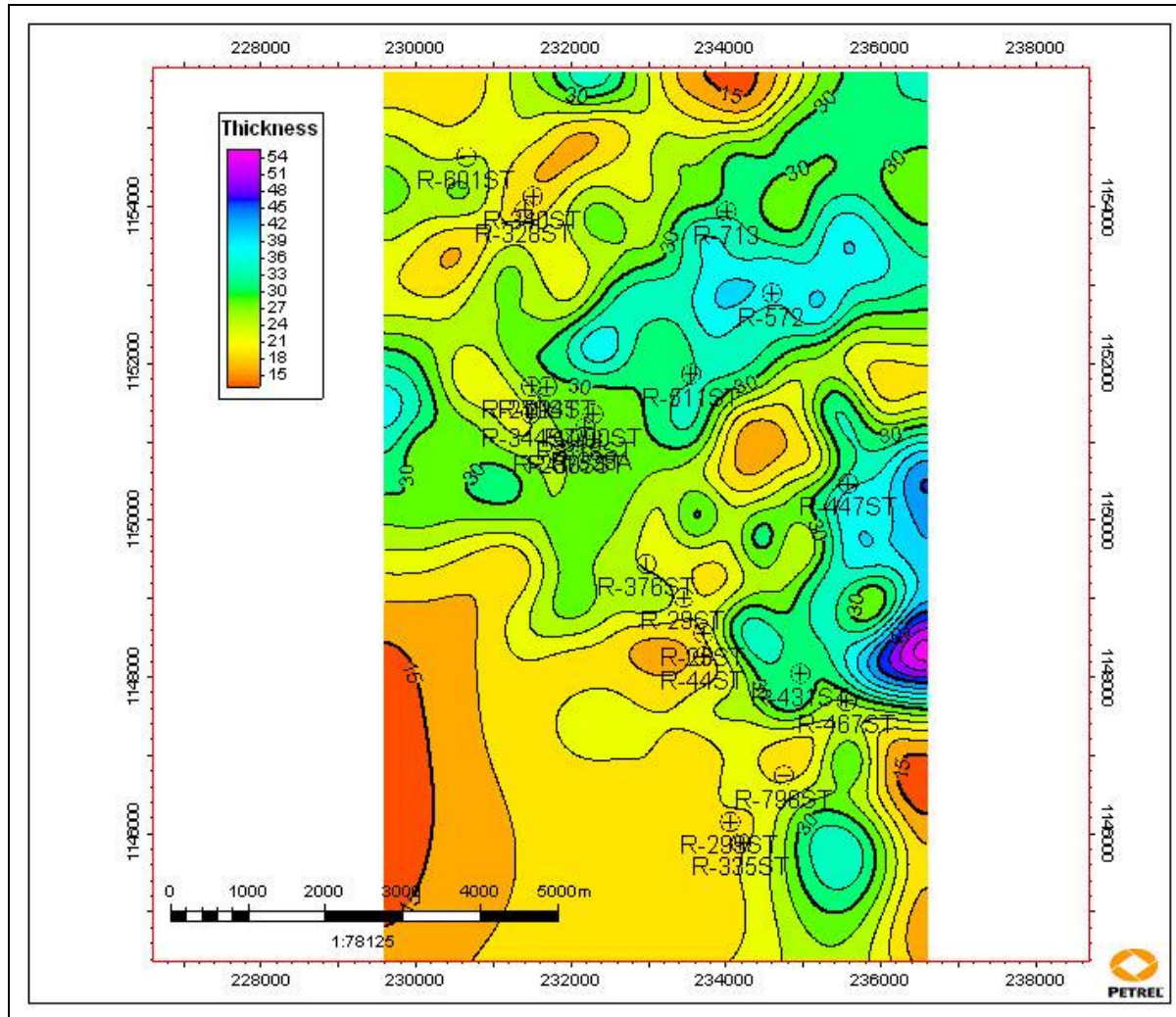


Figura 5.14: Espesor de la unidad operacional Arena Cabimas

Higgs (1998) describe 25 pies de núcleos de la unidad Arena Cabimas correspondientes al pozo R-329A, como un intervalo de arenas o limos gruesos moteados, bioturbados con presencia de madrigueras de *Thalassinoides* o con laminación paralela, interrumpidas en la sección media por un pie de lutitas verdes grises laminadas a bioturbadas.

Subiendo en la sección, se encuentra la unidad operacional **Arena la Salina (LLA)**, la cual está presente en todos los pozos del campo, el espesor promedio es de 70 pies, los espesores tienen comportamiento irregular pero muestran cierta tendencia de adelgazamiento hacia el sureste (ver secciones A-A', C-C' y E-E'), observándose valores mínimos (40 pies) en los pozos R-299ST, R-335ST y R-798ST hacia el sur, los mayores espesores de esta unidad se encuentran en el pozo R-29ST (100 pies), el cual está localizado hacia el suroeste del área. (Ver Figura 5.15).

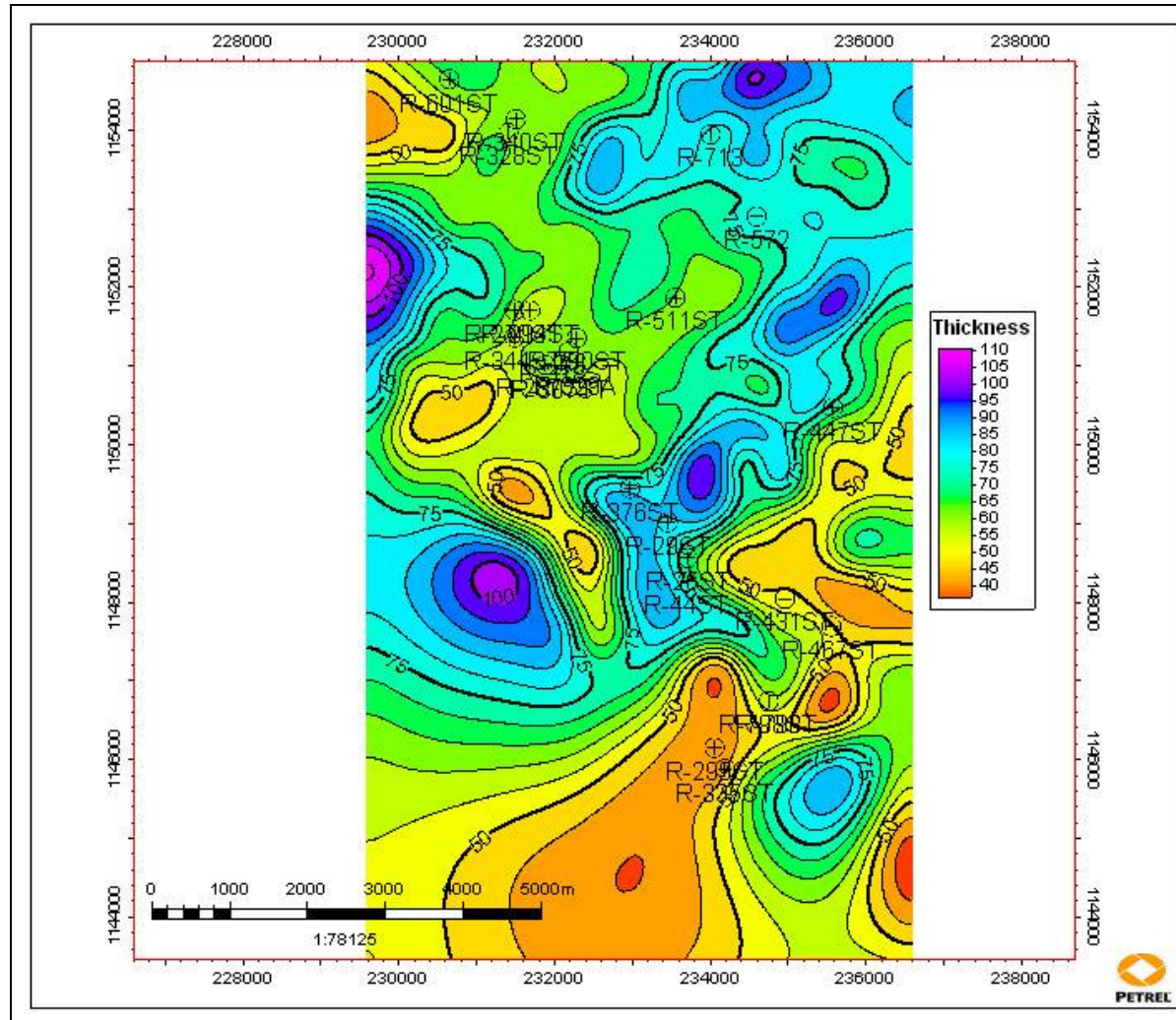


Figura 5.15: Espesor de la unidad operacional Arena La Salina.

Los registros eléctricos muestran en la base de la unidad un contacto gradacional seguido por un patrón de electrofacies irregular correspondiente a un intervalo lutítico de 20 pies aproximadamente, el cual es visto en todos los pozos de las secciones, suprayacente a este intervalo, los registros exhiben un patrón de electrofacies granodecreciente, caracterizado por la presencia de arenas en la base que gradan hacia el tope a arenas más finas y terminan en un contacto abrupto, con las lutitas basales de la unidad operacional Arena Inferior (LLG) (Ver Figuras 5.3 y 5.10).

Para esta unidad operacional Higgs (1998) describe 60 pies de núcleo, hacia la base (25 pies) está caracterizada por la presencia de heterolitas o lutitas verdes grises laminadas a bioturbadas identificando los icnofósiles *Planolites* y *Thalassinoides*, hacia el tope (35 pies) se presenta un intervalo compuesto de arenas o limos gruesos moteados y bioturbados, o con laminación paralela el cual termina en un contacto abrupto con la unidad operacional Arena Inferior (LLG) (Ver Figura 5.16).

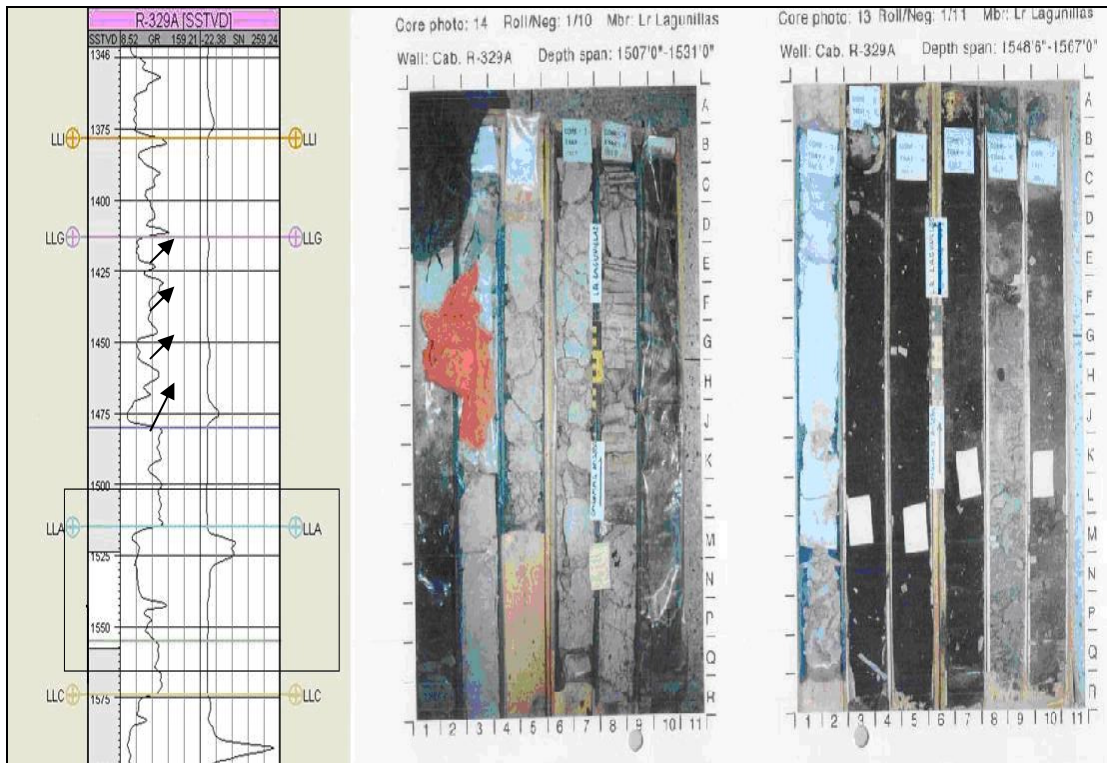


Figura 5.16: Respuesta de registro GR del pozo 329 A vs núcleos extraídos del pozo para la parte media-superior unidad operacional Arena la Salina (LLA) y la parte inferior de la unidad operacional Arena Inferior (LLG), mostradas en el recuadro. Ambas imágenes sirven para comparar la litología *versus* la geometría de la curva mostrada. Las flechas negras indican la presencia de parasecuencias granodecrecientes típicas de la unidad Arena Inferior (LLG).

La unidad operacional **Arena Inferior (LLG)**, se presenta en el área de estudio con un espesor promedio de 100 pies, la cual alcanza su mínimo valor (50 pies) en el pozo R-335ST y el máximo (150 pies) en los pozos R-601ST y R-713ST (ver sección A-A' mostrada en la Figura 5.3).

En cuanto a la extensión areal, esta unidad es vista en todos los pozos de las secciones realizadas en el área, la tendencia de los espesores es de engrosamiento hacia el norte y se va adelgazando hasta hacerse mínima en el sur. La variaciones mas significativas de los espesores se observan en el engrosamiento hacia el noreste (visto en la sección A-A', Figura 5.3) donde la unidad pasa desde 60 hasta 140 pies, y en el adelgazamiento hacia el suroeste observado en la sección H-H' y

J-J' (Figuras 5.6 y anexo 3 respectivamente) donde la unidad pasa desde 140 hasta 50 pies (Ver Figura 5.17).

Los registros eléctricos muestran en la base de la unidad un contacto abrupto y un patrón de electrofacies irregular correspondiente a un intervalo lutítico de 35 pies aproximadamente, el cual es visto en todos los pozos de las secciones, posteriormente se presenta una sucesión de parasecuencias que exhiben un patrón de electrofacies granodecreciente, las cuales gradan desde arenas a lutitas. Los espesores individuales de estos cuerpos varían entre 15 y 20 pies (Ver Figura 5.16).

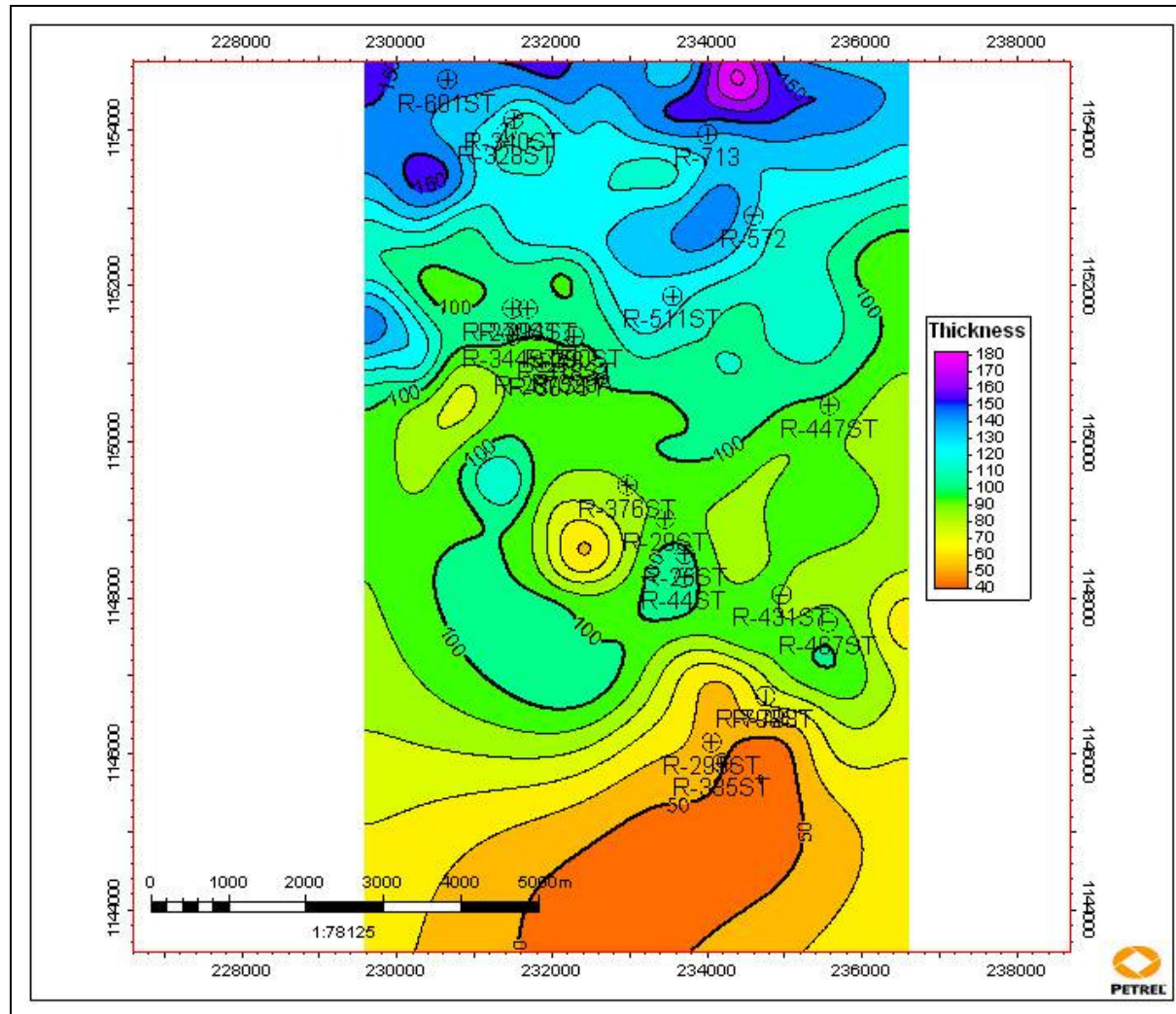


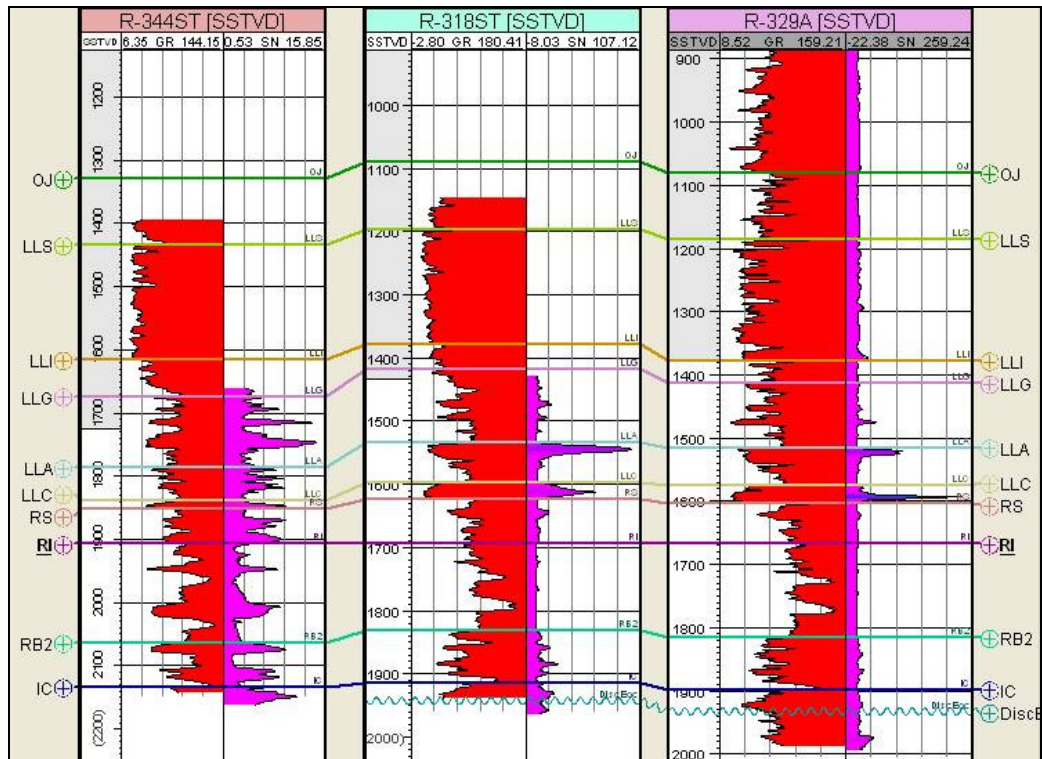
Figura 5.17: Espesor de la unidad operacional Arena inferior.

Higgs (1998), describe 140 pies de núcleo de esta unidad correspondientes al pozo R-329A, la cual está compuesta en la base (primeros 38 pies) de heterolitas o lutitas verde grises laminadas y bioturbadas por *Planolites* y madrigueras de *Thalassinoides*, posteriormente, la unidad presenta una sucesión de parasecuencias con espesores individuales de 20 pies, las cuales presentan una tendencia granodecreciente hacia el tope. Estas sucesiones son descritas por el mismo autor como arenas o limos gruesos moteados, bioturbados o con laminación paralela, o areniscas muy pálidas a oscuras con micronódulos de siderita y raíces que pasan a heterolitas o lutitas verdes grises laminadas o bioturbadas.

Suprayacente a la unidad operacional Arena Intermedia, se presenta la unidad operacional **Lutita Intermedia (LLI)**, la cual exhibe en el área de estudio un espesor promedio de 40 pies, un espesor máximo de 70 pies en el pozo R-713ST localizado al norte, y un espesor mínimo de 10 pies en los pozos R-44ST y R-467ST localizados al sur, esta unidad operacional está presente en todos los pozos del Área Cabimas, y sólo muestra engrosamientos locales en los pozos R-344ST (60 pies), R-511ST (60 pies) y R-713 (60 pies), en líneas generales se adelgaza hacia el sur del área (Ver Figuras 5.18 y 5.19).

Los registros eléctricos muestran en la base de la unidad un contacto gradacional seguido por un patrón de electrofacies irregular correspondiente a un intervalo lutítico con pequeñas intercalaciones de arenas (2 pies promedio), este intervalo termina de forma abrupta con la siguiente unidad operacional (Arena Superior).

A



B

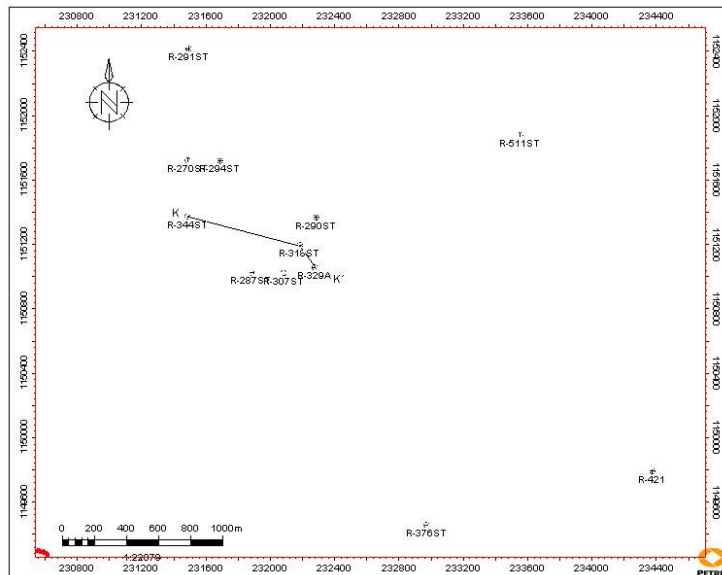


Figura 5.18: A) Sección estratigráfica K-K'. La sección está conformada por los pozos R-344STT, R-318ST y R-329A en dirección NO-SE (escala 1:8000) y B) ubicación de la sección en el mapa base.

Higgs (1998), describe 39 pies de núcleo correspondiente a esta unidad en el pozo R-329A, la cual está compuesta de base a tope por lutitas verdes grises con pequeñas intercalaciones (máximo 3 pies) de arenas o limos gruesos moteados o bioturbados con madrigueras de *Thalassinoides* o con laminación paralela, hacia los últimos 5 pies la unidad termina con heterolitas con moderada bioturbación y nódulos de siderita.

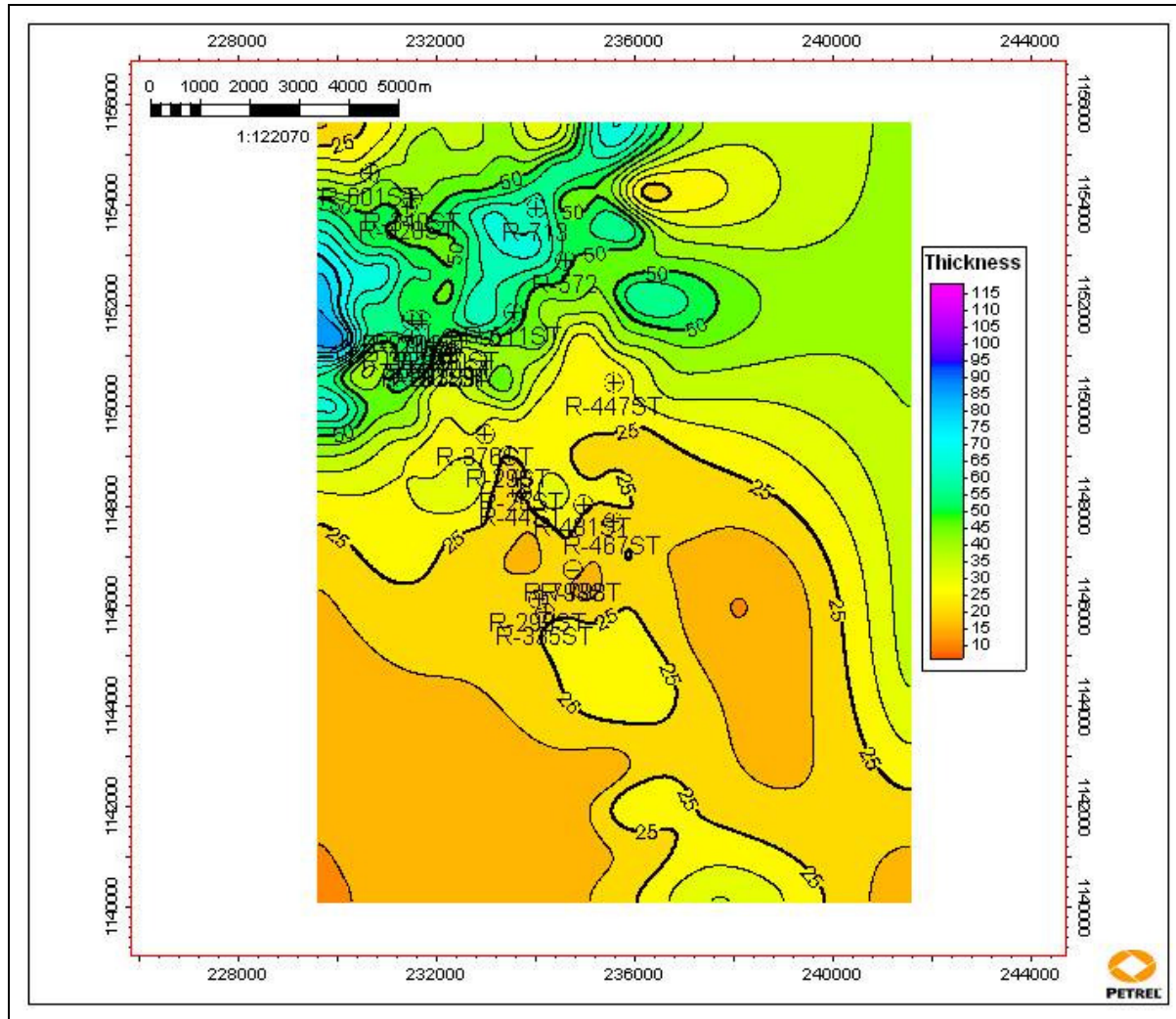


Figura 5.19: Espesor de la unidad operacional Lutita Intermedia

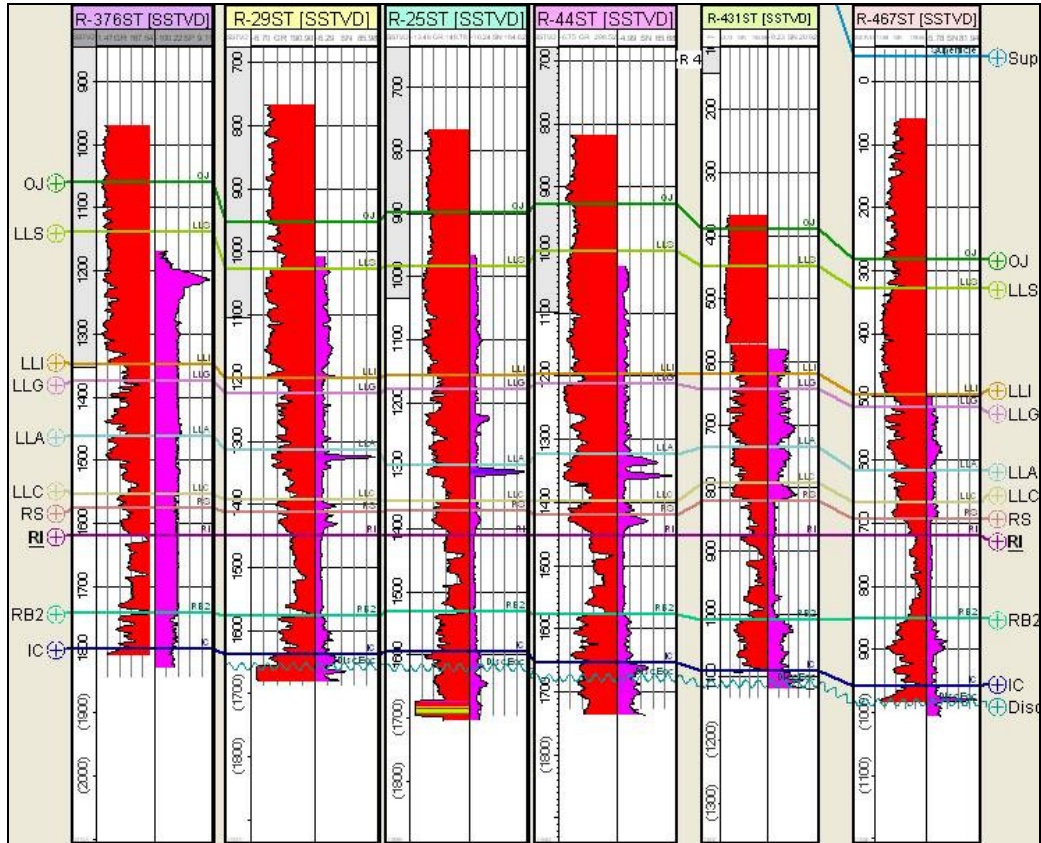
La última unidad operacional del miembro informal Lagunillas Inferior es la unidad **Arena Superior (LLS)**, la cual se exhibe en el Área de Cabimas como la unidad operacional de mayor espesor (220 pies promedio), con un espesor mínimo de 140 pies en el pozo R-467ST, y un espesor máximo de 300 pies en el pozo R-713 (Ver sección L-L', de la Figura 5.20).

Esta unidad operacional es vista en todos los pozos que conforman las secciones estratigráficas realizadas, presenta buena extensión y grandes desarrollos de espesores en todos los pozos (mayor a 100 pies). En general se puede observar los mayores espesores hacia el noreste del área, existe un adelgazamiento importante de la unidad hacia el pozo R-467ST donde la unidad alcanza su menor valor, sin embargo, se vuelve a engrosar hacia el sur (Ver sección I-I' mostrada en la Figura 5.14 y Figura 5.21).

De acuerdo a la respuesta de los registros eléctricos, esta unidad muestra en la base un contacto abrupto y está compuesta por una sucesión de parasecuencias con tendencias granodecipientes de base a tope, las cuales gradan desde arenas a lutitas y exhiben espesores promedio de 20 pies. Esta unidad termina con un contacto abrupto con la siguiente unidad (Miembro Ojeda).

Higgs (1998) señala la presencia de sucesiones de afinamiento hacia arriba en 126 pies de núcleo correspondientes a esta unidad operacional en el pozo R-329A. Estas sucesiones gradan desde arenas o limos gruesos moteados o bioturbados con madrigueras de *Thalassinoides* o, arenas lodosas de pálidas a oscuras con micronódulos de siderita y raíces o, de areniscas de muy pálidas a oscuras con siderita y raíces a lutitas verdes grises laminadas y bioturbadas o a heterolitas, además, señala la presencia de finas capas de carbón al final de algunas parasecuencias.

A



B

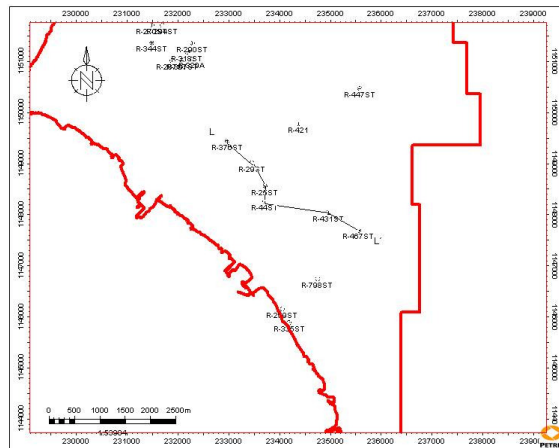


Figura 5.20: A) Sección estratigráfica L-L'. La sección está conformada por los pozos R-376ST, R-29ST y R-25ST, R-44ST, R-431ST y R-467ST en dirección NO-SE (escala 1:8000), donde se observan los mayores espesores de la unidad LLI en contraste con el resto de las unidades del área, y B) ubicación de la sección en el mapa base.

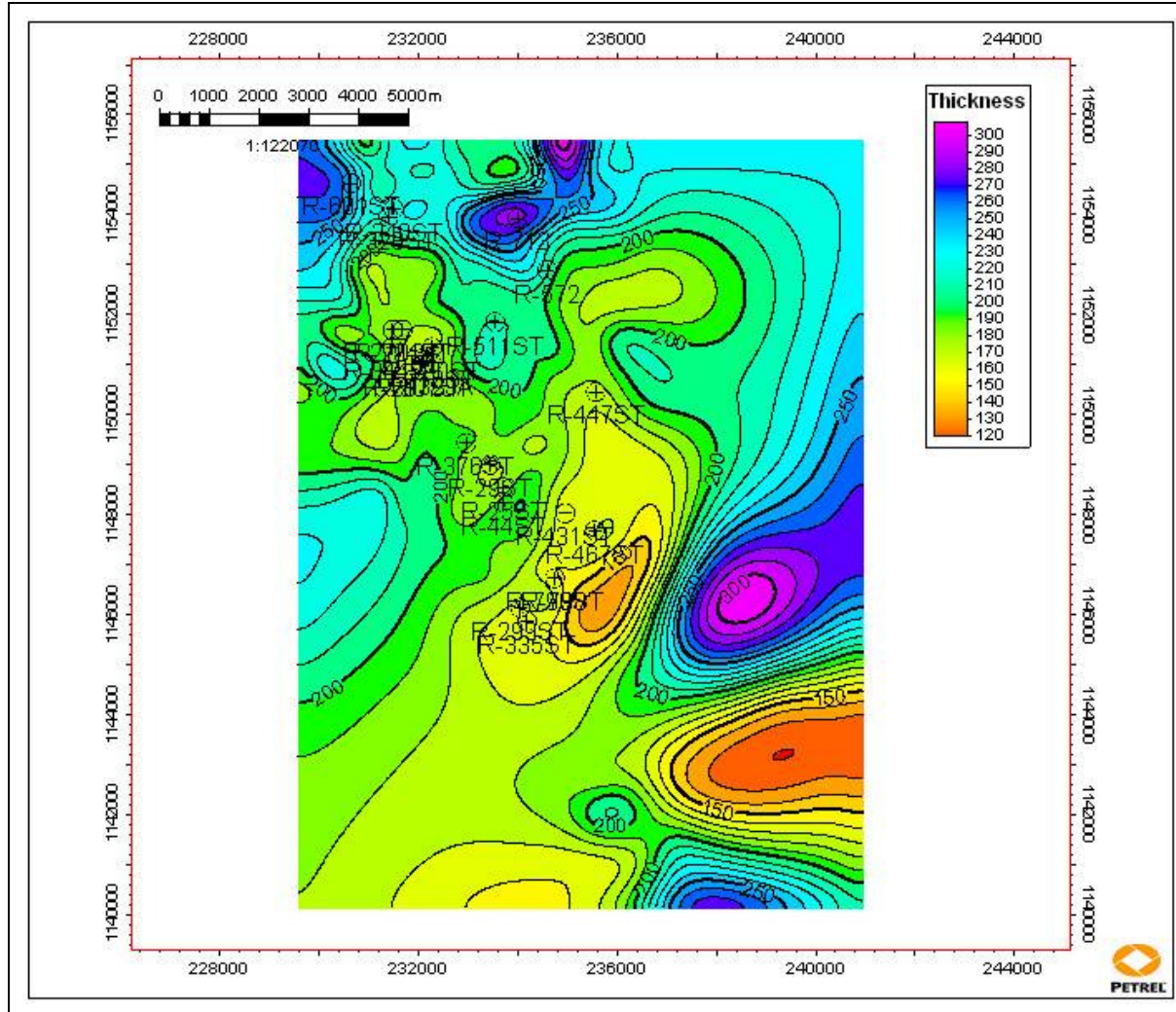


Figura 5.21: Espesor de la unidad operacional Arena Superior.

Este mismo autor establece para todo el miembro informal Lagunillas inferior, al igual que para La Formación La Rosa, un ambiente de deposición de llanura de mareas, basado en: a) la presencia de parasecuencias con afinamiento hacia arriba que culminan en carbones o paleosuelos con raíces, las cuales son típicas de las llanuras de mareas; b) en la presencia de intervalos con facies heterolíticas las cuales pueden ser atribuidas al efecto de las mareas y c) en la presencia de las facies de arenas o limos gruesos laminados, los cuales son comunes en las llanuras de mareas modernas.

5.1.2.3.2 Miembro Ojeda

El Miembro Ojeda constituye la última unidad operacional presente en el intervalo post- Eoceno del Área de Cabimas en el Campo Costanero de Bolívar.

Esta unidad se presenta en el área con un espesor promedio de 100 pies de espesor, el cual es máximo (170 pies) en el pozo R-713ST, y un espesor mínimo alcanzado localmente en el pozo R-467ST (30 pies).

La unidad operacional Ojeda es vista en todos los pozos de las secciones realizadas en el área de estudio y exhibe sus mayores espesores (100 pies promedio) hacia el centro y suroeste del área, mostrando los menores desarrollos hacia el sur (60 pies). La mayor tendencia de adelgazamiento se observa en la sección H-H' presentada en la Figura 5.6, la cual tiene una dirección noreste sureste, en la misma el espesor varía desde 170 pies en el pozo R-713 hasta 30 pies en el pozo R-467ST (Ver Figura 5.22).

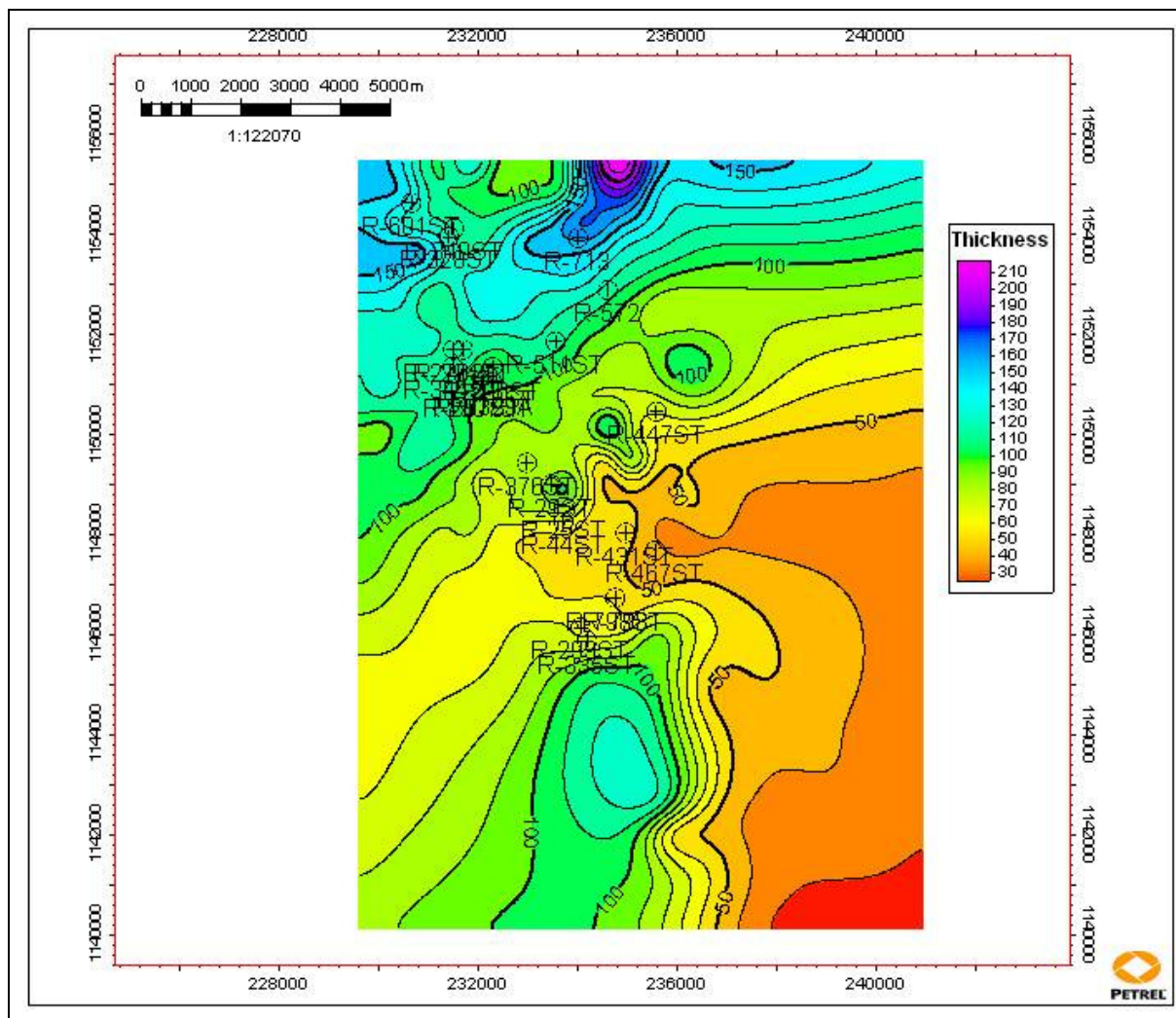


Figura 5.22: Espesor de la unidad operacional Ojeda

Los registros eléctricos para esta unidad muestran en la base un contacto abrupto, seguido por un patrón irregular de electrofacies, como respuesta a la alternancia de lutitas y arenas en la unidad (Figura 5.6).

Se describieron 37 pies de núcleos de esta unidad en el pozo R-329A por Higgs (1998), el cual señala a Ojeda como un intervalo de intercalaciones entre areniscas lodosas grises pálidas y beige, sin laminación y fuertemente bioturbadas por raíces, con lodolitas de arenosas a limosas beige pálidas a gris con microesferas de siderita.

Higgs (1998) señala que el ambiente depositacional de la unidad operacional Ojeda (OJ) es difícil de interpretar, debido a que la actividad de las raíces ha borrado las estructuras sedimentarias primarias. Sin embargo, debido a la transición de los depósitos de llanuras de marea infrayacentes del miembro informal Lagunillas Inferior, el intervalo de Ojeda se interpreta como una sucesión de paleosuelos del plano aluvial.

5.2 MODELOS 3D

5.2.1 Generalidades

En esta sección se presentarán y discutirán los resultados de los modelos realizados en 3D: facies, *net to gross*, porosidad y permeabilidad.

Estos modelos fueron realizados de acuerdo al procedimiento señalado anteriormente en la metodología del trabajo, donde se utilizó información disponible como el registro discreto de facies, los registros de porosidades y permeabilidad.

Cada unidad operacional fue subdividida en capas o *layers* definiendo intervalos de aproximadamente 20 pies y a efectos de este trabajo, como se señaló en la metodología, serán mostradas las variaciones laterales de cada modelo correspondientes a la capa superior de cada una de dichas unidades.

Igualmente, se observarán los controles de calidad realizados para cada unidad tomando como punto de referencia el pozo R-329A, donde se verificaron que los algoritmos utilizados para la elaboración de los modelos de facies y propiedades, incluyendo el *net to gross*, honraron los datos de los pozos. Igualmente, fueron señalados los casos en que por falta de control de pozos los ajustes no fueron correctos.

5.2.2 Descripción de unidades operacionales

5.2.2.1 Formación Icotea

La Formación Icotea conforma una sola unidad operacional, es por ello que será descrito un solo modelo de facies y petrofísico.

En el modelo de facies elaborado para esta unidad operacional, se puede apreciar gran extensión areal de los cuerpos de arenas limpias en toda el área, especialmente hacia el noreste, centro y sureste, y un desarrollo menor de la facies de arena sucia las cuales se presentan como parches en mayor proporción hacia el sur del área, sin encontrarse facies lutíticas (Ver Figura 5.23).

En el modelo de *net to gross* se observan aquellas zonas con mayor potencial como rocas yacimientos (bajo contenido de arcilla y porosidades $\geq 5\%$), representadas en color rojo, las cuales están ubicadas hacia el noreste, centro y sureste del área (zonas enmarcadas, Figura 5.23), por otra parte, se aprecia que existen zonas con menores cualidades (arenas con alto contenido de arcillas y bajas porosidades), las cuales se encuentran ubicadas en mayor extensión hacia el suroeste y centro oeste, donde se ubican los pozos R-329 A, R-318ST, R-291ST, entre otros, los cuales se caracterizan por exhibir bajos espesores de esta unidad (menor a 20 pies) y presentar facies de arenas sucias.

Se observa que existe correspondencia entre los modelos con respecto a las zonas de facies de arenas limpias y alto *net to gross*, tal como se aprecia en las áreas enmarcadas en negro que se muestran en la Figura 5.15, las cuales coinciden en

ambos modelos. En la zona noreste se ubica el pozo R-713ST el cual posee el mayor espesor de esta unidad (110 pies).

Sin embargo, se puede notar que existen zonas de arenas limpias sin potencial, ésto puede ser resultado de un bajo espesor, baja porosidad o a la incertidumbre asociada a la falta de información, ya que estos casos se presentan en áreas donde no existen pozos que proporcionen datos confiables, es por ello que se realizó el control de calidad, a través de una sección transversal, para verificar que se estén honrando los datos de los pozos, donde además, se puede observar mayor proporción de las facies de arenas limpias que las sucias (Ver Figura 5.24).

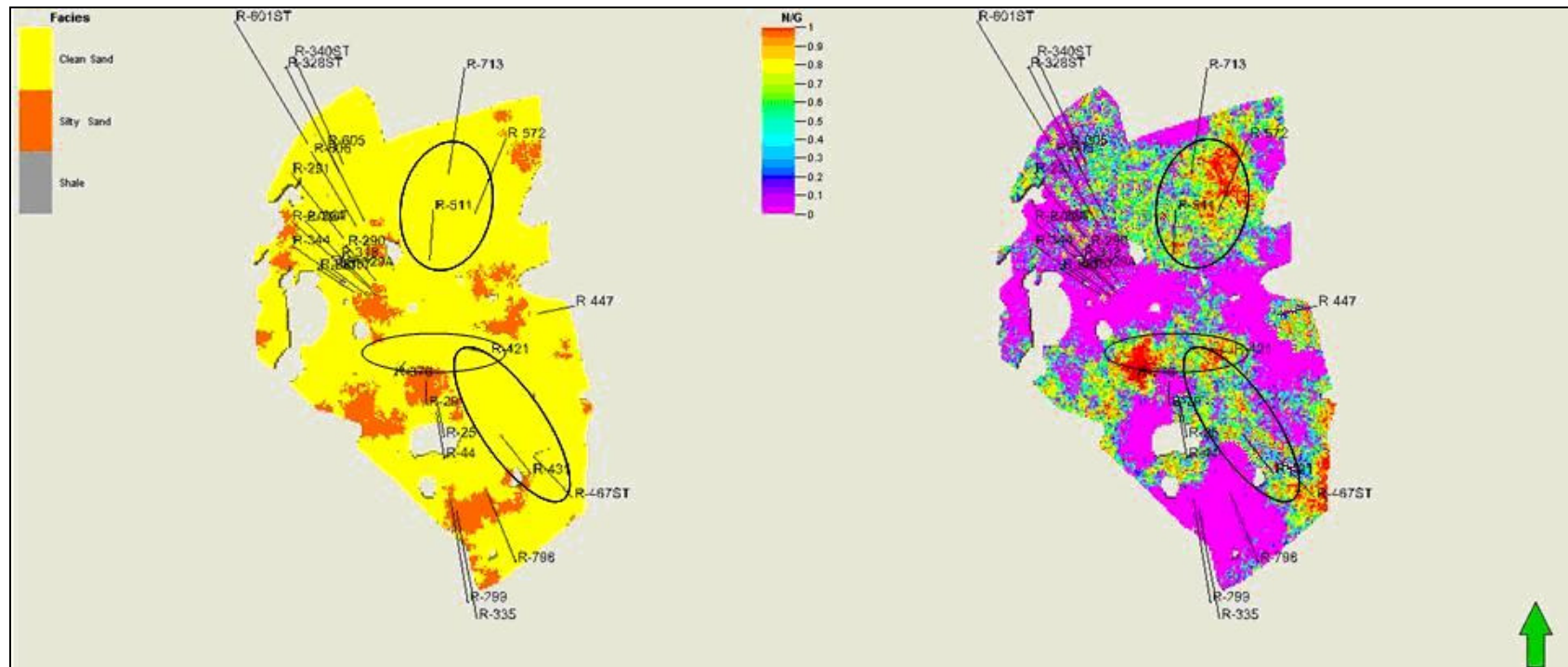


Figura 5.23: Modelos de facies y *net to gross*. A la izquierda se muestra el modelo de facies de la unidad operacional Icoatea, representando los cuerpos de arena con mayor continuidad hacia el noreste del área. El color amarillo representa la facies de arena limpia, el color naranja la de arena sucia y el gris indica las zonas donde no se generan los modelos por falta de información. A la derecha se muestra el modelo de *net to gross*, creado a partir de la relación arena limpia, espesor total y porosidad efectiva mayor al 5%. El color rojo (1) representa la mayor proporción de arena limpia (roca reservorio), y el color magenta (0) representa la mayor proporción de arenas sucias y bajas porosidades (roca no reservorio). Las áreas de mejores propiedades han sido enmarcadas en negro, las cuales coinciden para ambos modelos y en el caso de la zona noreste representa, además, los máximos espesores de esta unidad.

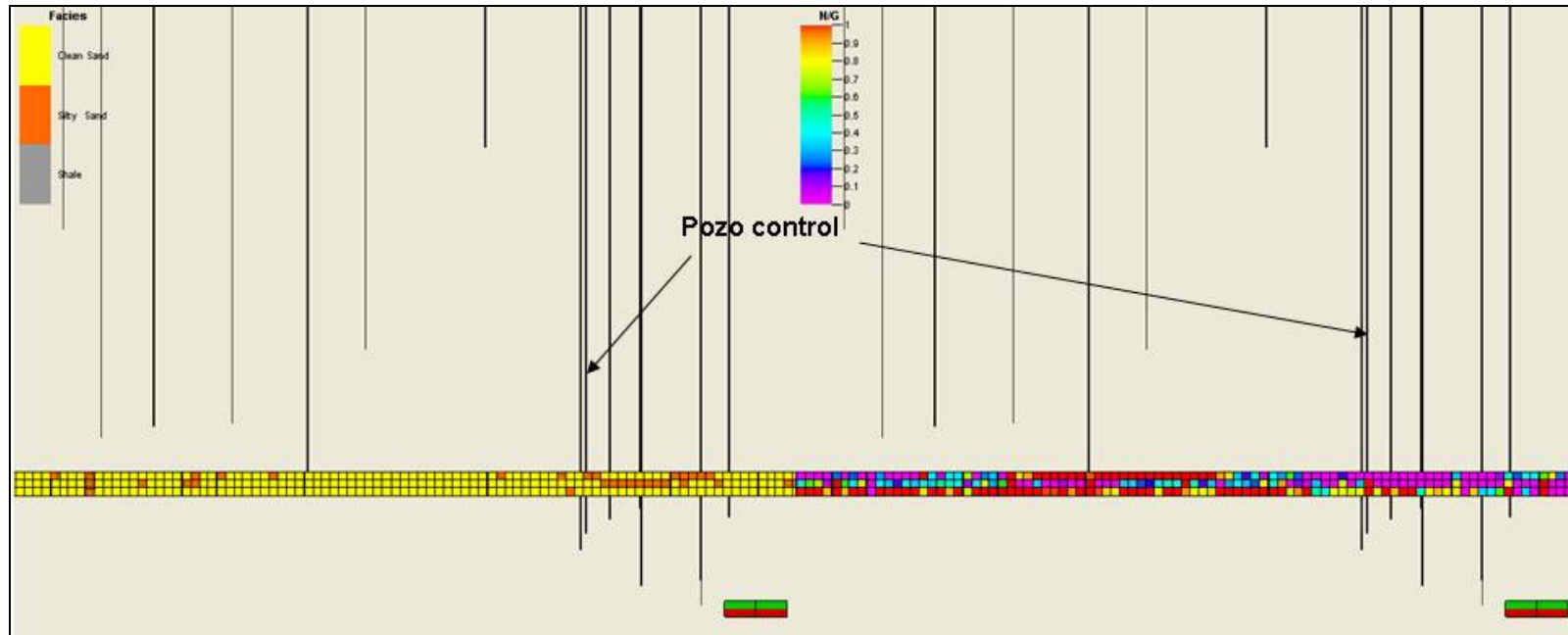


Figura 5.24: Corte transversal este –oeste. En la figura se muestra un corte transversal este-oeste de los modelos de facies (izquierda) y *net to gross* (derecha) de la unidad operacional Icotea, donde se observa como se reproducen los datos del pozo R-329A, los cuales son coherentes en ambos modelos. En la figura de la izquierda se ve que el pozo atraviesa una celda con facies de arenas sucias (color naranja) seguida por dos celdas de arenas limpias (color amarillo) y en la figura de la derecha el pozo atraviesa una celda sin potencial (color magenta) y dos con alto potencial (color rojo).

De acuerdo al modelo de porosidad, se observa que esta unidad presenta para la mayoría del área valores superiores al 20%, llegando a alcanzar hacia el noreste y centro sur los máximos valores de porosidad (32%), por otra parte, el mínimo valor que exhibe la unidad es de 5% hacia el noroeste y al extremo más noreste del área.

El modelo de permeabilidad exhibe un comportamiento de máximos valores (1,91 Darcy) hacia el noreste, centro y centro sur del área y valores menores a 1,85 Darcy hacia el resto del área, con mayor extensión hacia el noroeste y sureste del área (Ver Figura 5.25)

En general, las áreas con mayor potencial (enmarcadas en la Figura 5.23), son ubicadas en los modelos de porosidad y permeabilidad en zonas con altos valores para ambas propiedades.

En aquellas zonas donde existe un control de pozos se observa correspondencia entre los modelos de facies y porosidad, sin embargo, se aprecian ciertas inconsistencias, por ejemplo áreas de arenas sucias con altas porosidades, las cuales se encuentran en zonas donde no se dispone de información de pozos.

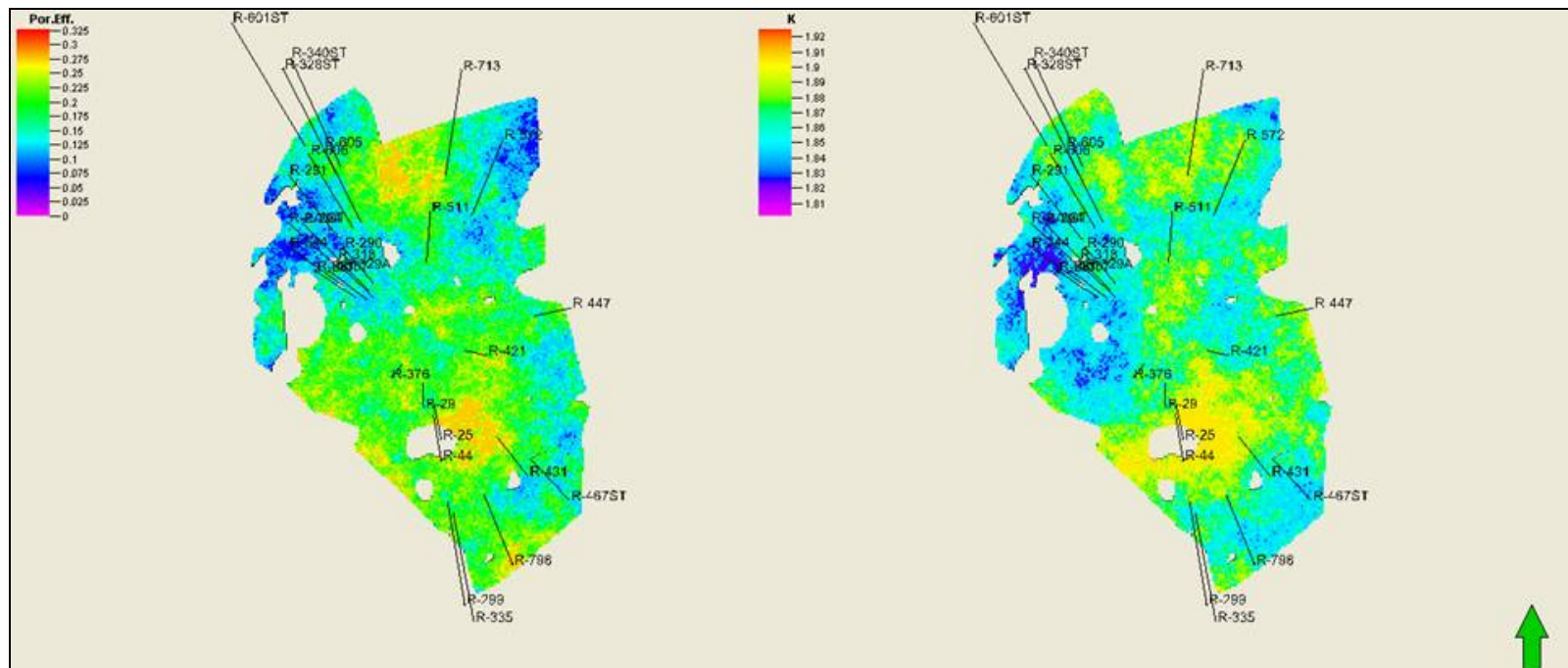


Figura 5.25: Modelos de porosidad y permeabilidad absoluta. La figura de la izquierda muestra el modelo de porosidad efectiva de la unidad operacional Icoatea, creado a partir de los registros de porosidad disponibles para el área. El color naranja representa el valor más alto (32%) de porosidad efectiva y el color azul representa los menores valores (menor a 5%). La figura de la derecha muestra el modelo de permeabilidad, creado a partir de las correlaciones disponibles para el área. El color amarillo representa el valor más alto de permeabilidad (1,9 Darcy) y el color azul los valores más bajos (menores 1,8 Darcy). Las áreas grises representan las zonas donde no se generó la unidad.

5.2.2.2 Formación La Rosa

Para la Formación la Rosa se construyó un modelo de facies y petrofísico por cada una de las unidades operacionales pertenecientes a esta formación, las cuales en orden estratigráfico ascendente son: Santa Bárbara, La Rosa Intermedia y La Rosa Superior.

En el modelo de facies correspondiente a la unidad operacional Santa Bárbara, se puede apreciar que la facies de lutitas se encuentran presentes en una gran extensión areal, seguido de la facies de arena limpia las cuales presentan una mayor continuidad hacia el noreste, y por las facies de arenas sucias, las cuales se presentan esporádicamente en toda el área (Ver Figura 5.26).

Del modelo de *net to gross* se observa que la zona con mayor potencial como roca yacimiento (bajo contenido de arcilla y porosidad $\geq 5\%$), está ubicada hacia el noreste, por otra parte, se aprecia el bajo potencial como roca reservorio que presenta la unidad, siendo este el comportamiento esperado, debido al alto contenido lutitas que presenta.

Igualmente, se puede observar correspondencia en las zonas enmarcadas para ambos modelos, los pozos R-601ST (190 pies espesor) y R-713ST, el cual posee el mayor espesor de esta unidad (210 pies), están ubicados en el mapa de *net to gross* en zonas de alto potencial. Por otro lado, el pozo R-29ST, el cual registra el menor espesor de esta unidad (50 pies), está ubicado en una zona de lutitas y sin potencial.

Sin embargo, también se observan zonas dominadas por facies de arena limpia sin potencial, esto puede ser debido al poco espesor, baja porosidad o falta de información de pozos en esas áreas. Para ello se muestra el control de calidad realizado en esta unidad operacional, donde se verificó que los modelos cumplen fielmente la información que proporcionan los pozos existentes, y donde además, se ve el predominio vertical de las facies lutíticas, las cuales se encuentran interrumpidas por arenas limpias y sucias (Ver Figura 5.27)

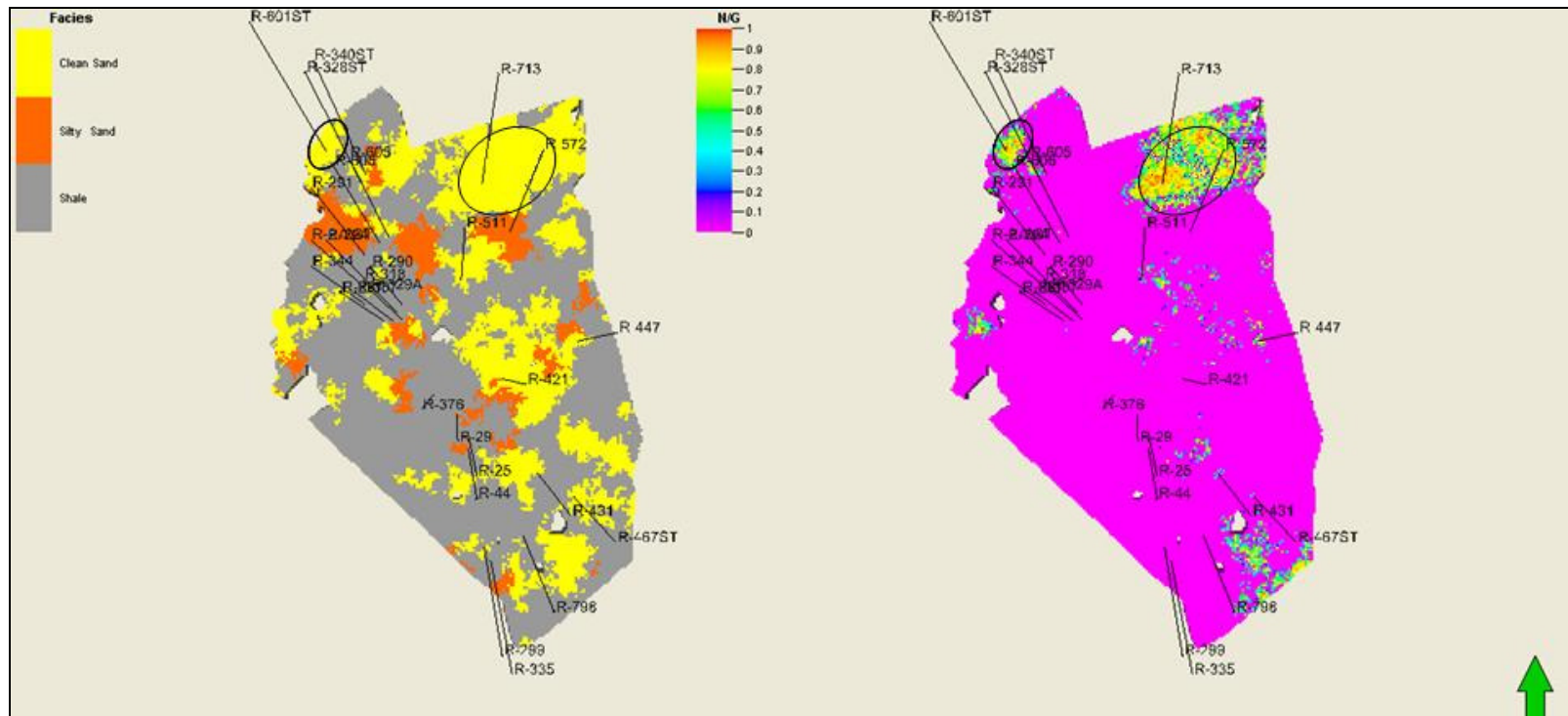


Figura 5.26: Modelos de facies y *net to gross*. A la izquierda se muestra el modelo de facies de la unidad operacional Santa Bárbara, representando los cuerpos de arena con buena continuidad hacia el noreste del área. El color amarillo representa la facies de arena limpia, el color naranja la de arena sucia y el color gris las facies de lutitas. A la derecha se muestra el modelo de *net to gross*, creado a partir de la relación arena limpia, porosidad y espesor total. El color rojo (1) representa la mayor proporción de roca reservorio y el color magenta (0) representa la menor proporción de roca reservorio, las áreas de mayor potencial (enmarcadas) coinciden con las de mayores espesores para esta unidad.

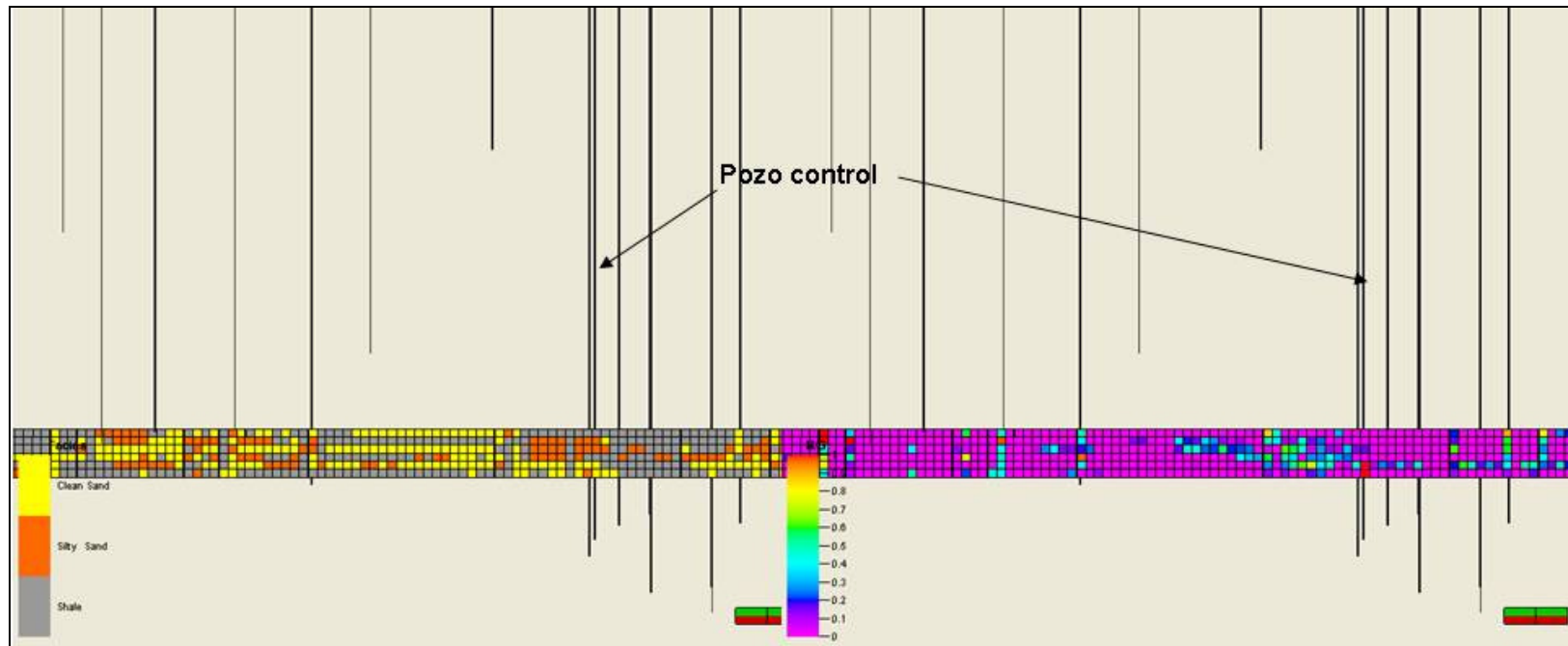


Figura 5.27: Corte transversal este-oeste. En la figura se muestra un corte transversal este- oeste de los modelos de facies y *net to gross* de la unidad operacional Santa Bárbara, donde se observa como se reproducen los datos del pozo R-329A, los cuales son coherentes en ambos modelos. En la figura de la izquierda se ve que el pozo atraviesa una celda de lutita (gris) seguida por dos de arenas sucias (naranja), luego una de lutita (gris) y finalmente dos de arenas limpias (amarillas) y en la figura de la derecha el pozo atraviesa cuatro celdas con bajo o ningún potencial (magenta y azul) finalmente atraviesa dos celdas con alto potencial (rojo).

De acuerdo con el modelo de porosidad, se observa que esta unidad exhibe en la mayoría del área valores menores al 10%, y en menor proporción zonas de porosidades mayores al 25%, especialmente hacia el noreste y sureste del área.

Por su parte, el modelo de permeabilidad exhibe los mínimos valores (menores a 1,83 Darcy) hacia el centro-este, el resto del área presenta valores mayores a 1,88 Darcy.

Al mismo tiempo, se puede observar que existe correspondencia entre las áreas de máximo potencial (zonas enmarcadas en la Figura 5.26) y las áreas de mayores valores de porosidad efectiva, ya que de acuerdo al modelo de permeabilidad siempre existen altos valores (Ver Figura 5.28).

En general, también se observa correspondencia entre las facies y la porosidad en zonas con pozos, sin embargo, esta condición no necesariamente se cumple en zonas donde no se tiene control de pozos.

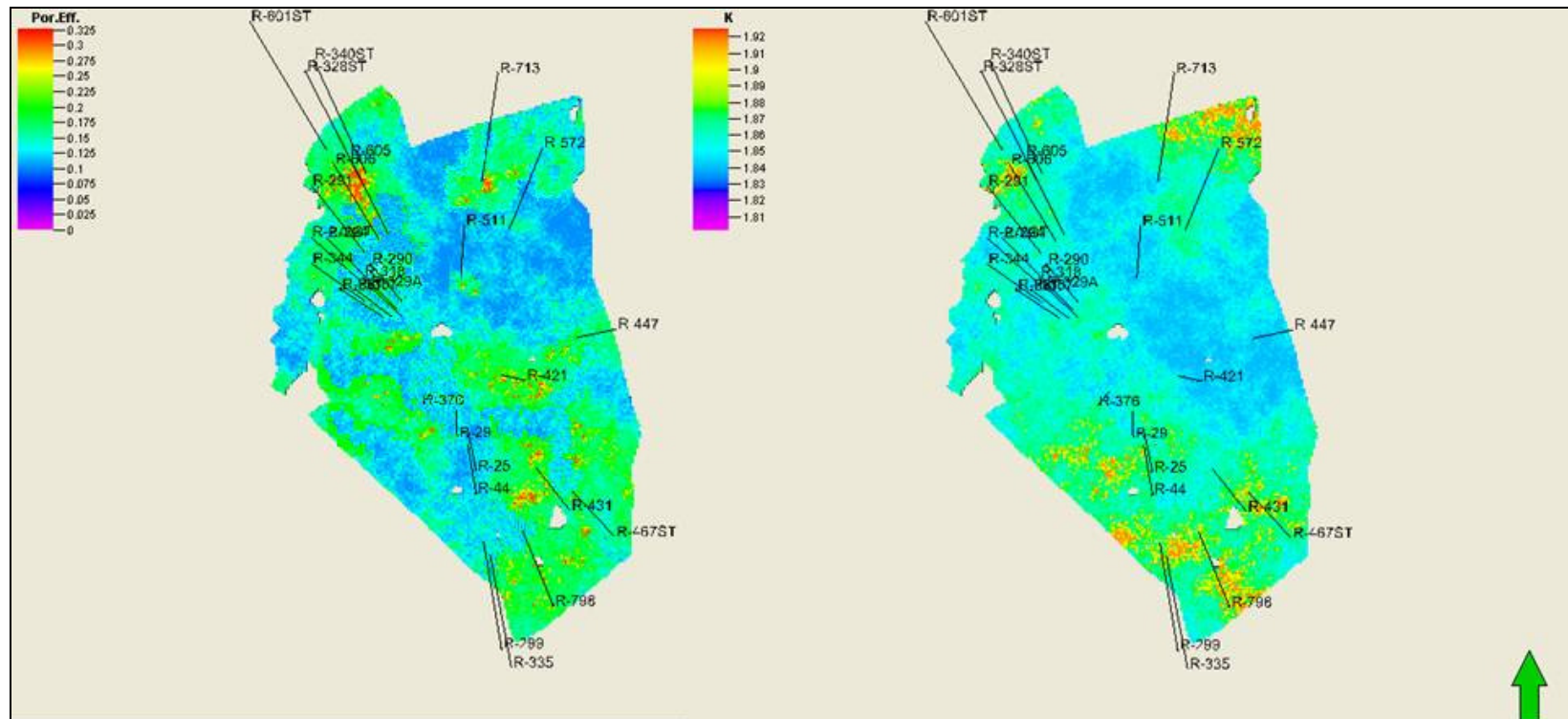


Figura 5.28: Modelos de porosidad y permeabilidad absoluta. A la izquierda se muestra el modelo de porosidad efectiva de la unidad operacional Santa Bárbara, creado a partir de registros de porosidad disponibles para el área. El color rojo, representa el valor más alto (32,5%) de porosidad efectiva y el color azul menores valores (menor a 10%). A la derecha se muestra el modelo de permeabilidad, creado a partir de correlaciones disponibles para el área. El color rojo representa el valor más alto de permeabilidad (1,92 Darcy) y el color azul los valores más bajos (menores 1,82 Darcy).

En el modelo de facies de la unidad operacional La Rosa Intermedia (RI), se puede apreciar el predominio de las facies lutíticas en toda el área, como componentes menores se tiene la presencia de la facies de arena limpia, las cuales presentan mayor extensión hacia el norte del área; también están presentes esporádicamente facies de arenas sucias.

Del modelo de *net to gross* se observa que la zona con mayor potencial como roca yacimiento (bajo contenido de arcilla y porosidad $\geq 5\%$), está ubicada hacia el noreste, donde se encuentran los pozos R-713ST y R-572ST, los cuales exhiben espesores mayores a los 135 pies, por otra parte, se aprecia que para el resto del área disminuye notablemente el potencial como roca reservorio, siendo este el comportamiento esperado, debido al alto contenido lutitas que presenta la unidad (Ver Figura 5.29).

En general, en las zonas donde existe control de pozos, se observa correspondencia entre los modelos de facies y *net to gross*, como es el caso de los pozos ubicados al noreste (enmarcados en la Figura 5.29), los cuales están caracterizados por la presencia de arenas limpias y poseen un alto potencial como rocas reservorio.

Mediante la visualización de un corte transversal del área, se realizó el control de calidad para verificar que se reprodujeron correctamente los datos de los pozos en los modelos de esta unidad operacional, además, en dicha sección se puede notar el dominio vertical de la facies lutítica (Ver Figura 5.30).

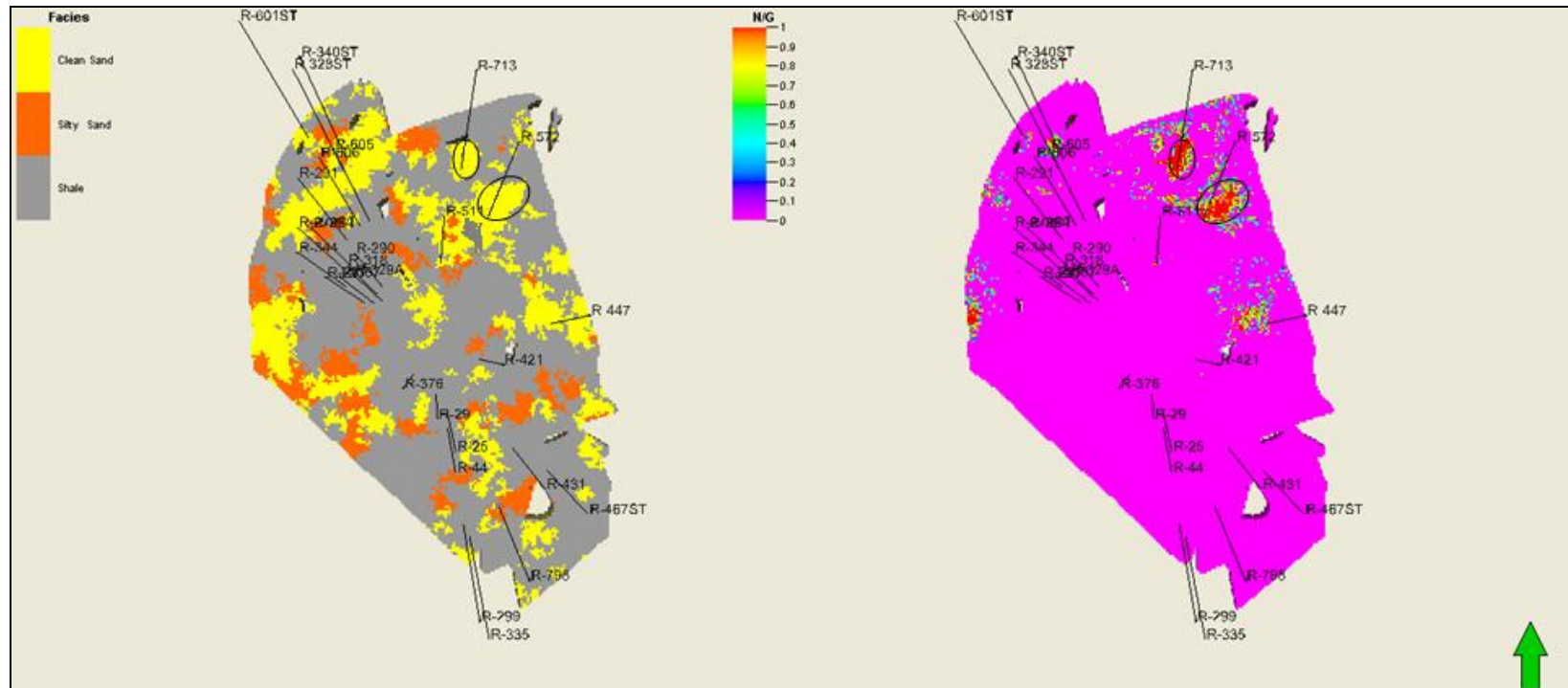


Figura 5.29: Modelos de facies y *net to gross*. A la izquierda se muestra el modelo de facies de la unidad operacional La Rosa Intermedia, mostrando la extensión areal de la facies lutíticas (color gris). El color amarillo representa la facies de arena limpia y el color naranja la de arena sucia. A la derecha se muestra el modelo de *net to gross*, creado a partir de la relación arena limpia, porosidad y espesor total. El color rojo (1) representa la mayor proporción de roca reservorio y el color magenta (0) representa la menor proporción de roca reservorio. Las áreas enmarcadas indican las zonas de mayores potenciales.

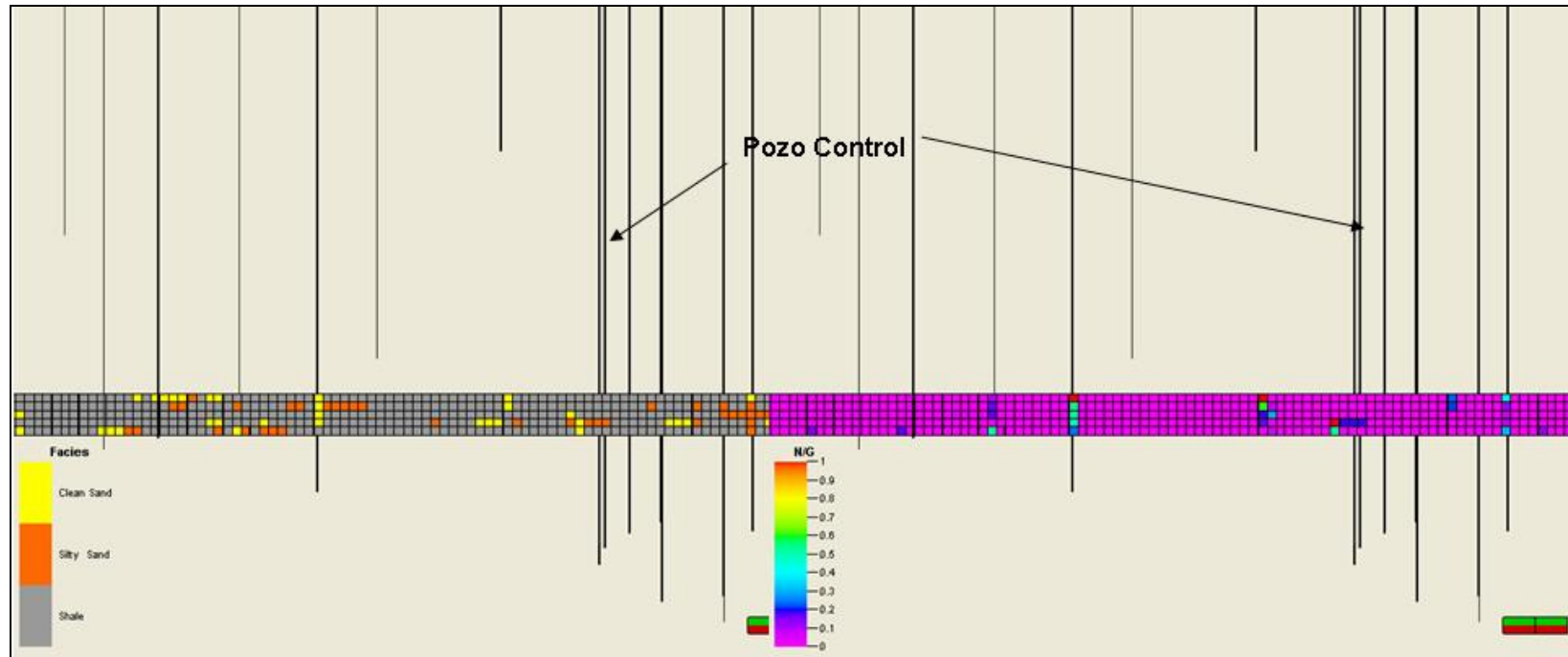


Figura 5.30: En la figura se muestra un corte transversal este-oeste de los modelos de facies y *net to gross* de la unidad operacional La Rosa Intermedia, donde se observa como se reproducen los datos del pozo R-329A, los cuales son coherentes en ambos modelos.

De acuerdo al modelo de porosidad, se observa que esta unidad exhibe hacia el este porosidades menores al 12%, llegando a ser cero en pequeñas zonas, y para el oeste porosidades de 20%.

Por su parte, el modelo de permeabilidad exhibe los mínimos valores de permeabilidad (menores a 1,8 Darcy) al centro este y unas pequeñas zonas al centro oeste y noreste, el resto del área exhibe porosidades mayores a 1,85 Darcy (Ver Figura 5.31).

En general, se puede observar que las áreas de mayor potencial como roca reservorio, enmarcadas en la Figura 5.29, se encuentran ubicadas en zonas de altos valores petrofísicos. Es importante destacar que se observan altos valores de porosidades hacia el oeste del área donde predominan las facies de lutitas, sin embargo, se puede notar que no existen pozos en esta área que comprueben realmente la facies dominante.

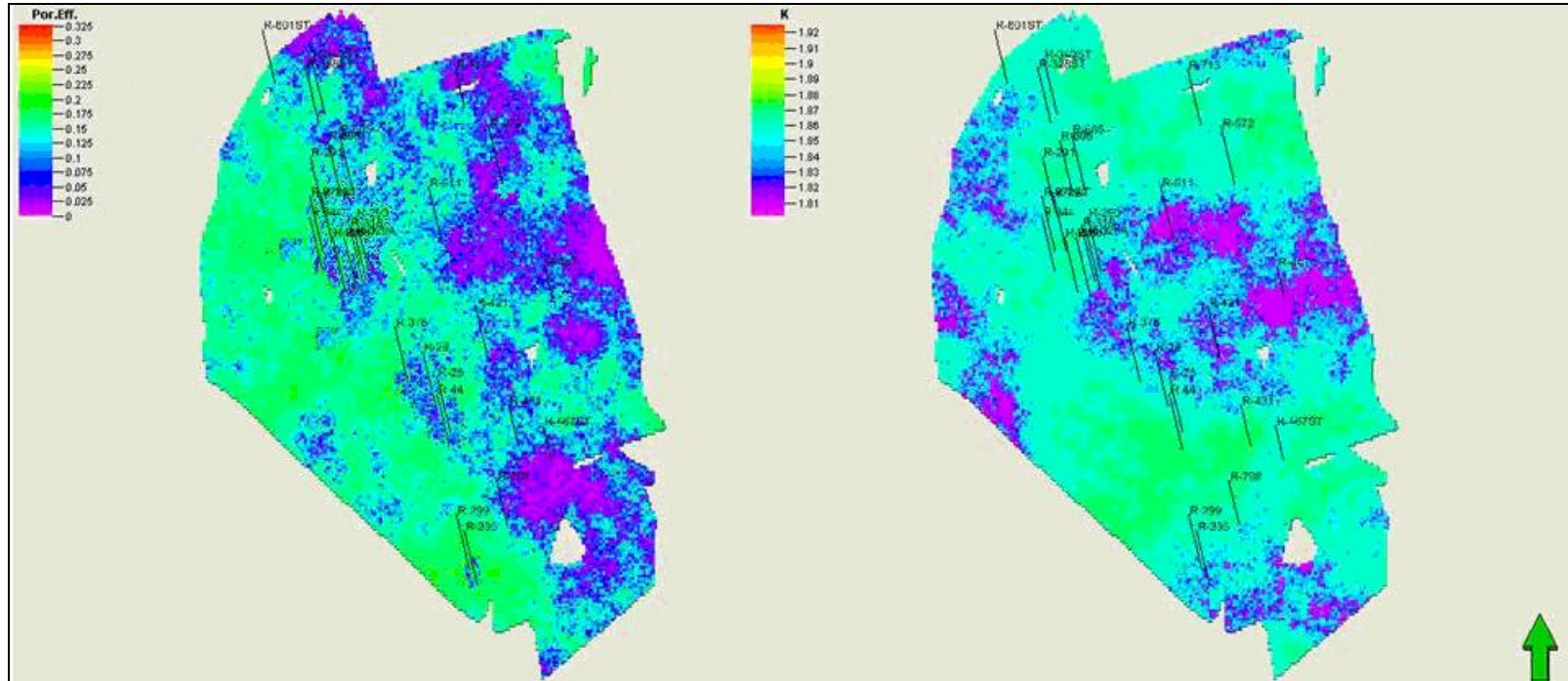


Figura 5.31: Modelos de porosidad y permeabilidad. A la izquierda se muestra el modelo de porosidad efectiva de La Rosa Intermedia, creado a partir de registros de porosidad disponibles para el área. El color verde representa el valor más alto (20%) de porosidad efectiva y el color magenta representa los menores valores (menor a 5%). A la derecha se muestra el modelo de permeabilidad, creado a partir de correlaciones disponibles para el área. El color verde representa el valor más alto de permeabilidad (1,85 Darcy) y el color magenta los valores más bajos (menores 1,81 Darcy).

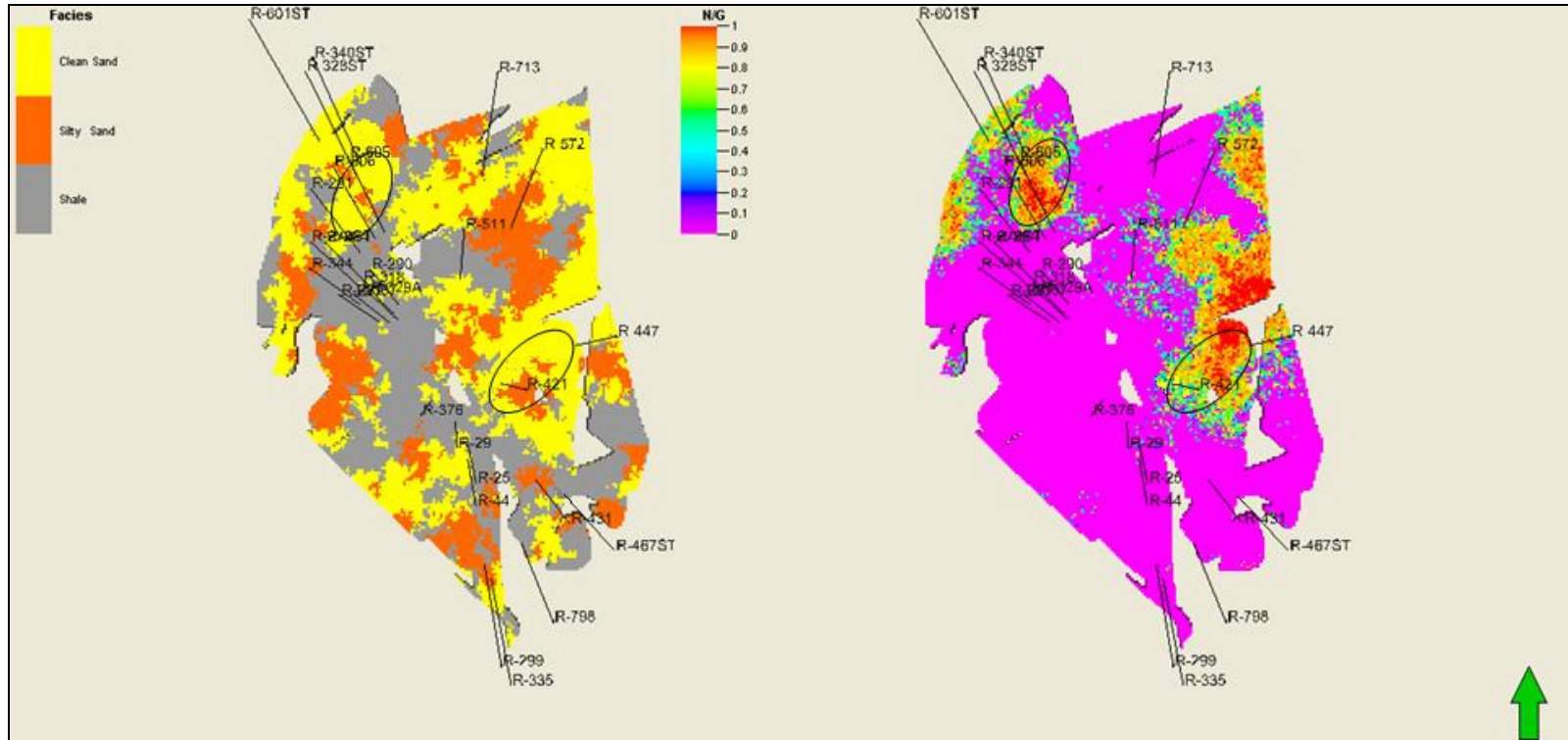
La unidad operacional La Rosa Superior (RS) exhibe un incremento en el desarrollo de la facies de arenas limpias con respecto a la unidad infrayacente, estas arenas presentan mayor extensión hacia el norte y sureste del área y están interrumpidas en toda el área por facies de lutitas y por facies de arenas sucias, las cuales se presentan en menor proporción.

En el modelo de *net to gross* se observan aquellas zonas con mayor potencial como rocas yacimientos (bajo contenido de arcilla y porosidad $\geq 5\%$), las cuales están ubicadas hacia el norte y sureste del área, mientras que las zonas con menores cualidades (alto contenido de arcillas y arenas sucias) se encuentran distribuidas en el resto del área (Ver Figura 5.32).

En general, se observa correspondencia entre los modelos de facies y *net to gross*. La zona norte del área (enmarcada en la Figura 5.32), donde se ubican los pozos R-340ST, R-328ST y R-605ST los cuales poseen los mayores espesores de la unidad (120 pies), están localizados en zonas de arenas limpias y poseen alto *net to gross*; también existe correspondencia en la zona sureste (enmarcada), donde se localizan los pozos R-421ST y R-427ST los cuales están ubicados en zonas de arenas limpias y poseen alto *net to gross*. Igualmente, ocurre con pozos localizados en zonas de lutitas, como son los pozos R-329 A, R-344ST y R-318ST los cuales no poseen potencial como roca reservorio.

Sin embargo, también se puede observar hacia el suroeste del área que en el mapa de facies se presenta una zona de arenas limpias que no muestra potencial como roca reservorio de acuerdo con el modelo *net to gross*. Tal como se ha expresado anteriormente, se pueden presentar inconsistencias en zonas donde no se tiene control de pozos.

Se realizó un control de calidad para comprobar que estas situaciones se dan por falta de información y no por malos ajustes del método geoestadístico utilizado en la construcción de los modelos, de manera que se verificó a través de un corte transversal de la unidad operacional el comportamiento de los pozos (Ver Figura 5.33).



111

Figura 5.32: Modelos de facies y *net to gross*. A la izquierda se observa el modelo de facies de unidad operacional La Rosa Superior, representando los cuerpos de arena con buena continuidad hacia el norte y sureste del área. El color amarillo representa la facies de arena limpia, el color naranja la de arena sucia y el color gris la de lutitas. A la derecha se observa el modelo de *net to gross*, creado a partir de la relación arena limpia, porosidad y espesor total. El color rojo (1) representa la mayor proporción de roca reservorio y el color magenta (0) representa la menor proporción de roca reservorio. Para ambas figuras los círculos negros indican las áreas de mayores valores y en el caso del área norte coincide con la ubicación de los mayores espesores de esta unidad.

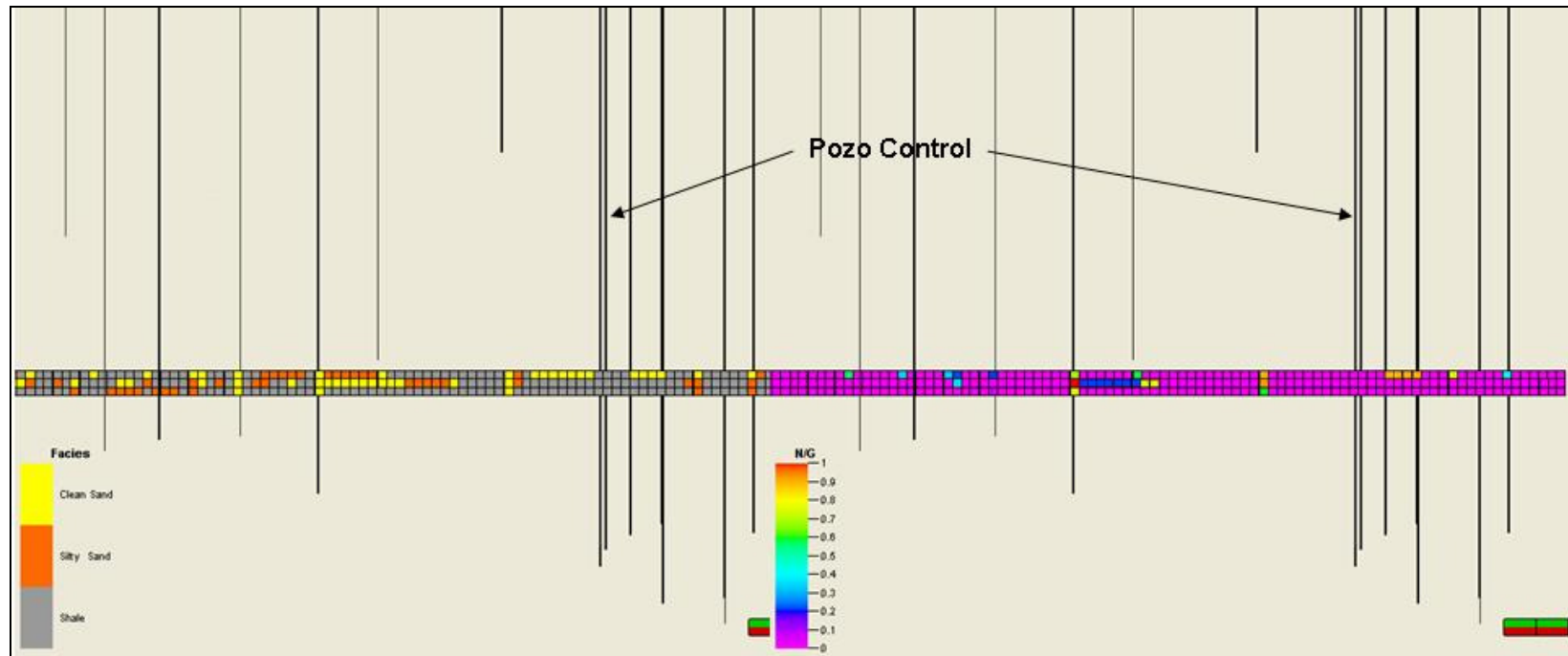


Figura 5.33: Corte transversal este-oeste. En la figura se muestra un corte transversal este-oeste de los modelos de facies y *net to gross* de la unidad operacional La Rosa Superior, donde se observa como se reproducen los datos del pozo R-329A, los cuales son coherentes en ambos modelos.

De acuerdo al modelo de porosidad, se observa que esta unidad presenta los máximos valores (mayor a 30%) hacia la zona noreste, noroeste y centro este del área, igualmente se puede notar bajas porosidades (menor al 5%) hacia el resto del área.

Por su parte, el modelo de permeabilidad presenta valores altos (1,92 Darcy) hacia el centro este del área, el resto de la zona de estudio posee permeabilidades menores a 1,85 Darcy con la presencia esporádica de pequeñas zonas de permeabilidades de 1,9 Darcy (Ver Figura 5.34).

Igualmente se puede observar que las áreas de mayores potenciales, enmarcadas en la Figura 5.32, se encuentran ubicadas en el modelo de porosidad efectiva en zonas de altos valores, lo mismo se puede decir del modelo de permeabilidad, ya que como ha sido comentado anteriormente esta propiedad resulta ser elevada en todas las unidades operacionales.

En general se nota correspondencia entre las facies y la porosidad efectiva en las zonas que poseen pozos, sin embargo, hacia el oeste se notan áreas de lutitas con altos valores de porosidad, lo cual puede ser atribuido a la falta de información que existe.

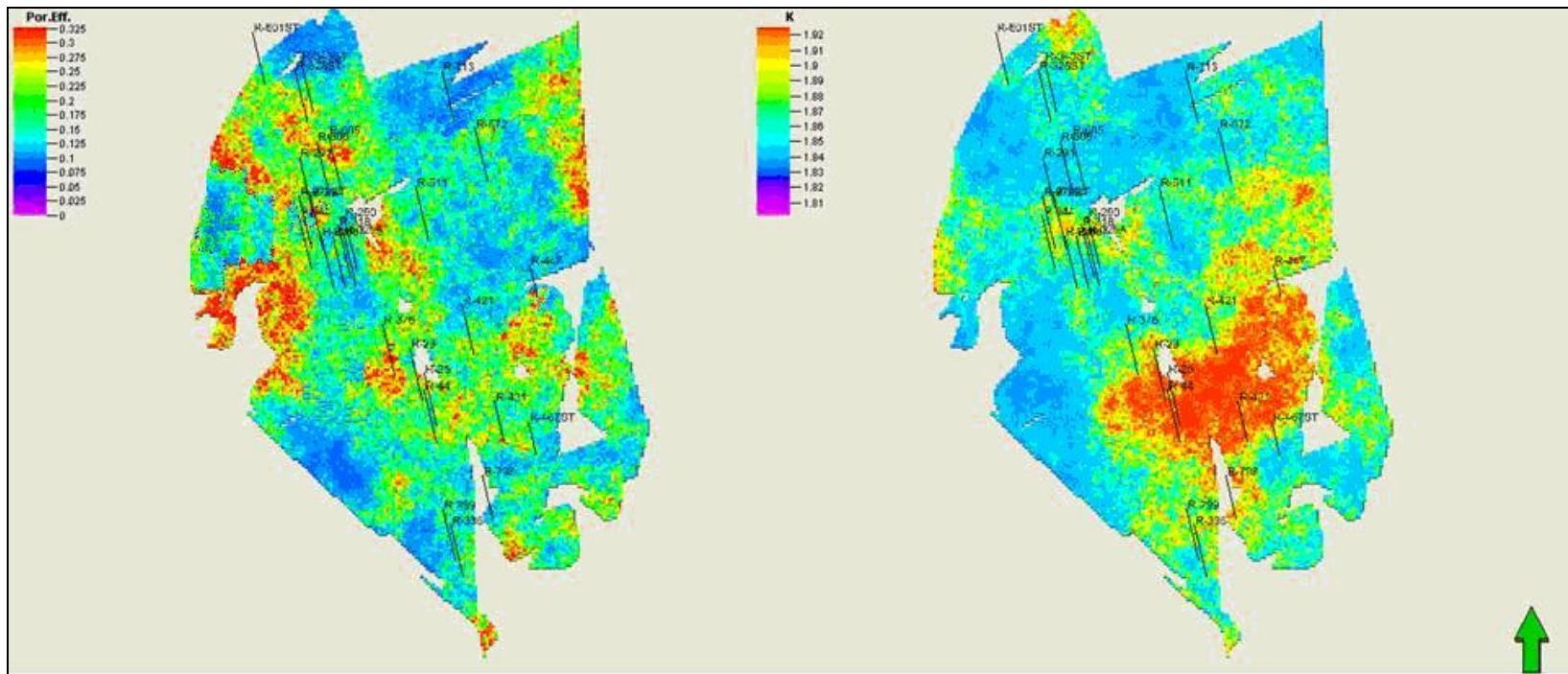


Figura 5.34: Modelos de porosidad y permeabilidad. A la izquierda se observa el modelo de porosidad efectiva de la unidad operacional La Rosa Superior, creado a partir de registros de porosidad disponibles para el área. El color rojo (32%) representa el valor más alto de porosidad efectiva y el color azul (menor a 5%) representa los menores. A la derecha se observa el modelo de permeabilidad, creado a partir de correlaciones disponibles para el área. El color rojo (1,92 Darcy) representa el valor más alto de permeabilidad y el color azul (valores menores a 1,85 Darcy) representa el menor valor.

5.2.2.3 Formación Lagunillas

De la Formación Lagunillas presente en el área de estudio serán descritas las unidades operacionales pertenecientes al miembro informal Lagunillas Inferior y el Miembro Ojeda.

5.2.2.3.1 Miembro informal Lagunillas Inferior

Para describir el comportamiento del miembro informal Lagunillas Inferior se ha construido un modelo de facies y uno petrofísico por cada una de las unidades operacionales pertenecientes a este miembro, las cuales en orden estratigráfico ascendente son: Arena Cabimas (LLC), Arena La Salina (LLA), Arena Inferior (LLG), Lutita Intermedia (LLI) y Arena Superior (LLS).

En el modelo de facies elaborado para la unidad operacional Arena Cabimas (LLC), se puede apreciar un predominio de la facies de arenas limpias, las cuales presentan mayor continuidad hacia este del área, estas facies llegan a ser interrumpidas en mayor proporción por parches de lutitas y en menor proporción por parches de arenas sucias (Ver Figura 5.35).

De acuerdo al modelo de *net to gross*, se puede apreciar que el área posee mayor potencial hacia el este, existiendo pequeñas zonas con alto potencial hacia el centro, oeste y sureste, y zonas sin potencial preferencialmente hacia el centro oeste y sur oeste.

En líneas generales existe correspondencia entre las áreas enmarcadas para ambos modelos, ya que en la zona centro este (enmarcada), caracterizada por gran extensión de arenas limpias y donde se ubica el pozo R-421ST, el cual posee el mayor espesor que presenta esta unidad (50 pies), es observada en el modelo de *net to gross* como la zona de mayor extensión de elevado potencial, otra zona enmarcada (noreste) es la que corresponde a áreas de arenas limpias donde se ubican los pozos R-511ST, R-572ST y R-713ST los cuales poseen alto *net to gross* (Ver Figura 5.35).

A pesar de la correspondencia de ambos modelos en zonas donde se tiene control de pozos, la misma se pierde en zonas donde no hay información real, como se ha observado en los modelos descritos anteriormente para otras unidades operacionales, ya que se pueden apreciar zonas donde predominan las arenas limpias y alta porosidad pero no muestran potencial como roca reservorio, lo cual puede ser atribuido a la falta de información mencionada, es por ello que se verificó a través de un corte transversal de la unidad el comportamiento de los pozos, además se observó la distribución vertical de las facies en toda la unidad operacional, donde se puede apreciar cuerpos de arenas con parches de lutitas y arenas sucias (Ver Figura 5.36).

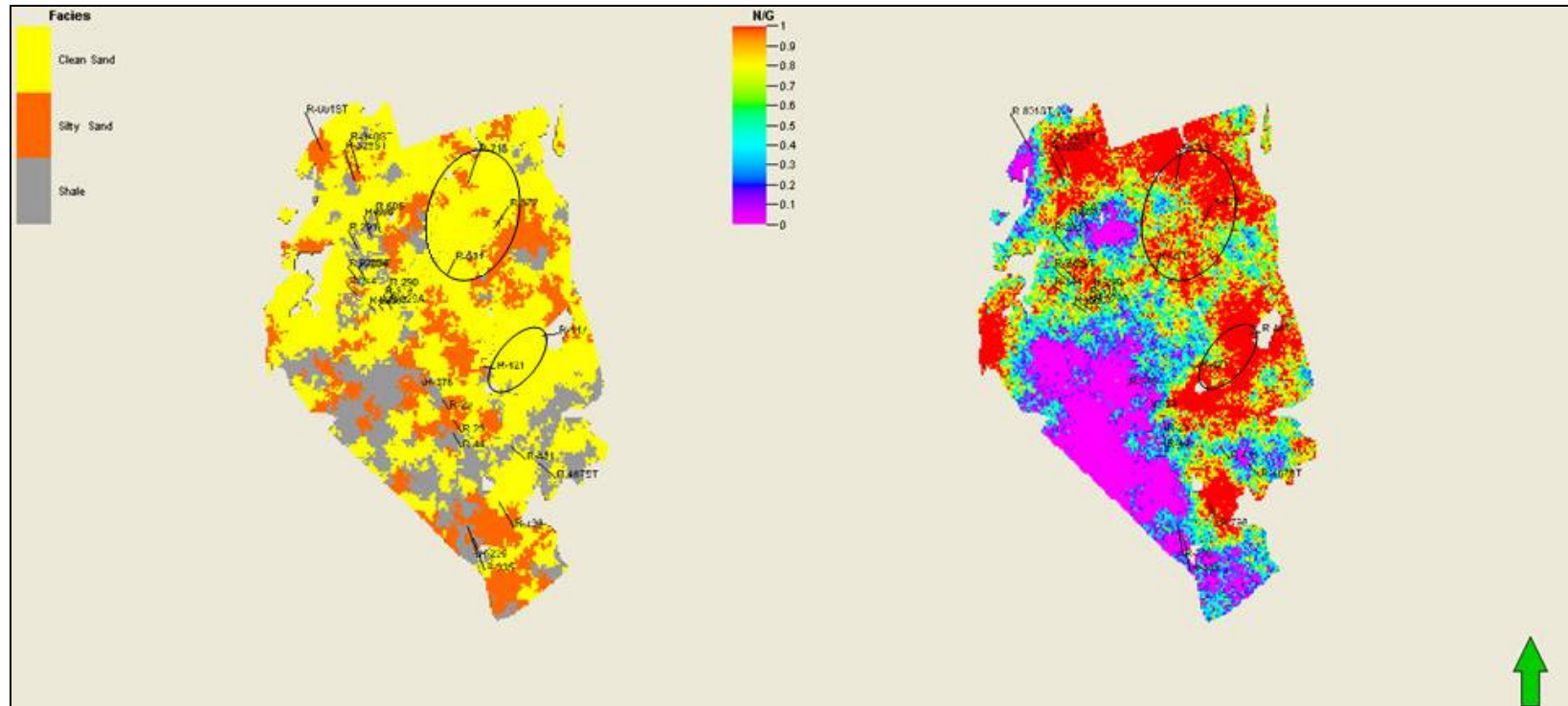


Figura 5.35: Modelos de facies y *net to gross*. A la izquierda se observa el modelo de facies de unidad operacional Arena Cabimas, representando los cuerpos de arena limpia con mayor extensión areal hacia el este del área. El color amarillo representa la facies de arena limpia, el color naranja la de arena sucia y el color gris la de lutitas. A la derecha se observa el modelo de *net to gross*, creado a partir de la relación arena limpia, porosidad y espesor total. El color rojo (1) representa la mayor proporción de arena limpia y porosidades mayores a 5% (roca reservorio), y el color magenta (0) representa la menor proporción de arena limpia y bajas porosidades (roca no reservorio). Para ambas figuras las zonas enmarcadas indican las áreas de mejores propiedades.

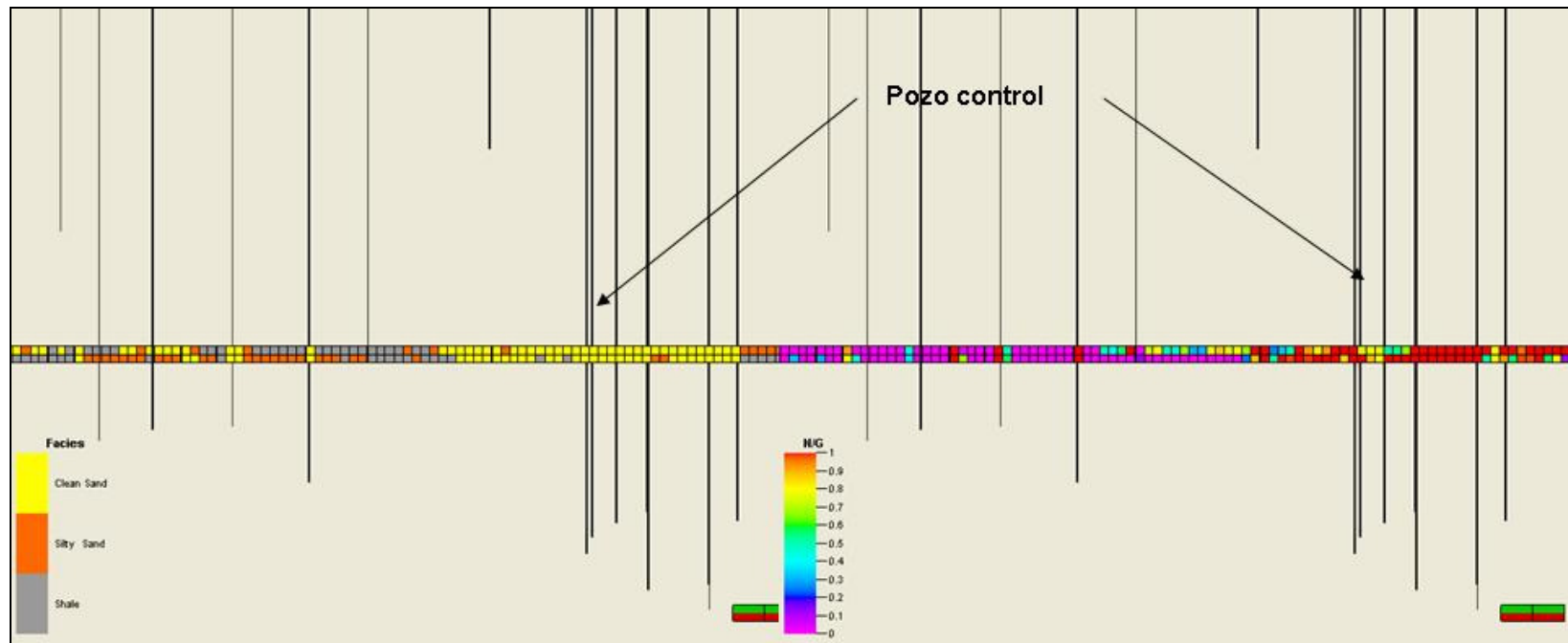


Figura 5.36: Corte transversal este-oeste. En la figura se muestra un corte transversal este-oeste de los modelos de facies y *net to gross* de la unidad operacional Arena Cabimas, donde se observa como se reproducen los datos del pozo R-329A, los cuales son coherentes en ambos modelos. En la figura de la izquierda se ve que el pozo atraviesa dos celdas con arenas limpias (color amarillo) y en la figura de la derecha el pozo atraviesa una celda con potencial de 80%(color amarillo) y la otra 100% potencial (color rojo).

De acuerdo al modelo de porosidad, se observa que esta unidad presenta valores mayores al 30% en casi toda el área, las cuales llegan a ser interrumpidas por zonas con porosidades menores al 12%, preferencialmente hacia el oeste y en una pequeña zona al noreste del área.

Por su parte, el modelo de permeabilidad exhibe, como en el resto de las unidades operacionales, un comportamiento elevado. De acuerdo al modelo, esta propiedad exhibe los menores valores (1,8 Darcy) hacia el noreste, centro y oeste del área; los máximos valores (mayores a 1,92 Darcy) se ubican hacia el norte y sur (Ver Figura 5.37).

Además, se puede observar que las áreas de mayores potenciales (zonas enmarcadas en la Figura 5.35), se encuentran ubicadas en los modelos petrofísicos en áreas de altos valores.

Se nota correspondencia entra las facies y la porosidad efectiva en las zonas que poseen pozos, pero hacia el oeste (no existen pozos) existen áreas de lutitas con altos valores de porosidad.

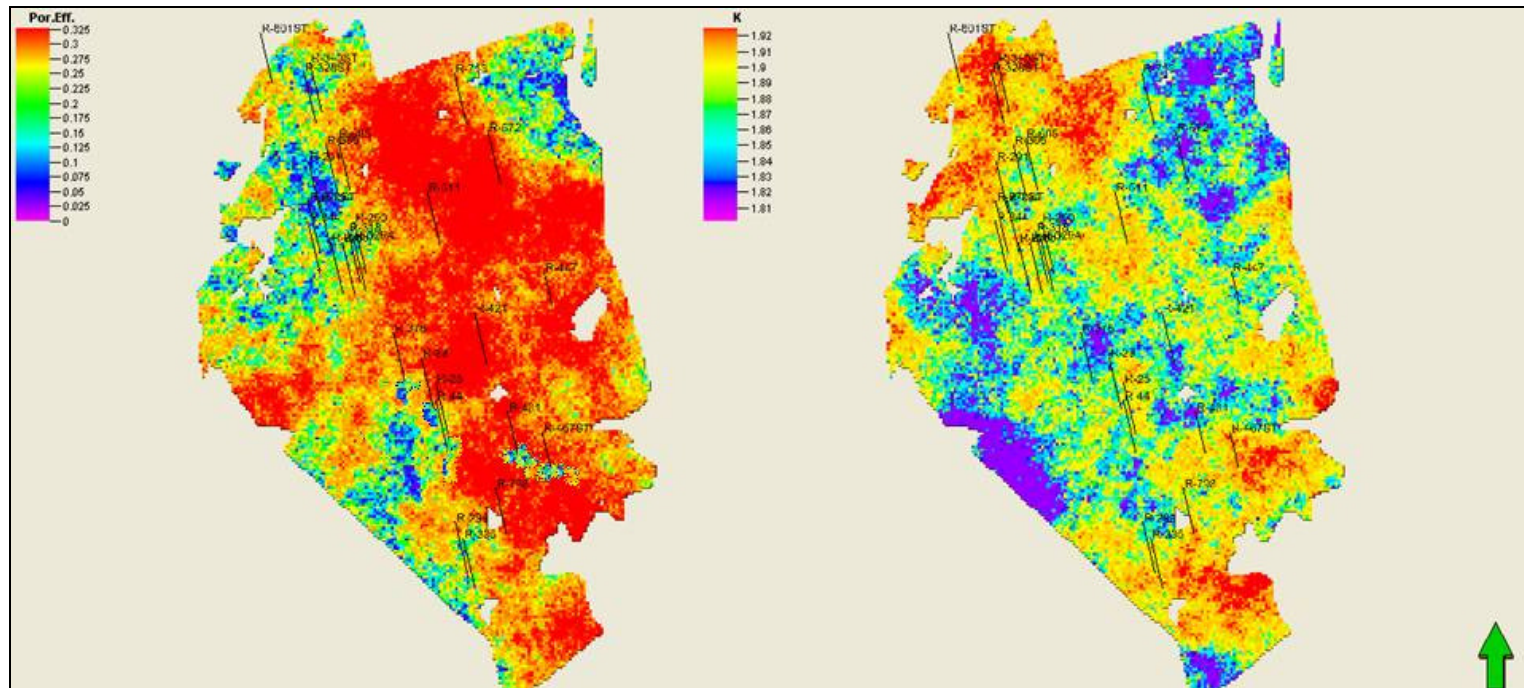


Figura 5.37: Modelos de porosidad y permeabilidad. La figura de la izquierda muestra el modelo de porosidad efectiva de la unidad operacional Arena Cabimas, creado a partir de registros de porosidad disponibles para el área. El color rojo representa el valor más alto (32%) de porosidad efectiva y el color azul representa los menores valores (menor a 10%). La figura de la derecha muestra el modelo de permeabilidad, creado a partir de correlaciones disponibles para el área. El color rojo representa el valor más alto de permeabilidad (1,92 Darcy) y el color azul los valores más bajos (menores 1,82 Darcy).

En el modelo de facies construido para la Arena La salina (LLA) se puede apreciar gran extensión areal de los cuerpos de arenas limpias en toda el área, con mayor proporción hacia el este. En menor proporción se observa las facies de lutitas y de arena sucia (Ver Figura 5.38).

Del modelo de *net to gross* se observan aquellas zonas con mayor potencial como rocas yacimientos (bajo contenido de arcilla y porosidad $\geq 5\%$), las cuales están ubicadas en mayor proporción hacia el este y centro del área, por otra parte, se aprecia que existen zonas sin potencial como roca reservorio (especialmente hacia el oeste), las cuales presentan bajas porosidades de acuerdo con el modelo de porosidad, sin embargo, no se dispone en estas áreas de información proveniente de pozos.

En general, se puede apreciar que existe buena correspondencia entre zonas con control de pozos que presentan facies de arenas limpias y alto *net to gross* (áreas enmarcadas en la Figura 5.38). Hacia el centro oeste, los pozos R-329 A, R-318ST y R-344ST están ubicados en zonas de arenas limpias, exhiben espesores mayores a 50 pies y poseen alto potencial; otra zona enmarcada en la figura (este) es la que incluye el pozo R-447ST, y finalmente, la zona centro sur (enmarcada en la figura) donde se ubican los pozos R-316ST, R-25ST, R-44ST y R-29ST, este último posee el mayor espesor de esta unidad (100pies). Igual analogía puede hacerse con los pozos ubicados en zonas de lutitas, lo cuales no presentan potencial como roca reservorio de acuerdo con el modelo de *net to gross*.

Se realizó un control de calidad para verificar que los ajustes del método geoestadístico utilizado en la construcción de los modelos reprodujeron el comportamiento real de los pozos, de manera que se revisó a través de una sección transversal el comportamiento de las facies y *net to gross*, también se observó que esta unidad presenta mayor proporción de arenas limpias sobre las arenas sucias y las lutitas (Ver Figura 5.39).

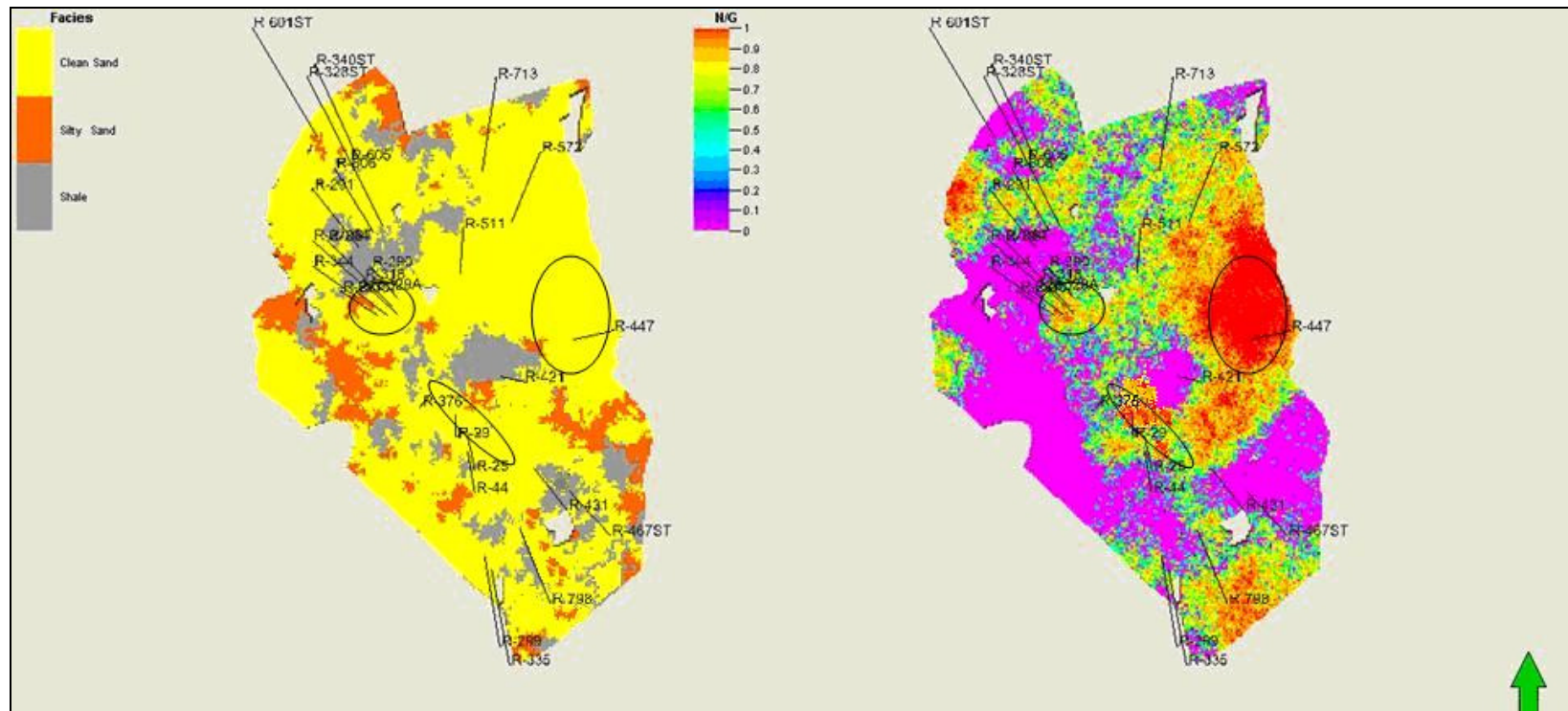


Figura 5.38: Modelos de facies y *net to gross*. A la izquierda se observa el modelo de facies de unidad operacional Arena La Salina, representando los cuerpos de arena limpia con buena continuidad hacia el este del área. El color amarillo representa la facies de arena limpia, el color naranja la de arena sucia y el color gris la de lutitas. A la derecha se observa el modelo de *net to gross*, creado a partir de la relación arena limpia, porosidad y espesor total. El color rojo (1) representa la mayor proporción de arena limpia y porosidades mayores a 5% (roca reservorio), y el color magenta (0) representa la menor proporción de arena limpia y porosidades bajas (roca no reservorio). Para ambas figuras las zonas enmarcadas representan las áreas con mayores valores en las propiedades, en el caso de la zona sur coincide además con el área de mayores espesores de la unidad.

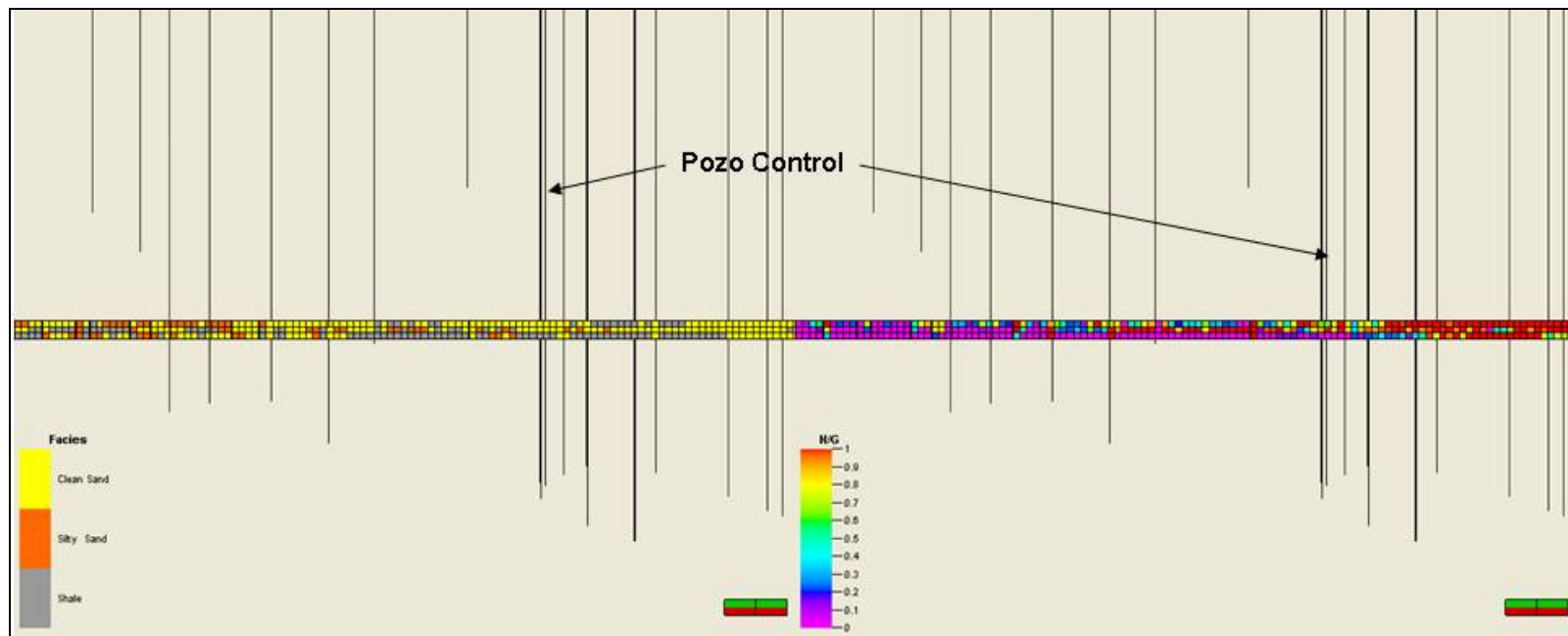


Figura 5.39: Corte transversal. En la figura se muestra un corte transversal este-oeste de los modelos de facies y *net to gross* de la unidad operacional Arena La Salina, donde se observa como se reproducen los datos del pozo R-329A, los cuales son coherentes en ambos modelos.

De acuerdo al modelo de porosidad efectiva, se observa que esta unidad presenta valores mínimos (2%), ubicados en pequeñas zonas al norte y oeste del área y presenta valores máximos de 35%, en extensas áreas con predominio hacia el sur.

Por su parte, el modelo de permeabilidad exhibe los máximos valores de permeabilidad (1,92 Darcy) en mayor extensión hacia el noreste y suroeste; el resto del área posee permeabilidades por debajo a los 1,85 Darcy, llegando a ser inferior a los 1,8 Darcy al centro del área donde se ubican los pozos R-329 A, R-318ST y R-344ST (Ver Figura 5.40).

Se aprecia que las áreas de mayor potencial como roca reservorio, enmarcadas en la Figura 5.38, están ubicadas en áreas de alta porosidad efectiva. Es importante destacar que la permeabilidad resulta ser alta en todo el área, independientemente de la porosidad efectiva o de la facies dominante. Igualmente se observa correspondencia en áreas con pozos para los modelos de facies y de porosidad efectiva, llegando a perderse esta correspondencia en algunas zonas donde no se tiene control de pozos, preferencialmente hacia el oeste.

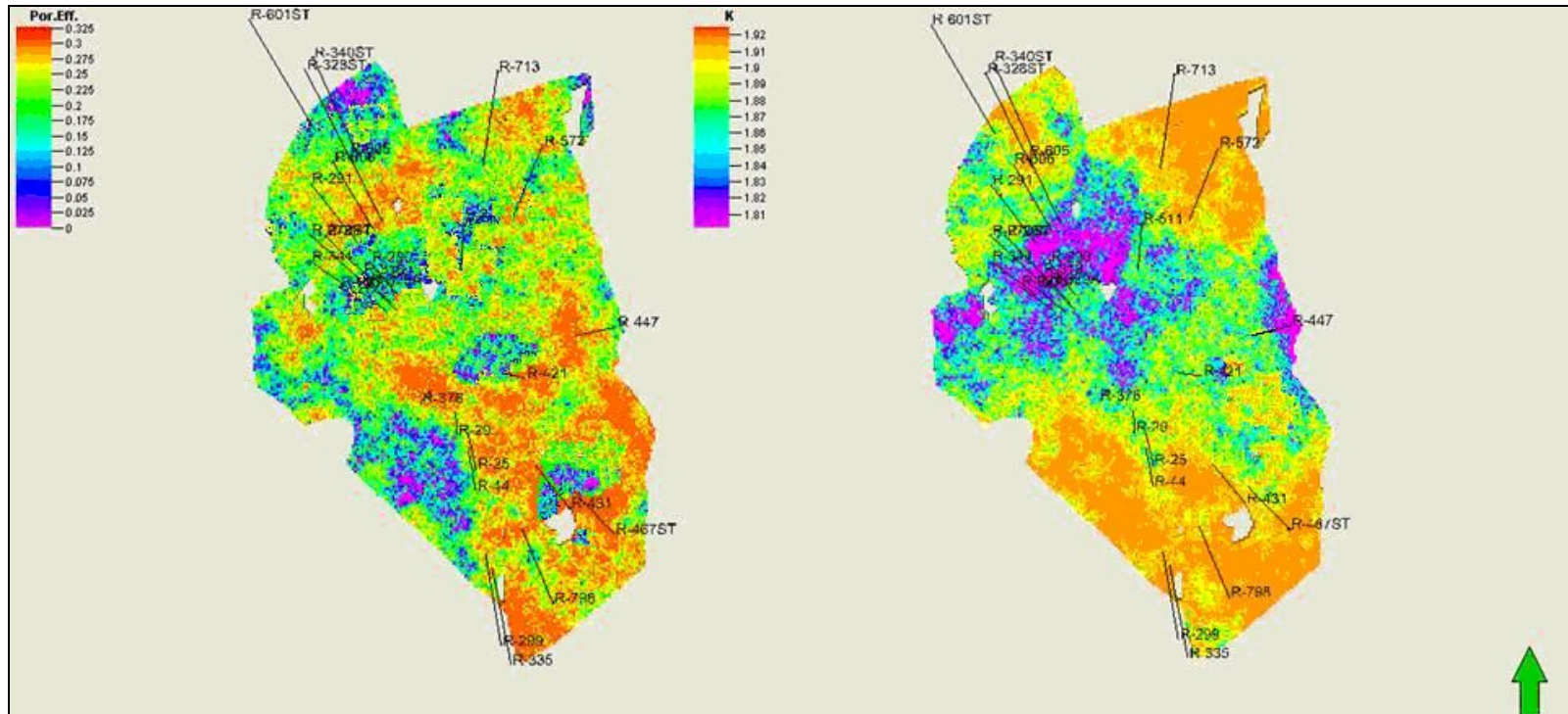


Figura 5.40: Modelos de porosidad y permeabilidad. La figura de la izquierda muestra el modelo de porosidad efectiva de la unidad operacional Arena la Salina, creado a partir de registros de porosidad disponibles para el área. El color naranja representa el valor más alto (32%) de porosidad efectiva y el color magenta representa los menores valores (menor a 2%). La figura de la derecha muestra el modelo de permeabilidad, creado a partir de correlaciones disponibles para el área. El color naranja representa el valor más alto de permeabilidad (1,92 Darcy) y el color magenta los valores más bajos (menores 1,8 Darcy).

En el modelo de facies elaborado para La Arena Inferior (LLG) se puede apreciar la extensión de los cuerpos de arenas limpias en toda el área, con mayor proporción hacia el noreste, como componentes minoritarios se observan las facies de lutitas y arena sucia (Ver Figura 5.41).

La zona noreste (enmarcada en la Figura 5.41), caracterizada por exhibir un dominio de la facies de arena limpia, incluye los pozos R-511ST, R-572 y R-713ST, los cuales poseen espesores mayores a los 120 pies, igualmente ocurre con la zona centro este (enmarcada) donde se ubican los pozos R-421ST y R-447ST, los cuales están en áreas donde predominan las arenas limpias y tienen espesores de mas de 100 pies.

Del modelo de *net to gross* se observa que solamente la zona norte, con excepción del área donde se encuentra el pozo R-601ST (valor igual a cero), una pequeña zona al noreste, y la zona centro este poseen potencial como roca reservorio (Ver Figura 5.41).

En las zonas donde se tiene control de pozos se puede apreciar correspondencia de ambos modelos, tal como se indica en las áreas enmarcadas en la Figura 5.41, sin embargo, en zonas que no poseen pozos (no hay información) existen áreas de arenas limpias y alta porosidad que no poseen potencial como rocas reservorio. Para verificar estas situaciones se realizó el control de calidad, en la Figura 5.42 se presenta un corte transversal de la unidad para ambos modelos, donde se observa el predominio de las arenas limpias e intercalaciones de lutitas y arenas sucias.

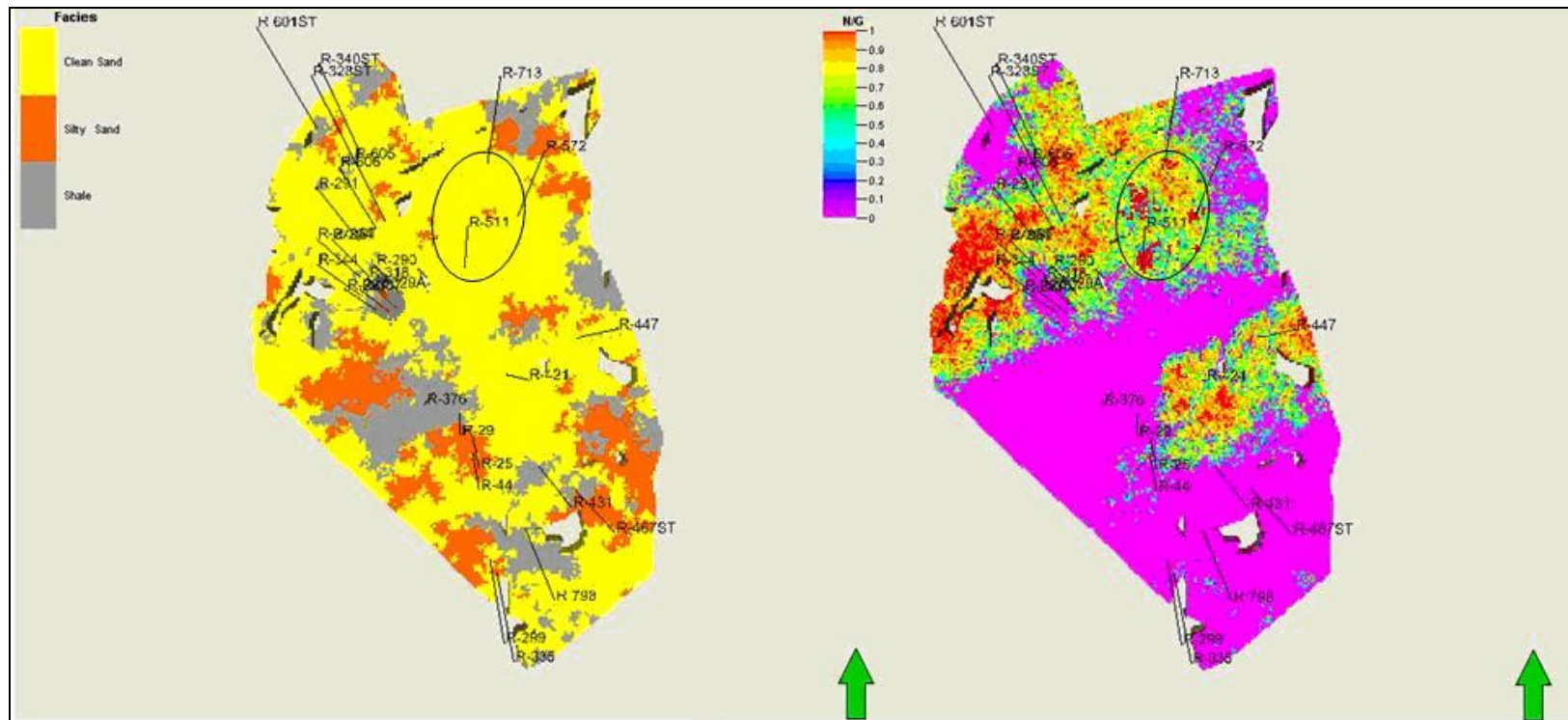


Figura 5.41: Modelos de facies y *net to gross*. A la izquierda se observa el modelo de facies de la unidad operacional Arena Inferior, representando los cuerpos de arena con buena continuidad hacia el norte del área. El color amarillo representa la facies de arena limpia, el color naranja la de arena sucia y el color gris la de lutitas. A la derecha se observa el modelo de *net to gross*, creado a partir de la relación arena limpia, porosidad y espesor total. El color rojo (1) representa la mayor proporción de arena limpia y porosidades mayores a 5% (roca reservorio), y el color magenta (0) representa la menor proporción de arena limpia y valores bajos de porosidad (roca no reservorio). Las áreas enmarcadas para ambas figuras indican las zonas con mayores valores en las propiedades, en este caso coinciden con las áreas de mayores espesores de la unidad.

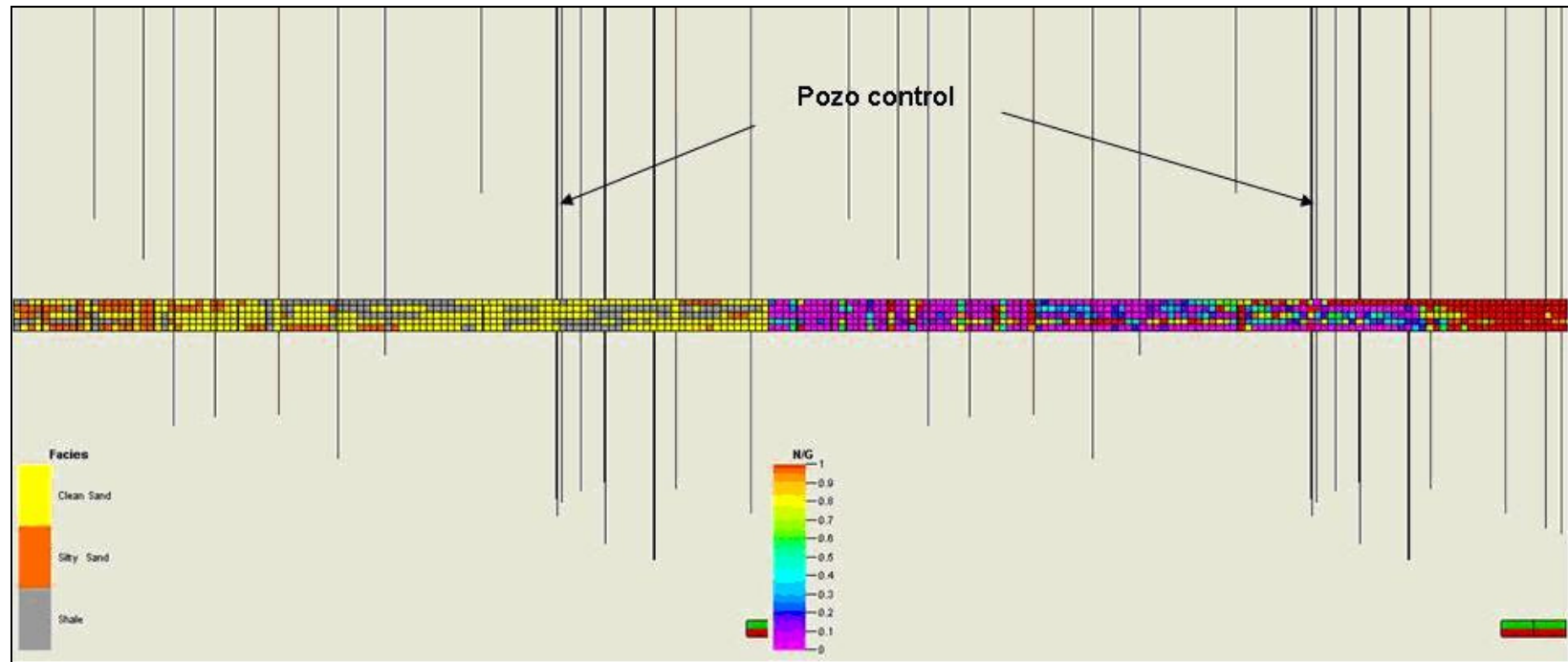


Figura 5.42: Corte transversal. La figura se muestra un corte transversal este-oeste de los modelos de facies y *net to gross* de la unidad operacional Arena Inferior, donde se observa como se reproducen los datos del pozo R-329A, los cuales son coherentes en ambos modelos. En la figura de la izquierda se ve que el pozo atraviesa una celda de lutitas (gris) luego dos celdas con arenas limpias (amarillo) seguidas de dos celdas de lutitas (gris) y en la figura de la derecha el pozo atraviesa una celda sin potencial (magenta), luego dos celdas de alto potencial (rojo y azul) y luego dos sin potencial (magenta).

De acuerdo al modelo de porosidad efectiva, se observa que esta unidad presenta un máximo valor de 28% en el noreste y suroeste, exhibiendo zonas con valores menores al 5 % hacia el sureste, centro este y centro oeste, que corresponden con la ubicación de los pozos R-344ST, R-318ST y 329 A, los cuales de acuerdo con el modelo de *net to gross* no presentan potencial como rocas reservorio (Ver Figura 5.43).

Por su parte, el modelo de permeabilidad exhibe valores máximos (1,9 Darcy) desde el centro hacia el sur del área y valores menores a 1,8 Darcy hacia el noroeste del área.

Se puede notar que las zonas con mayor potencial como roca reservorio (enmarcadas en la Figura 5.41) coinciden con las zonas de mejores propiedades petrofísicas, y en general se observa buena correspondencia entre ambos modelos (facies y porosidad efectiva).

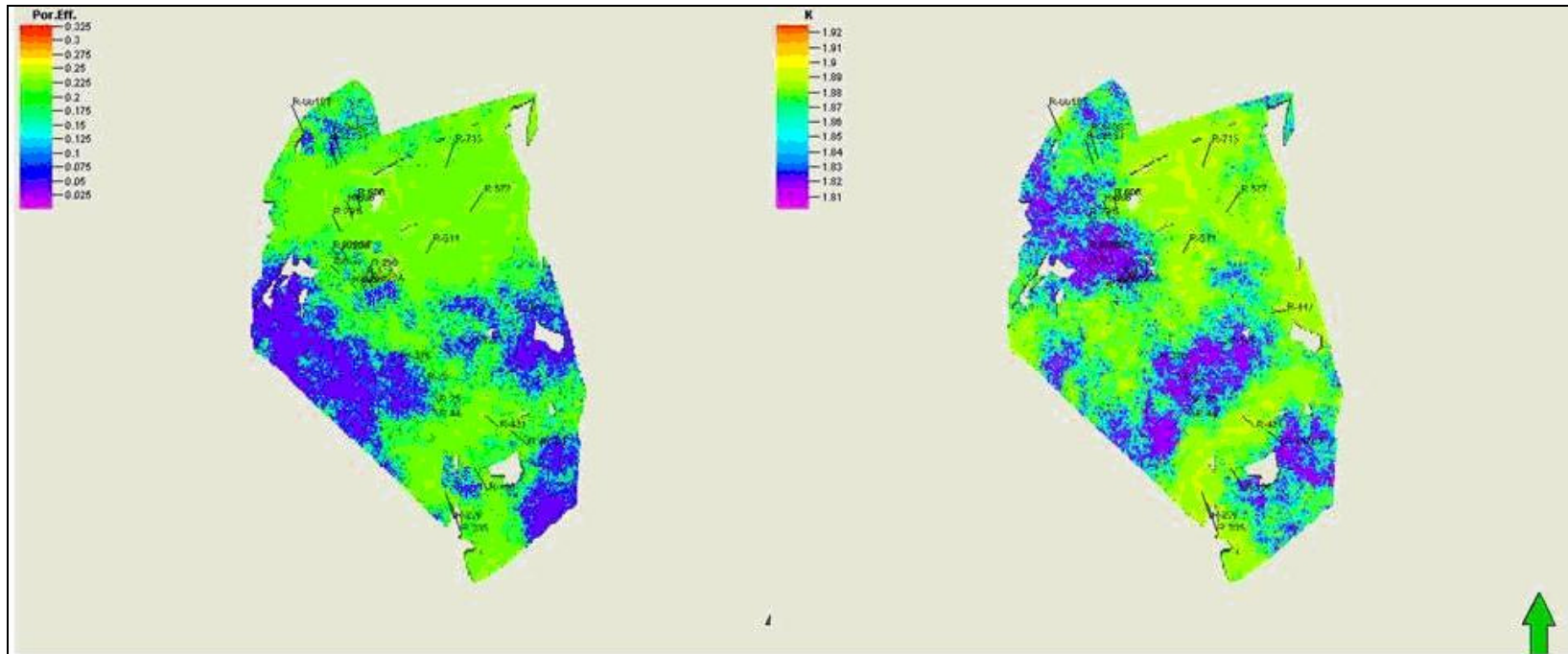


Figura 5.43: Modelos de porosidad y permeabilidad. La figura de la izquierda muestra el modelo de porosidad efectiva de la unidad operacional Arena Inferior, creado a partir de registros de porosidad disponibles para el área. El color verde representa el valor más alto (28%) de porosidad efectiva y el color azul representa los menores valores (menor a 5%). La figura de la derecha muestra el modelo de permeabilidad, creado a partir de correlaciones disponibles para el área. El color verde representa el valor más alto de permeabilidad (1,9 Darcy) y el color azul los valores más bajos (1,8 Darcy). Para ambas figuras.

En el modelo de facies elaborado para la unidad Lutita Intermedia (LLI) se puede apreciar gran extensión de las facies lutíticas, localizadas en mayor proporción hacia el centro norte, también están presentes facies de arenas limpias y parches de arenas sucias.

La zona centro noroeste (enmarcada), caracterizada por presentar la facies de arena limpia, coincide con la ubicación del pozo R-344ST el cual posee el máximo espesor establecido para esta unidad (70 pies). Esta área coincide además, con los mayores valores observados en el mapa *net to gross* (Ver Figura 5.44)

Del modelo de *net to gross* se observa que la zona centro oeste es la de mayor potencial como roca yacimiento (bajo contenido de arcilla y porosidad $\geq 5\%$), y al sur del área también se presenta una pequeña zona con alto potencial, en la cual predomina la facies de arena limpia. Por otra parte, se aprecia que la mayoría del área carece de potencial como reservorio, debido al alto contenido de lutitas y arenas sucias que presenta la unidad.

En general se observa que existe correspondencia entre las zonas enmarcadas para ambos modelos, sin embargo, se realizó el control de calidad para verificar que se estén reproduciendo fielmente los datos de los pozos, esto mediante la observación del comportamiento de los pozos en forma vertical a través de una sección transversal del área. En esta sección se puede notar el predominio de las facies lutíticas y de arena sucia en la unidad (Ver Figura 5.45)

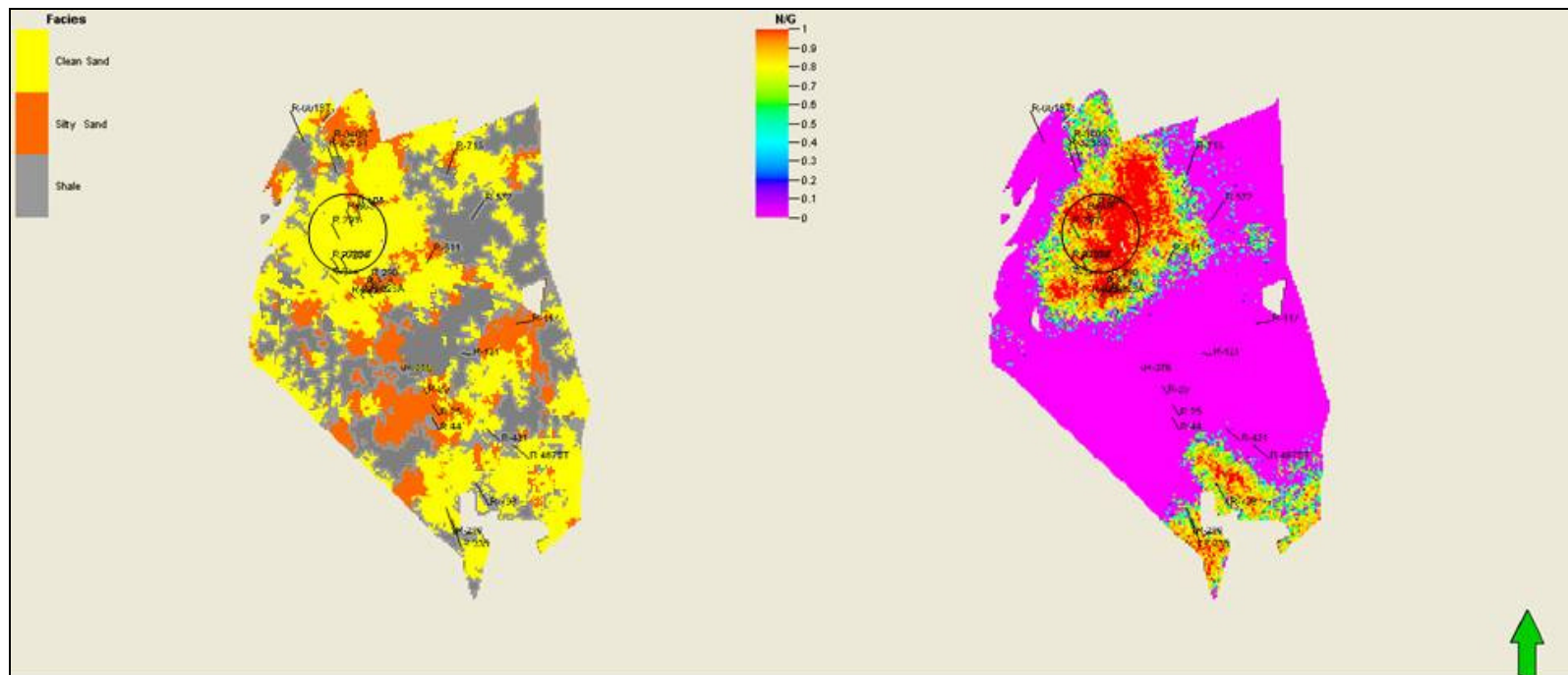


Figura 5.44: Modelos de facies y *net to gross*. A la izquierda se observa el modelo de facies de unidad operacional Lutita Intermedia, representando los cuerpos de arena con buena continuidad hacia el centro oeste del área. El color amarillo representa la facies de arena limpia, el color naranja la de arena sucia y el color gris la de lutitas. A la derecha se observa el modelo de *net to gross*, creado a partir de la relación arena limpia y espesor total. El color rojo (1) representa la mayor proporción de arena limpia y porosidades mayores a 5% (roca reservorio), y el color magenta (0) representa la menor proporción de arena limpia (roca no reservorio). Las zonas enmarcadas para ambas figuras indican las áreas de mayores valores de las propiedades.

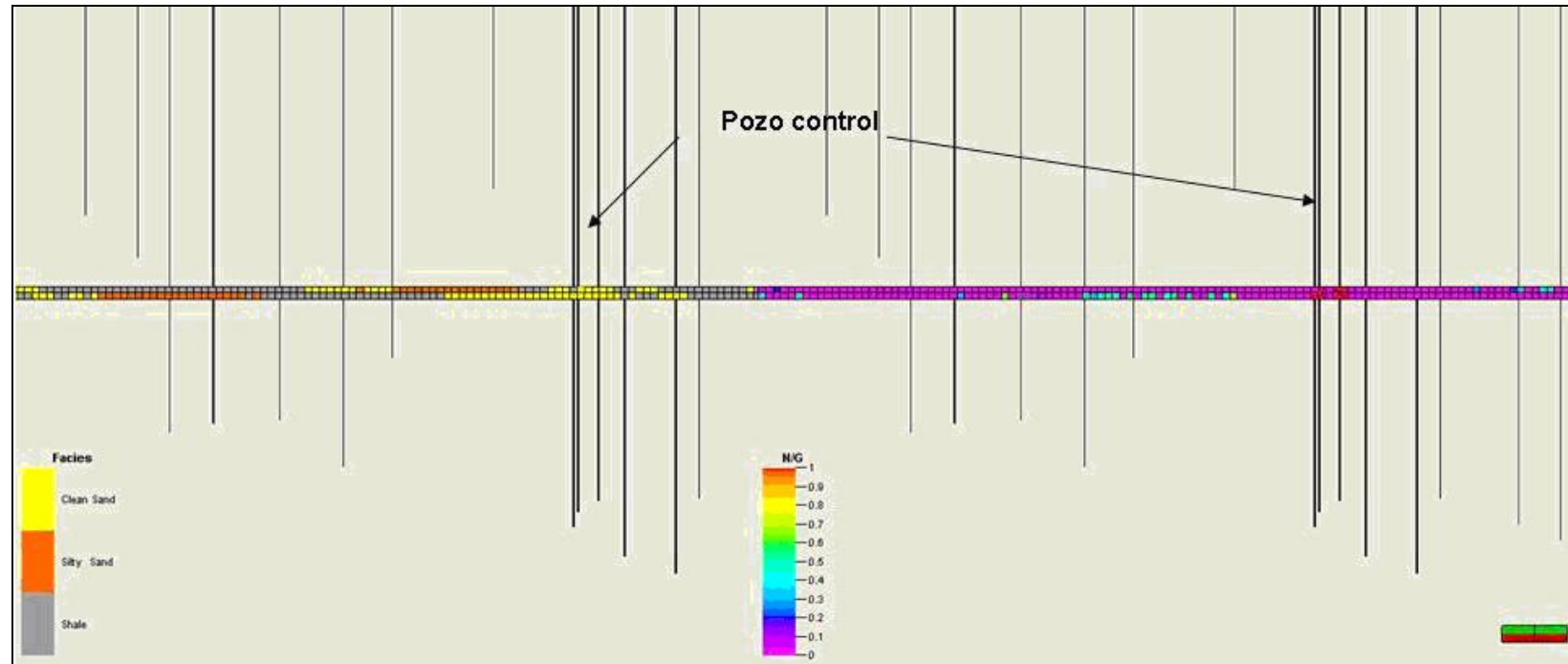


Figura 5.45: Corte transversal. En la figura se muestra un corte transversal este-oeste de los modelos de facies y *net to gross* de la unidad operacional Lutita Intermedia, donde se observa como se reproducen los datos del pozo R-329A, los cuales son coherentes en ambos modelos. En la figura de la izquierda se ve que el pozo atraviesa dos celdas de arena limpia (amarillo) y en la figura de la derecha el pozo atraviesa dos celdas de alto potencial (rojo).

Es importante destacar que en esta unidad y las dos siguientes (LLS y OJ) sólo se disponía de datos de porosidad y permeabilidad de cuatro pozos, por lo que no se realizaron los modelos petrofísicos correspondientes. Para el cálculo volumétrico de hidrocarburos, se utilizaron los valores promedios de ambas propiedades estimados en estudios anteriores.

El modelo de facies para la unidad Arena Superior (LLS) exhibe la mayor extensión areal de la facies de arenas limpias de todo el campo, las cuales sólo llegan a ser interrumpidas en pequeñas zonas por parches de lutitas y no presenta facies de arena sucias (Ver Figura 5.46)

Las zonas noreste y centro oeste (zonas enmarcadas en la Figura 5.46), caracterizadas por poseer buena extensión de las facies de arenas limpias, coinciden con la ubicación de los pozos R-572 ST y R-713ST, los cuales poseen espesores de 150 y 220 pies respectivamente (zona noreste) y los pozos R-344ST, R-318ST y 329A, los cuales poseen espesores mayores a 180 pies (localizados al centro oeste).

En el modelo de *net to gross* se observa que la mayoría del área posee alto potencial como roca yacimiento, esto debido al alto contenido de arena limpia que presenta la unidad, sin embargo, existen pequeñas zonas con menores cualidades, resultado de la presencia de intervalos de arenas limpias de poco espesor o por la presencia de facies de lutitas.

En líneas generales existe buena correspondencia entre las zonas enmarcadas en ambos modelos, observando que todos los pozos ubicados en zonas de arenas limpias poseen alto potencial de almacenamiento.

Se realizó el control de calidad en los pozos, mediante la visualización del comportamiento de las facies y *net to gross* en una sección transversal, para corroborar que se ajustaban al comportamiento reproducido en el modelo areal de la unidad. Se observa el predominio de las facies de arenas limpias y en menor proporción las facies de lutitas y arenas sucias muy escasas (Ver Figura 5.47).

Para esta unidad operacional tampoco fueron realizados los modelos petrofísicos por falta de información, e igualmente, fueron utilizados los valores promedios de ambas propiedades para realizar los cálculos volumétricos.

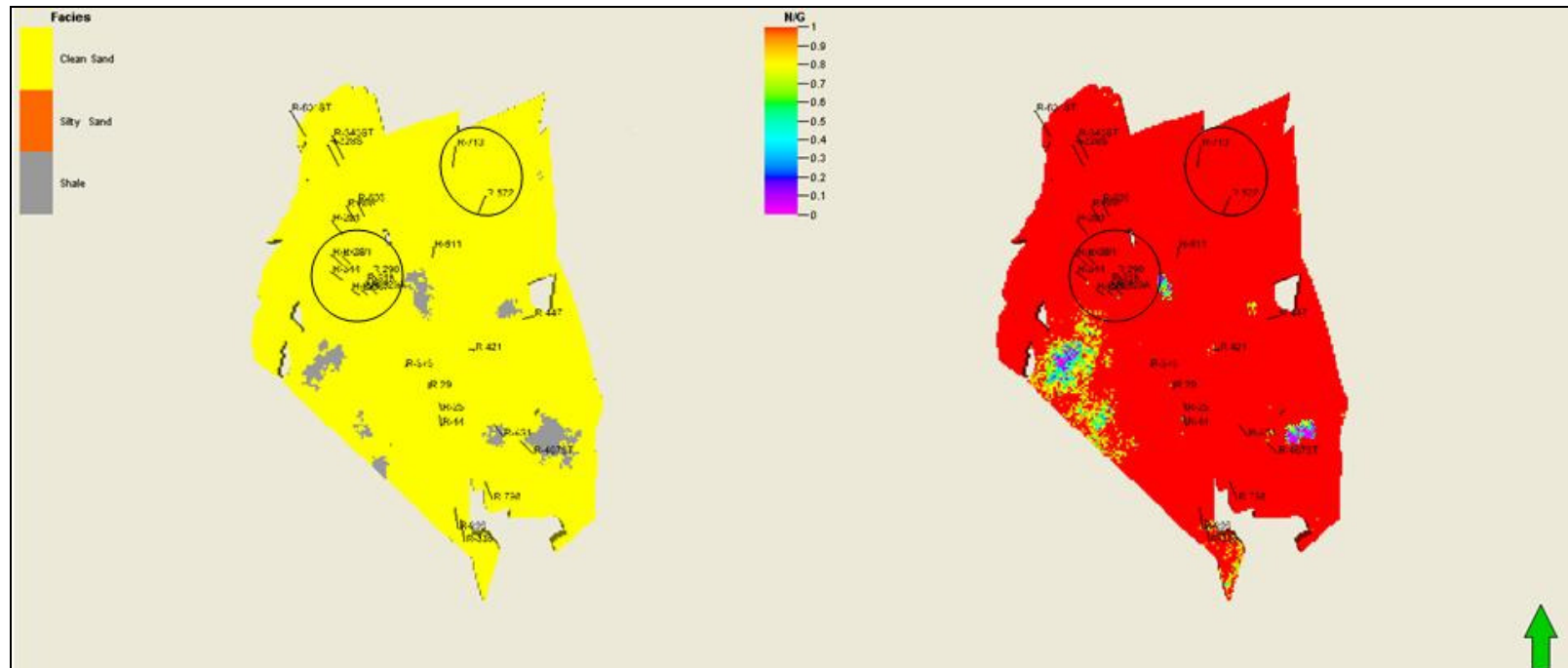


Figura 5.46: Modelos de facies y *net to gross*. A la izquierda se observa el modelo de facies de unidad operacional Arena Superior, representando los cuerpos de arena con buena continuidad en toda el área. El color amarillo representa la facies de arena limpia y el color gris la de lutitas. A la derecha se observa el modelo de *net to gross*, creado a partir de la relación arena limpia, porosidad y espesor total. El color rojo (1) representa la mayor proporción de arena limpia y porosidades mayores a 5% (roca reservorio), y el color magenta (0) representa la menor proporción de arena limpia con porosidades bajas (roca no reservorio).

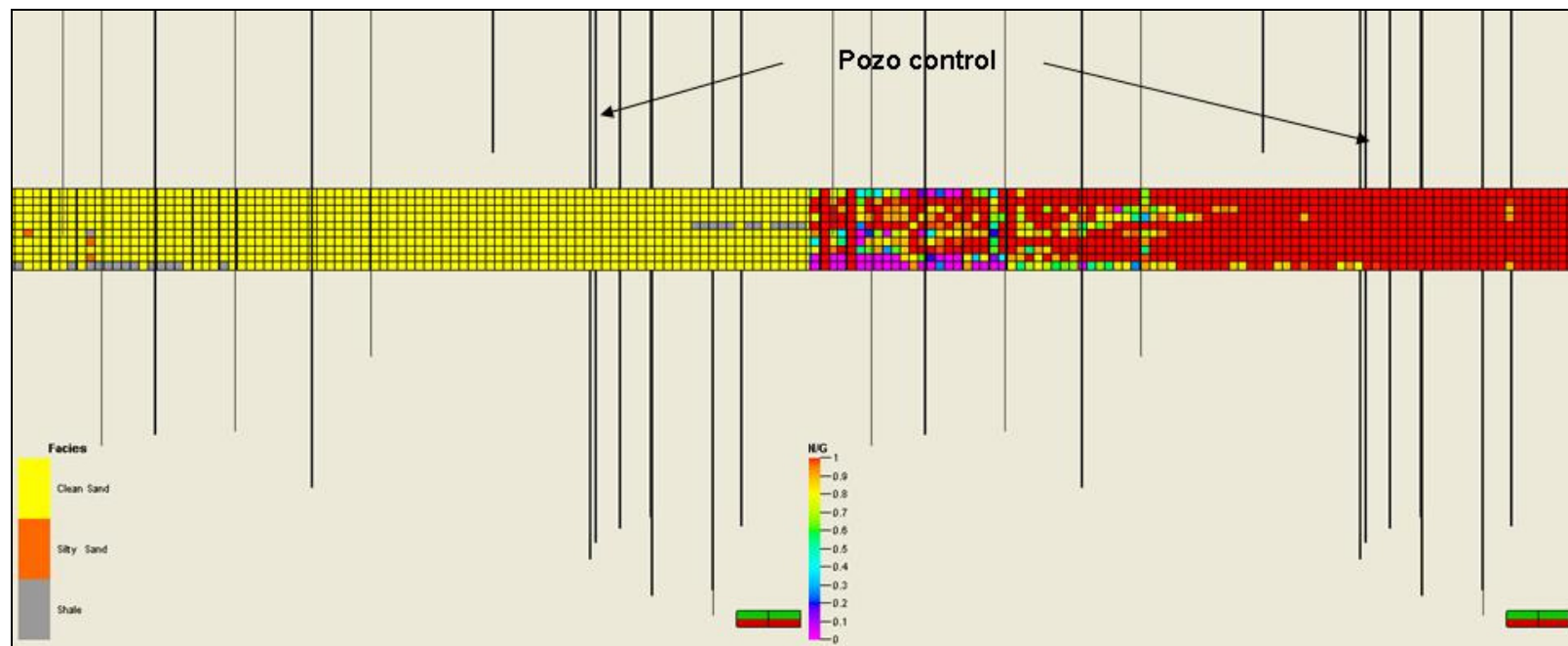


Figura 5.47: Corte transversal. En la figura se muestra un corte transversal este-oeste de los modelos de facies y *net to gross* de la unidad operacional Arena Superior, donde se observa como se reproducen los datos del pozo R-329A, los cuales son coherentes en ambos modelos.

5.2.2.3.2 Miembro Ojeda

En el modelo de facies de la unidad operacional Ojeda (OJ) se puede apreciar gran extensión de la facies de arenas limpias con predominio hacia el centro oeste y sureste, interrumpidas en toda el área por parches de lutitas y arenas sucias.

En el modelo de *net to gross* se observa que las áreas de mayor potencial están ubicadas hacia el centro oeste (área enmarcada) y sureste, sin embargo, existen pequeñas zonas con menores cualidades que se encuentran distribuidas al norte, oeste y sur del área (Ver Figura 5.48).

En líneas generales existe buena correspondencia entre ambos modelos, observando la zona sureste suroeste, enmarcada en la figura, donde se ubican los pozos R-447ST, R-421ST, R-376ST, entre otros, como la de mayor potencial como roca reservorio. Otra área de alto potencial está ubicada al centro oeste, enmarcada en la figura, donde están los pozos R-605ST, R-606ST y R-291ST, en los cuales domina la facies de arena limpia

En el área sureste-suroeste que aparece enmarcada en la Figura 5.48, se puede observar que existe una pequeña zona de facies de lutitas con cierto potencial, lo cual no resulta ser lógico, sin embargo, se puede notar que en esta área no hay control de pozos y es sólo la respuesta del algoritmo utilizado, el cual debido a la alta incertidumbre no realiza ajustes basado en la estadística de los datos, por ello se realizó el control de calidad para verificar que se cumplan los datos de los pozos vistos en una sección transversal del área (Ver Figura 5.49).

Al igual que para las unidades operacionales anteriores (LLI y LLS), no se realizaron los modelos petrofísicos por no contar con información suficiente.

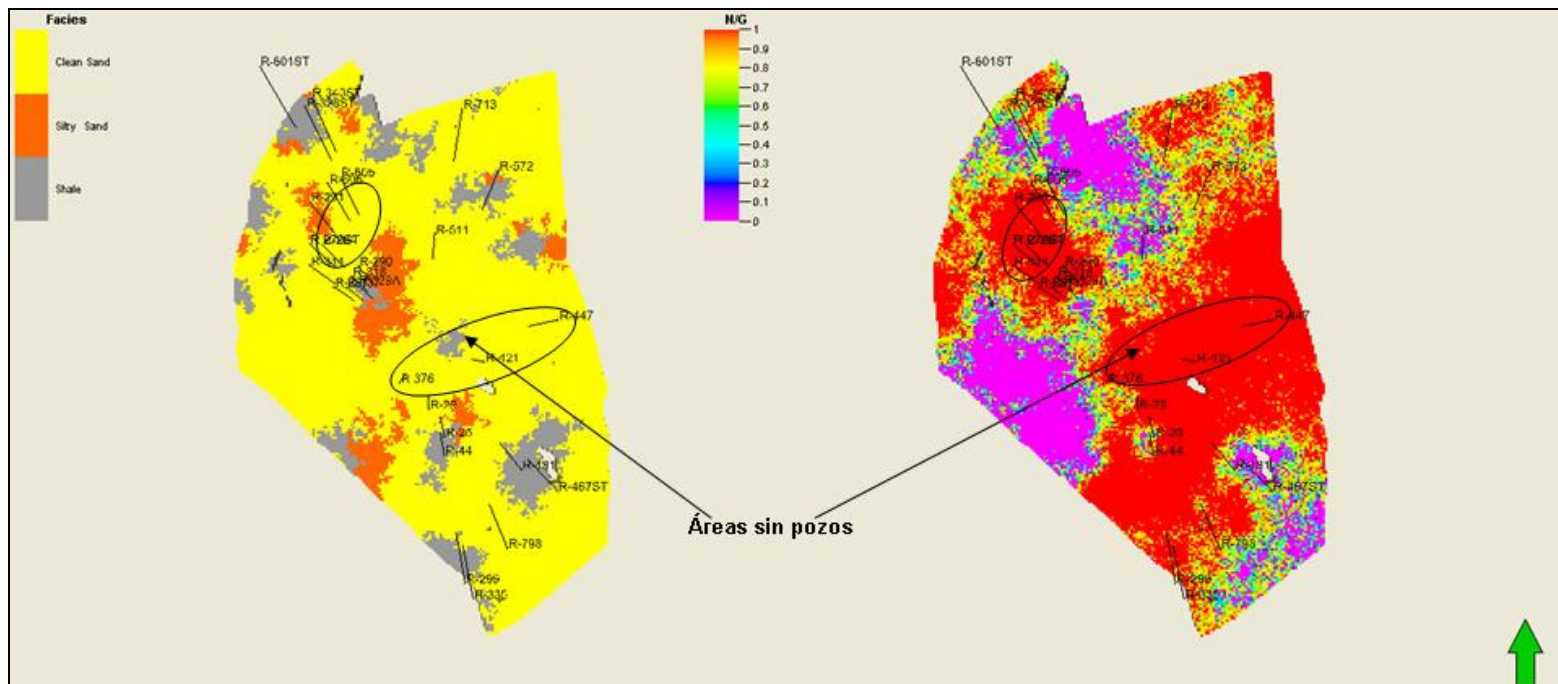


Figura 5.48: Modelos de facies y *net to gross*. A la izquierda se observa el modelo de facies de unidad operacional Ojeda, representando los cuerpos de arena con buena continuidad hacia toda el área. El color amarillo representa la facies de arena limpia, el color naranja la de arena sucia y el color gris la de lutitas. A la derecha se observa el modelo de *net to gross*, creado a partir de la relación arena limpia y espesor total. El color rojo (1) representa la mayor proporción de arena limpia y porosidades mayores a 5% (roca reservorio), y el color magenta (0) representa la menor proporción de arena limpia (roca no reservorio). Para ambas figuras las áreas enmarcadas representan las de mayores potenciales.

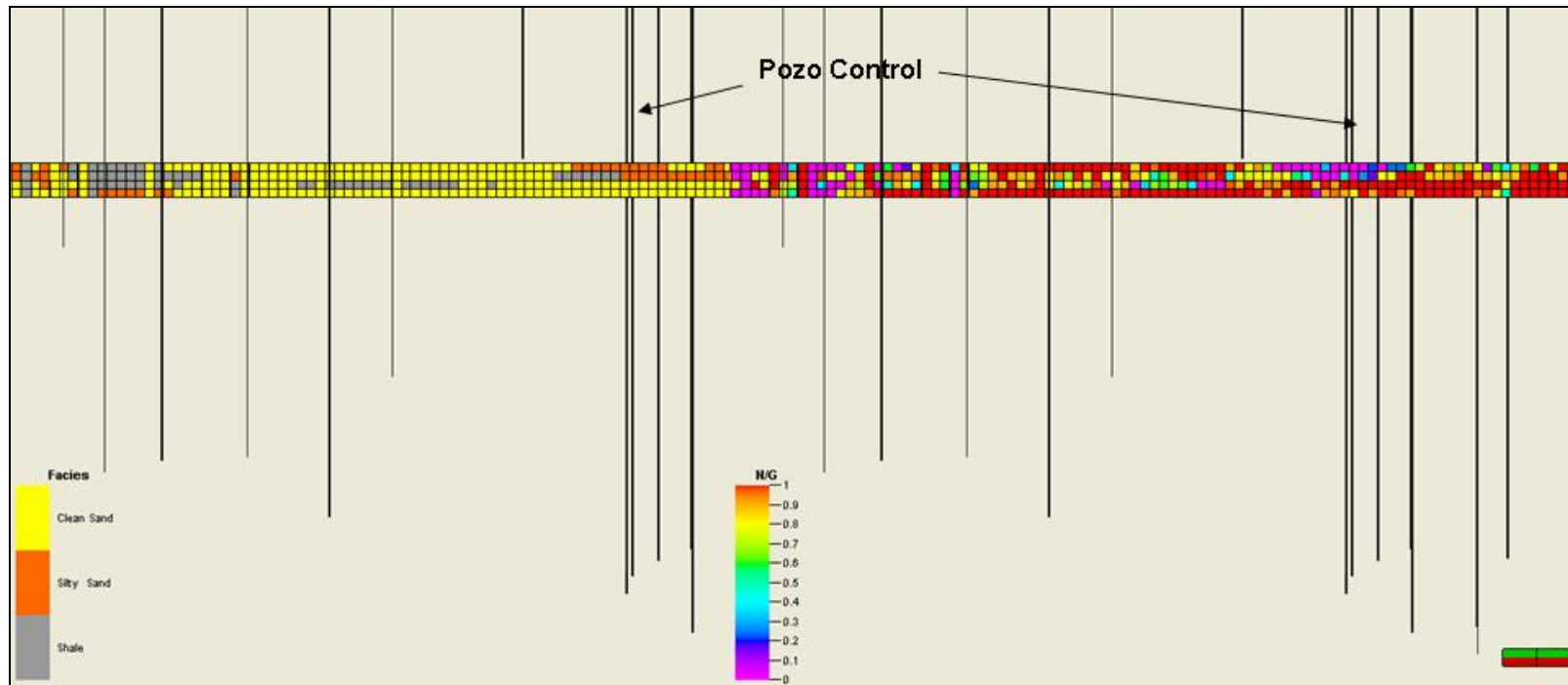


Figura 5.49: Corte transversal. En la figura se muestra un corte transversal este -oeste de los modelos de facies y *net to gross* de la unidad operacional Ojeda, donde se observa como se reproducen los datos del pozo R-329A, los cuales son coherentes en ambos modelos. En la figura de la izquierda se ve que el pozo atraviesa dos celdas de arenas sucias (naranja) seguidas por dos celdas de arenas limpias (amarillo) y en la figura de la derecha el pozo atraviesa dos celdas sin potencial (magenta) seguidas de dos celdas con alto potencial (rojo).

5.3 CÁLCULOS VOLUMÉTRICOS

A continuación se presentarán los cálculos de volumen de petróleo contenidos en cada una de las unidades operacionales presentes en el área de estudio.

Para realizar dichos cálculos, fueron utilizados los modelos de porosidad efectiva y volumen de roca obtenidos anteriormente. Para las unidades operacionales LLI, LLG y OJ, en las cuales no pudieron ser realizados los modelos de porosidad efectiva se emplearon los valores promedios estimados en estudios anteriores.

Igualmente, los valores de saturación de agua y de saturación de gas para todas las unidades operacionales fueron obtenidos de estudios previos como valores promedios.

Se calculó el volumen de petróleo en el espacio poroso (formaciones la Rosa e Icotea) como:

$HVCP = \text{Volumen poroso} * \text{Saturación de Petróleo}$

Los resultados se presentan en la Tabla 5.2:

Tabla 5.2: Valores de Volumen de Petróleo de cada unidad operacional.

Unidad operacional	Volumen Poroso (10⁶m³)	HVCP(10⁶m³)
Icotea (IC)	233	195
Santa Bárbara (RB2)	374	346
La Rosa Intermedia(RI)	114	138
La Rosa Superior(RS)	256	224
Arena Cabimas (LLC)	320	—
Arena La Salina (LLA)	583	—
Arena Inferior (LLG)	881	—
Lutita Intermedia (LLI)	100	—
Arena Superior (LLS)	2957	—
Ojeda (OJ)	378	—
TOTAL	6196	903

De la tabla anterior se puede resumir que la zona con mayor volumen poroso es la correspondiente a la unidad operacional Arena Superior, la cual posee el mayor espesor y desarrollo de los cuerpos de arena y muestra el mayor potencial como roca yacimiento, por su parte los intervalos de menores aportes son las correspondientes a unidades con predominio de las facies lutíticas como La Rosa Intermedia y Lutita Intermedia.

5.4 MODELO ESTRUCTURAL

5.4.1 Generalidades

El modelo estructural del Área Cabimas, presentado en este trabajo corresponde al establecido por Mastrolorenzo (2003) en trabajos previos.

De acuerdo a Mastrolorenzo (2003) a nivel del Mioceno / Oligoceno, la estructura del área es un monoclinal con buzamiento de 7º a 10º hacia el suroeste, dicha estructura está afectada por dos sistemas de fallas principales, el sistema de fallas de Icotea con una orientación SO a NE, y el sistema de fallas Pueblo Viejo/Tía Juana, con dirección NNO a SSE.

La Falla Principal de Cabimas, como parte del sistema de fallas Pueblo Viejo/Tía Juana, atraviesa el centro del área dividiéndola estructuralmente en dos bloques (este y oeste). La Falla Limite de Cabimas, está situado en el borde este del área y representa la segunda falla principal.

De acuerdo a González (2007), la Falla Principal de Cabimas llega a truncarse contra la Falla Límite de Cabimas hacia el sur del área a nivel de Eoceno, producto de los regímenes compresivos en esta zona. Dicha configuración estructural fue creada por la colisión entre la Placa del Caribe contra la Placa de Suramérica, la cual generó grandes esfuerzos con componentes transpresivos, representado por la Falla de Oca con rumbo este-oeste.

5.4.2 Modelo estructural 3D

La estructura observada está dominada por un monoclinall fallado con buzamiento hacia el suroeste, las fallas presentan una componente normal y alto grado de buzamiento. Esta estructura, como se puede observar en la Figura 5.50, está caracterizada por ser un bloque alargado, el cual se encuentra limitado al oeste por la Falla Principal de Cabimas, al este por la Falla Límite Cabimas, al sur por el límite del área, y al norte por la Falla Límite Norte. La zona mas elevada de la estructura se encuentra hacia al sur, observándose un sistema de fallas normales generando un escalonamiento en dirección al sentido del buzamiento del monoclinall

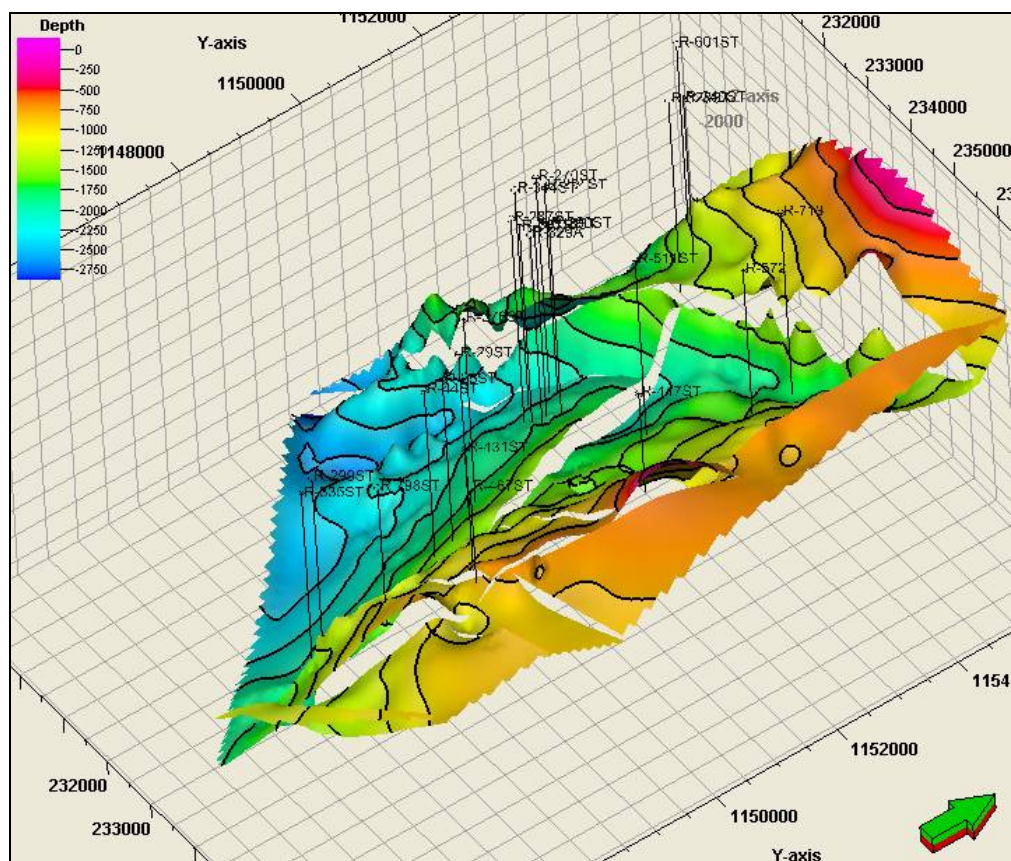


Figura 5.50: Estructura a nivel de Santa Bárbara. En la figura se aprecia el bloque levantado hacia el sur del monoclinall, además se observa la división de los bloques que conforman el área de estudio.

Para toda la columna post Eoceno del Área Cabimas, desde el tope de la unidad operacional Ojeda hasta el tope de la discordancia del Eoceno, fue realizado un

modelado de fallas, el cual da la configuración estructural al área de estudio. Para ello se tomó como referencia el mapa estructural de la unidad operacional Santa Bárbara (Ver Figura. 5.51).

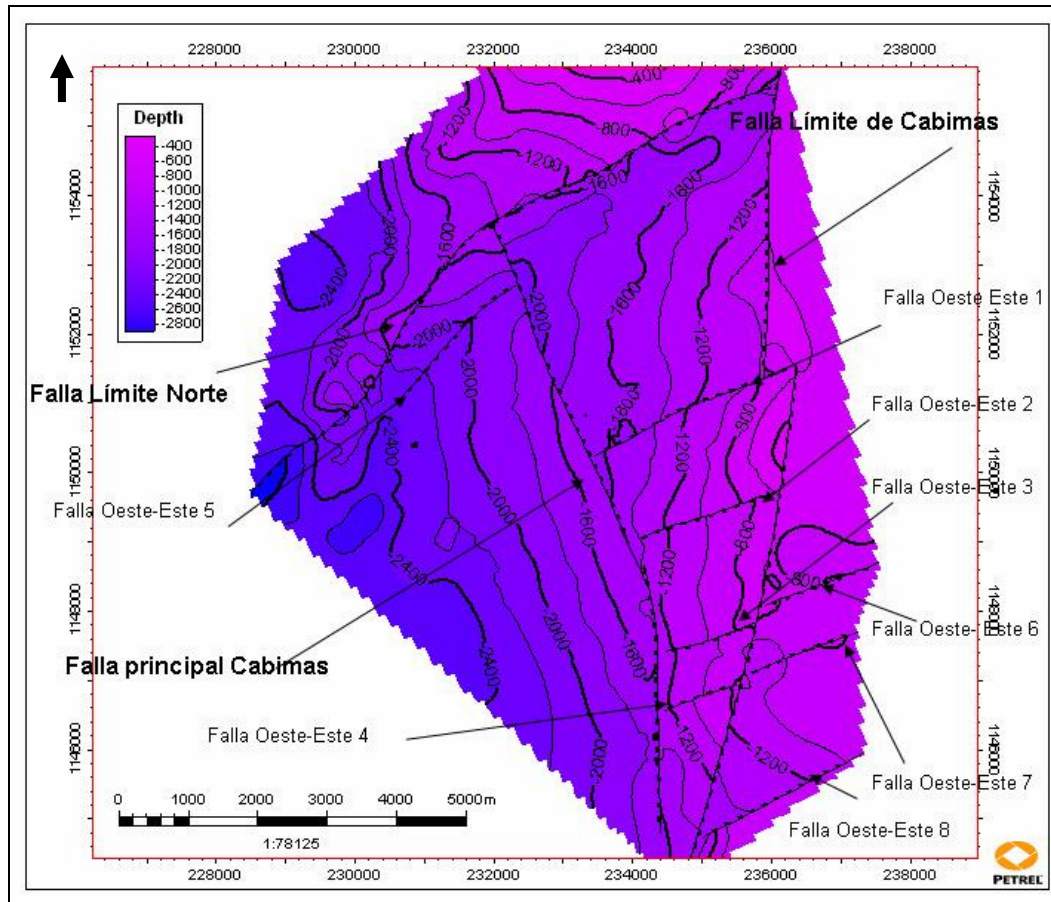


Figura 5.51: Mapa estructural del Miembro Santa Bárbara. En la figura se señalan los nombres de las fallas presentes en el modelo, mostrando las fallas modeladas donde se resaltan las fallas límites y principal del área.

Se extrajeron las trazas de fallas comunes entre la discordancia del Eoceno y la unidad operacional Santa Bárbara, obtenidas ambas de los mapas estructurales del área, de esta forma se estableció un modelo de fallas común para todo el intervalo, tomando las fallas con igual rumbo y buzamiento (Ver Figura 5.52).

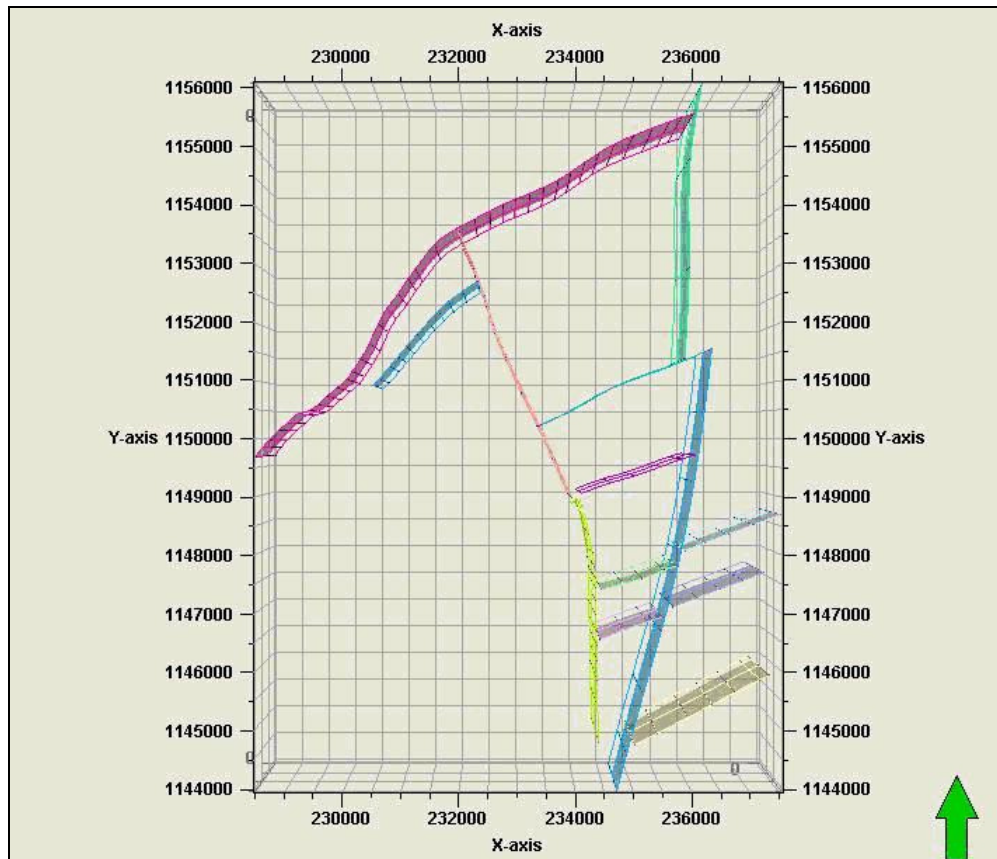


Figura 5.52: Vista de planta del modelo de fallas en 3D. La figura muestra la configuración de las fallas presentes en el Área Cabimas, entre la base de Icotea y el tope de Ojeda.

Las fallas que dominan estructuralmente las unidades post Eoceno del área son, como se indicó anteriormente, la Falla **Principal de Cabimas** la cual se encuentra buzando hacia el este con una inclinación de 70° aproximadamente y la Falla **Límite de Cabimas**, la cual está buzando hacia el oeste con una inclinación de 80° aproximadamente (Ver Figura 5.53).

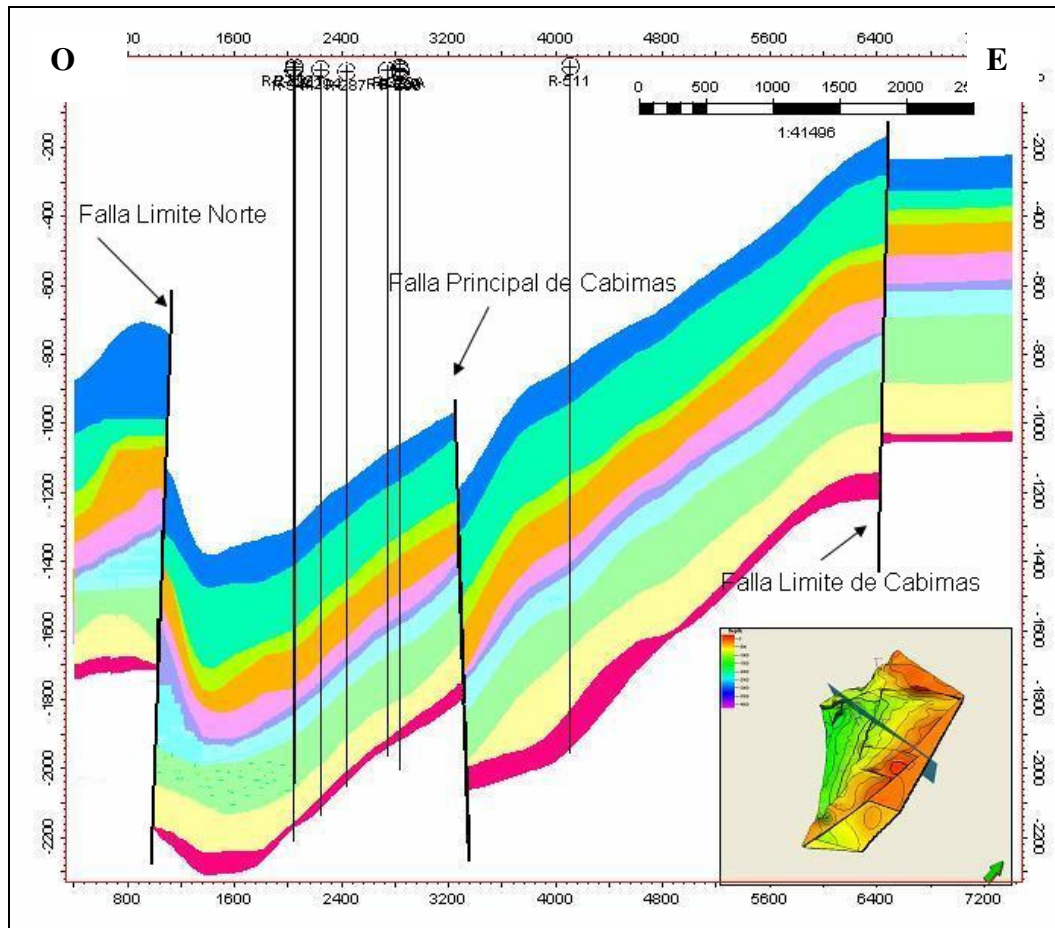


Figura 5.53: Corte estructural este-oeste. Se muestra la configuración de las fallas principales del área. El mapa mostrado en la parte superior derecha representa la sección en el área.

Hacia el norte el área se encuentra limitada estructuralmente por la Falla **Límite Norte**, la cual presenta un rumbo de N60E con un buzamiento hacia el sur de 80° aproximadamente, esta falla límite forma parte de un sistema de fallas normales que poseen el mismo rumbo dentro de las cuales están las fallas **oeste-este** (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8) (González, 2007) (Ver Figura 5.54).

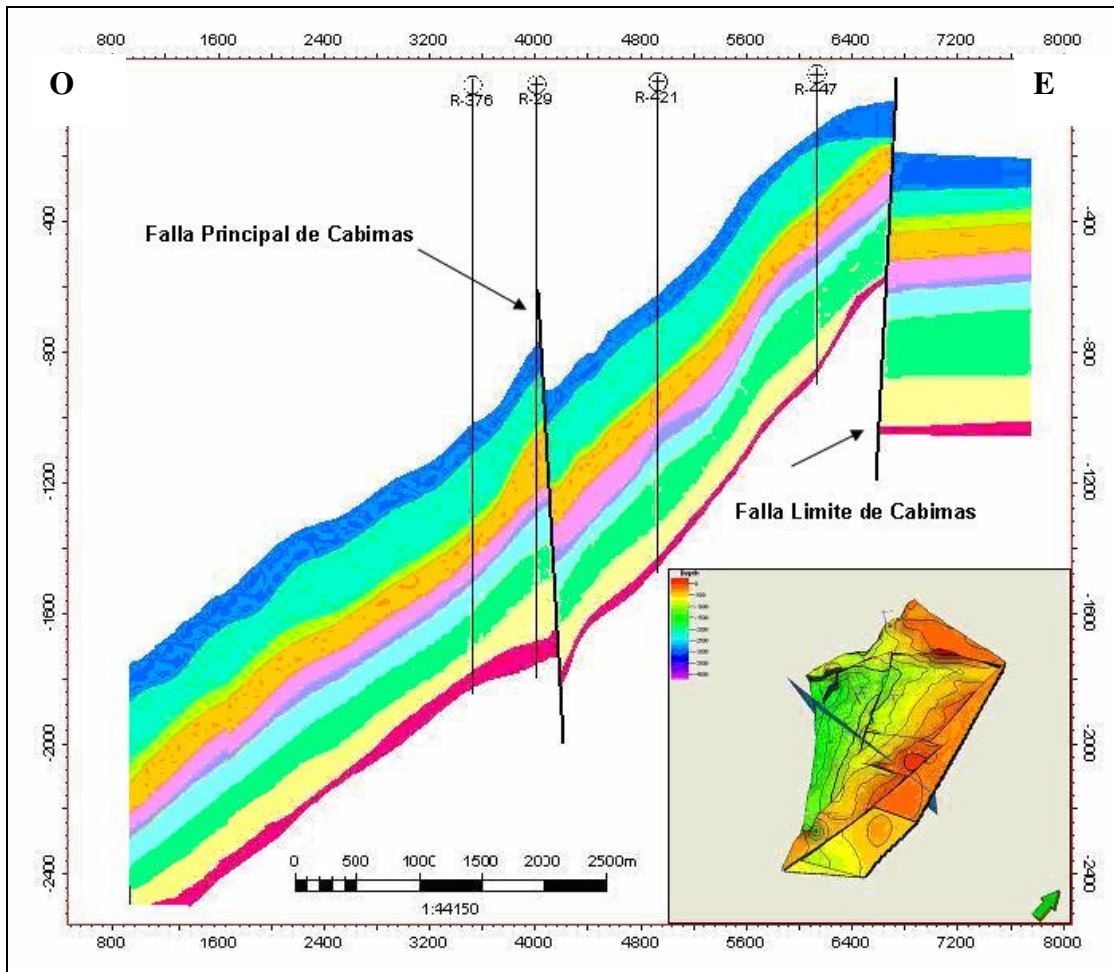


Figura 5.54: Corte estructural norte-sur. La zona estructuralmente más elevada está hacia el sur este del área. El mapa mostrado en la parte superior derecha representa la sección en el área.

Los espesores relativamente constantes de las unidades operacionales indican que las fallas normales principales se reactivaron después de la depositación de las mismas.

Finalmente, como se muestra en las Figuras 5.56 y 5.57, se puede apreciar el resultado final de todo el proceso del modelado estructural, pudiendo observarse en verdadero tamaño los espesores y volúmenes de cada unidad operacional, los diferentes bloques estructurales limitados por las fallas y su configuración estratigráfica.

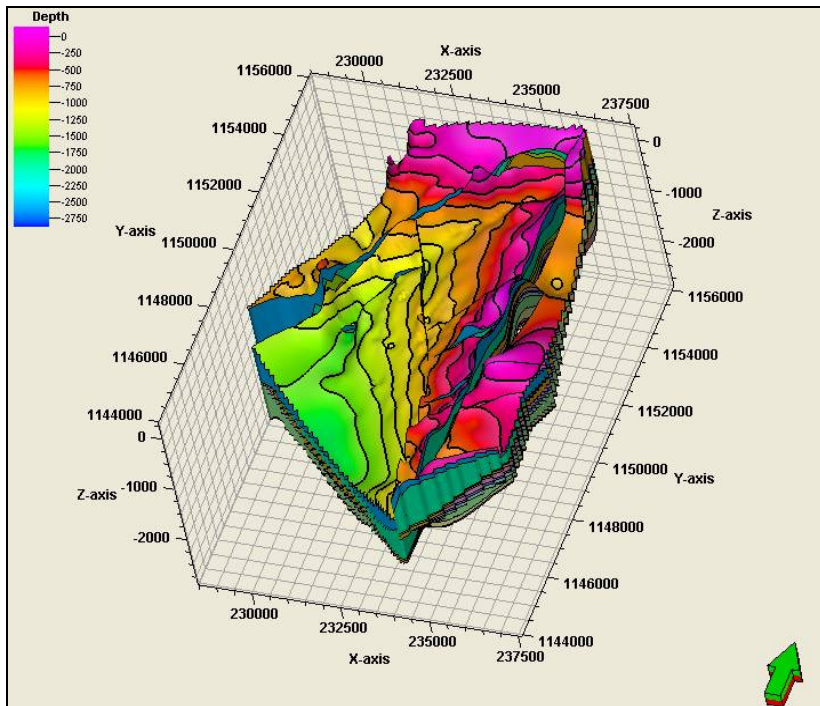


Figura 5.55: Modelo estructural 3D con vista desde SE. Se observa la estructura tipo monoclinally fallado el cual está buzando al suroeste.

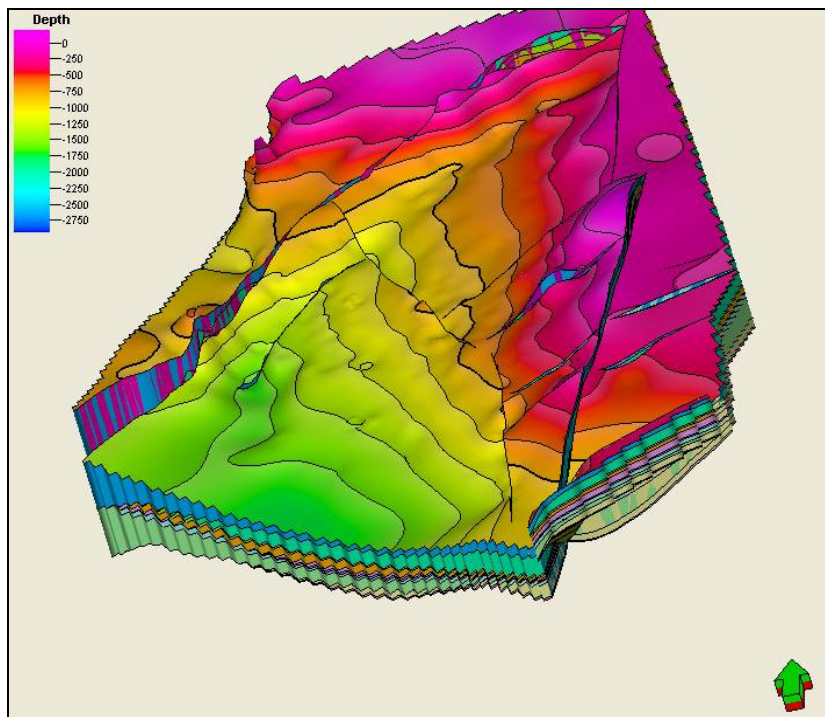


Figura 5.56: Modelo estructural 3D. Se observan los espesores de cada unidad operacional.

CAPÍTULO VI:

SUMARIO, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. SUMARIO Y CONCLUSIONES

El presente trabajo arrojó un modelo estratigráfico y estructural en 3D para las unidades operacionales: Icotea, Santa Bárbara, La Rosa Intermedia, La Rosa Superior, Arena Cabimas, Arena La Salina, Arena Inferior, Lutita Intermedia, Arena Superior y Ojeda, las cuales conforman el intervalo post Eoceno del Área Cabimas, Campo Costanero Bolívar.

- De acuerdo a información de núcleo y a la presencia de un patrón de parasecuencias de afinamiento hacia arriba, se establece un ambiente de sedimentación común para la Formación La Rosa y para el miembro informal Lagunillas Inferior, correspondiente a una llanura de mareas.
- Se establecieron modelos de facies, petrofísicos y de potencial como roca yacimiento en 3D, por medio de técnicas geoestadísticas, las cuales reflejaron la incertidumbre presente en los modelos.
- El algoritmo utilizado para realizar los modelos petrofísicos fue el de Simulación Secuencial Gaussiana, el cual se basa en los principios de la transformación normal de los datos y en el de múltiples realizaciones, las cuales pueden llevarse a cabo en base a los mismos datos de entrada tomando en cuenta que cada realización proporcionará un resultado diferente pero igualmente probable. Por su parte, el modelo de facies fue realizado mediante el algoritmo de Simulación Secuencial Indicadora, el cual es utilizado cuando están disponibles pocos datos de entrada y también está basado en el principio de realizaciones múltiples.

- La estructura interpretada en el área estudiada corresponde a un monoclinial fallado de buzamiento hacia el suroeste, separado por dos sistemas de fallas normales de alto ángulo, aproximadamente 80° y con direcciones hacia el noroeste-sureste y noreste-suroeste. Las fallas son consideradas posteriores a la sedimentación de los estratos debido a los espesores constantes que exhiben las unidades.
- De acuerdo a los modelos de *net to gross* y petrofísicos, se propone como posible zona de nuevas localizaciones de pozos, a la zona sureste del Área Cabimas, puesto que estructuralmente es la zona más elevada y donde se reporta mejor calidad de roca. Encontrándose en las unidades operacionales Arena La Salina y Arena Cabimas los mayores valores de porosidad y permeabilidad del área, 35% y 1.92Darcy respectivamente para la primera unidad y de 30% y 1,8 Darcy para la segunda.
- De acuerdo al análisis volumétrico, la unidad operacional Arena Superior, muestra el mayor potencial como roca yacimiento, y los menores aportes son corresponden a unidades operacionales La Rosa Intermedia y Lutita Intermedia.

6.2. RECOMENDACIONES

- Realizar un levantamiento sísmico 3D de alta resolución, con la finalidad de lograr un mejor control estructural de la zona de estudio.
- Realizar un estudio más detallado para cada unidad, definiendo de forma más precisa las facies presentes en las zonas de estudio.
- Realizar un estudio para estimar la incertidumbre de los modelos generados a partir de múltiples realizaciones.

- Actualizar los modelos estocásticos a medida que se disponga de datos sísmicos, nuevos datos estructurales, pozos, registros e interpretaciones geológicas.
- Tomar en consideración que la geoestadística es una herramienta adicional en la caracterización de yacimientos, la cual no reemplaza el juicio de los especialistas y exige al grupo multidisciplinario a trabajar de manera integrada.

BIBLIOGRAFÍA

- ARCHE, A y otros. (1992) Sedimentología. Volumen 1. Madrid 543p.
- AROSTEGUI G y MACHILANDA C. (1999) **Modelo determinístico y estocástico del yacimiento C-2, VLE-326 Bloque V Lamar Lago de Maracaibo**. T.E.G. Facultad de Ingeniería UCV.213 p.
- BOGGS, S. (1987) **Principles of Sedimentology and Stratigraphy**. Segunda edición. Editorial Prentice Hall. New Jersey 774 p.
- CRAFT, B AND HAWKINS, M (1991). **Applied Petroleum Reservoir Engineering**. Segunda edición Editorial Prentice Hall. New Jersey.431p.
- DA SILVA, C. (2006). **Evaluación Geoestadística 3D de Calidad de Roca. Campo Santa Bárbara, Venezuela**. T.E.G. Facultad de ingeniería UCV, Postgrado Magíster Scientarium en Geofísica. 172 p.
- ESCANDÓN G y MORENO M. (1998) **Modelo Estocástico y sedimentológico de las Formaciones Eocenas del Campo Barua**. T.E.G. Facultad de ingeniería UCV. 172 p.
- GONZÁLEZ, C., ITURRALDE, J. Y PICARD, X. (1980). **Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas**. Tomos I y II. Ediciones Foninves. 1031p.
- GONZÁLEZ, E. (2007) **Modelo Estratigráfico 3D de La Formación Misoa B-Sup Y B-6 (Eoceno), ubicado en el Campo Costanero Bolívar, Área Cabimas, Edo. Zulia**. T.E.G. Facultad de Ingeniería UCV. 110p.
- GONZÁLEZ R (2002). **Introducción a la Geoestadística**. Universidad Central de Venezuela. 120p.

- HIGGS, R (1998). **Core And Outcrop Sedimentology Of The Misoa, Icotea, La Rosa and Lower Lagunillas Intervals, Cabimas oilfield, Venezuela: implications for exploration and production, Cabimas field, Venezuela.** Informe Interno Schlumberger. Caracas Venezuela.270p.
- ISAACS, E AND SRIVASTAVA, R. (1998) **Applied Geostatistics.** Oxford University Press. 506p.
- MASTROLORENZO, M (2003). **Revisión Geológica y Petrofísica de los yacimientos Eoceno Inferior, Superior Y Mioceno del Área Cabimas, Campo Costanero De Bolívar ubicado en La Costa Oriental del Lago De Maracaibo.** Informe Interno Schlumberger. Caracas Venezuela.105p.
- MASTROLORENZO, M; TANTOW M AND ESPINOZA, R (2003). **Cabimas Field Mioceno/Oligoceno Integrated Reservoir Studies.** Informe Interno Schlumberger. Caracas Venezuela. 74p.
- MONSALVE, C (2007). **Generación de un Modelo Mecánico Estratigráfico en Yacimientos de Litología Compleja Utilizando Algoritmos de Inteligencia Artificial.** T.EG. Facultad de Ingeniería UCV, Postgrado Magíster en Ciencias Geológicas. Caracas Venezuela. 140p
- MOYA, G. (2007) **Planificación Del Mejoramiento De La Productividad En La Reactivación De Un Yacimiento Maduro De Hidrocarburos En La Cuenca Oriental De Venezuela.** T.E.G. Facultad de Ingeniería UCV. Postgrado Especialización en Gerencia Integrada de Yacimientos. Caracas Venezuela. 138p.
- PDVSA CIED. (1998) **Evaluación de Formaciones.** Caracas.154p.

- PDVSA Intevep (2008). **Código Geológico de Venezuela**. Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela. Editado por el Comité Interfiliar de estratigrafía y Nomenclatura (CIEN). Libro en Línea. Disponible: <http://www.pdv.com/lexico>.
- PERDOMO, C (2006). **Modelo Estático Integrado de las Arenas U2U, U2L, U·U Y U3L Del Área Oeste, Del Campo Melones, Aplicando Técnicas Geoestadísticas**. Trabajo especial de grado. Especialista en Gerencia Integrada de Yacimientos. Escuela de Petróleo, UCV. Caracas Venezuela.183p.
- SCHLUMBERGER. (1997) Evaluación de Pozos. Well Evaluation Conference-Venezuela (WEC). Caracas. Surencó, C.A.
- SCHLUMBERGER. (1989). **Log Interpretation Principles/Applications**. 124p.
- VILLALTA C (1999). **Estudio integrado del yacimiento SVS-0040, Arena B-6/9, Bloque IX, Campo Lama, Lago de Maracaibo, Edo Zulia**. T.E.G. Facultad de ingeniería UCV. 233 p.

APENDICE A

ESTADISTICA BÁSICA

La estadística es una ciencia con base matemática relacionada con la recolección, análisis e interpretación de datos, esta ciencia busca explicar condiciones regulares en fenómenos de tipo aleatorio. Es utilizada en una amplia variedad de disciplinas, desde la física hasta las ciencias sociales, y es usada para la toma de decisiones.

A.1. CONCEPTOS BÁSICOS

A.1.1. Universo

Según Real Academia Española (2008), un universo es el conjunto de individuos o elementos cualesquiera en los cuales se consideran una o más características que se someten a estudio estadístico.

A.1.2. Población

Según González (2002), consiste de todos los posibles elementos de un universo. La unidad muestral, es la parte del universo sobre la cual se hace la medición del parámetro analizado. Este autor define la muestra como un subconjunto de la población.

A.2. Herramientas Estadísticas

Las herramientas estadísticas brindan una metodología seguro para el análisis de información y toma de decisiones, dentro de las cuales se tienen: las medidas de dispersión y las de tendencia central.

A.2.1. Medidas de Dispersión

Las medidas de dispersión de un conjunto de observaciones se definen como el grado de heterogeneidad con que una variable se distribuye en el conjunto de observaciones.

- **Varianza:** es una de las medidas de dispersión más utilizadas, describe la tendencia de una variable aleatoria a desviarse del valor de su media. Al tratarse de

valores centralizados, representan sólo los efectos compensados generales del grupo sin expresar tendencias hacia valores extremos. Se calcula por:

$$Var\{x\} = \sigma^2 = E[(x - E(x))^2] = E[(x - \mu)^2]$$

Donde X es la variable aleatoria y E(x) representa la esperanza o valor esperado.

- Desviación estándar o típica: es una medida de dispersión que da la medida de distancias que tienen los datos respecto a su media aritmética. la desviación estándar es la raíz cuadrada positiva de la varianza. Se calcula por:

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2}$$

A.2.2. Medidas de Tendencia Central

Las medidas de tendencia central son aquellas que indican una posición central, dado que son los valores típicos y representativos de un conjunto de datos. Existen varios tipos de tendencia central y son las más comunes:

- Media: la media es un valor numérico único representativo de todo un conjunto de observaciones. Existen varios tipos de medias, sin embargo, las dos más importantes son: la media aritmética y la media geométrica.
- Mediana (μ): representa el valor intermedio de un conjunto de datos que se encuentran ordenados de manera creciente en un histograma. Geométricamente, la mediana es el valor de X (abcisa) correspondiente a la línea vertical que divide la representación gráfica de una distribución de frecuencias (histograma) en dos partes de igual área, de tal forma que la mitad de éstas es mayor que la mediana y la otra mitad es menor.
- Moda: se define como el valor que ocurre con mayor frecuencia en un conjunto de valores, es decir, el valor del conjunto con una frecuencia absoluta superior a los restantes.

A.2.3. Funciones de Distribución de Probabilidad

Una característica importante en la descripción de una variable es la forma de su distribución, donde se muestra la frecuencia de valores para diferentes alcances de la variable

De acuerdo a González (2002), las distribuciones de probabilidad son modelos que describen la variación de los resultados o valores probables de una variable aleatoria o distribuida y resultan ser modelos útiles para realizar inferencias y tomar decisiones sobre las mismas.

Existen distribuciones del tipo paramétrico y no paramétrico, siendo las paramétricas aquellos modelos gráficos que se ajustan a la descripción matemática de un proceso aleatorio que cumple con determinados supuestos teóricos. Como ejemplos de estas distribuciones tenemos la normal, Log normal, entre otras.

Por su parte una distribución no paramétrica son aquellos modelos gráficos que representan un grupo en particular de observaciones de la variable aleatoria y que relaciona los diversos valores de la variable con su probabilidad de ocurrencia. Como ejemplos de este tipo de distribuciones tenemos: la distribución triangular, general, uniforme, histogramas, entre otras.

La distribución normal, es la distribución probabilística de mayor utilización en estadística, y es aplicable en situaciones donde los datos están distribuidos simétricamente alrededor de un valor central, el cual coincide con la media, y tanto valores pequeños como altos son relativamente raros de encontrar.

En términos generales, puede definirse una distribución normal con media μ y varianza δ^2 a través de la función:

$$f(x) = \frac{1}{\delta * \sqrt{2 * \Pi}} * \exp \left[-\frac{1}{2} * \left(\frac{x - \mu}{\sigma} \right)^2 \right]$$

La distribución Log normal, generalmente es el resultado de un proceso multiplicativo generado por la división aleatoria de las entidades más grandes, innumerables entidades más pequeñas. Esta distribución se caracteriza porque los logaritmos de los valores están normalmente distribuidos y viene dada por la fórmula:

$$f(x) = \frac{1}{\delta * \beta \sqrt{2 * \Pi}} * \exp \left[-\frac{1}{2} * \left(\frac{\ln(x) - \alpha}{\beta} \right)^2 \right]$$

Donde α es la medida de los logaritmos de los valores de la muestra y β^2 es la varianza de los logaritmos de los valores de la muestra.

APENDICE B

LLANURAS DE MAREA

De acuerdo a Arche (1992), las llanuras de marea o intermareales, además de estar asociadas a estuarios, bahías, *lagoons* o deltas dominados por mareas, pueden aparecer en costas abiertas. Representan una superficie depositacional comprendida entre los niveles de marea alta y baja y se encuentran en costas dominadas por mareas, especialmente macromareales y mesomareales.

El movimiento de las masas de agua, por acción de las mareas, constituye el agente principal de transporte de sedimentos. Estos son distribuidos en la zona intermareal desde el nivel bajo de marea y el nivel alto, dando lugar a tres sectores en los que los procesos dominantes pasan del transporte por carga de fondo al transporte en suspensión.

Según el mismo autor, durante los periodos en que actúa el flujo de marea, las corrientes mareales inicialmente penetran a través de los canales que surcan la llanura intermareal hasta que estos desbordan provocando la inundación de la llanura. Cuando la velocidad de las corrientes de marea supera 10,10 cm/seg, los sedimentos de tamaño arena son desplazados por procesos de carga de fondo dando lugar a diversas formas de lechos que progresivamente aumenta de tamaño al incrementar la velocidad de la corriente. Los depósitos de sedimentos en suspensión están asociados a velocidades mínimas o periodos de detención de aguas, en el punto alto de marea. La parte mas alta de la llanura intermareal, retiene gran cantidad de sedimentos transportados en suspensión, al quedar expuesta en los estadios iniciales del retroceso de la marea, y solamente una mínima parte es puesta nuevamente en suspensión por corrientes relativamente pequeñas de reflujos, siendo transportados pendiente abajo de la llanura intermareal.

Otros procesos que favorecen la concentración de sedimentos en suspensión están relacionados con las diferentes velocidades de las corrientes mareales: en momentos de flujo son superiores a los que se producen en el reflujos del ciclo mareal.

La intensidad de las velocidades de las corrientes mareales y su asimetría respecto a la velocidad de las corrientes subordinadas, dan lugar a diferentes estructuras sedimentarias que frecuentemente presentan estratificación y laminación cruzada. Si la asimetría es la característica dominante de una corriente mareal, la estructura interna presentará superficies de reactivación. Si la velocidad, al invertirse el sentido del movimiento de las corrientes es de la misma intensidad, las estructuras pueden mostrar bipolaridad presentando en sección vertical estratificación cruzada en espina de pescado (*herring bone*).

La alternancia de ciclos de mareas vivas y ciclos de mareas muertas, quedan reflejadas en la organización interna de la estratificación cruzada: durante los momentos de mareas muertas, los paquetes de estratificación cruzada son más delgados, como respuesta a velocidades flujo menores, mientras que en mareas vivas son mas gruesos, debido a velocidades mayores.

En los momentos finales de reflujó de la marea, las zonas intermareales quedan expuestas progresivamente. Como consecuencia, las direcciones de flujo cambian en el sentido de las mayores pendientes hacia la parte inferior de la zona, confinadas entre las crestas de las megaformas, desarrollándose formas superpuestas de menor escala, en direcciones oblicuas, en ángulo recto o incluso opuestas a las formas de lecho mayores. El efecto del viento sobre la lámina de agua puede llegar a destruir las crestas de las rizaduras de corrientes, permaneciendo la estructura por debajo de lechos planos generados por lavado.

La zona intermedia de las llanuras intermareales presenta frecuentemente formas transicionales entre los procesos de transporte por carga y suspensión, y los procesos de deposición, en función de la acción de la velocidad de la corriente. Se generan entonces dos tipos diferentes de estructuras según el volumen relativo de arenas o limos y arcilla disponible; lenticular, si el aumento de fracciones finas aumenta significativamente respecto al de arena, y *flaser*, si sucede el caso contrario, o sea, si el volumen de arena excede al de los sedimentos finos.

Existen otros procesos que tienen lugar en las llanuras intermareales; unos están relacionados con los efectos de exposición a la atmósfera, por lo que en sedimentos fangosos se producen grietas de desecación. Otros son debidos a la acción erosiva de las corrientes, sobre todo en los canales mareales en donde la erosión del *talveg* (parte más baja de un valle) da lugar al desprendimiento de bloques en el lecho del canal.

Según Boggs (1987), en general, existen tres zonas que perfectamente se diferencian en las llanuras de mareas: la zona supramareal, zona intermareal y zona submareal, disectadas por una red de canales mareales. Ver Figura B.1.

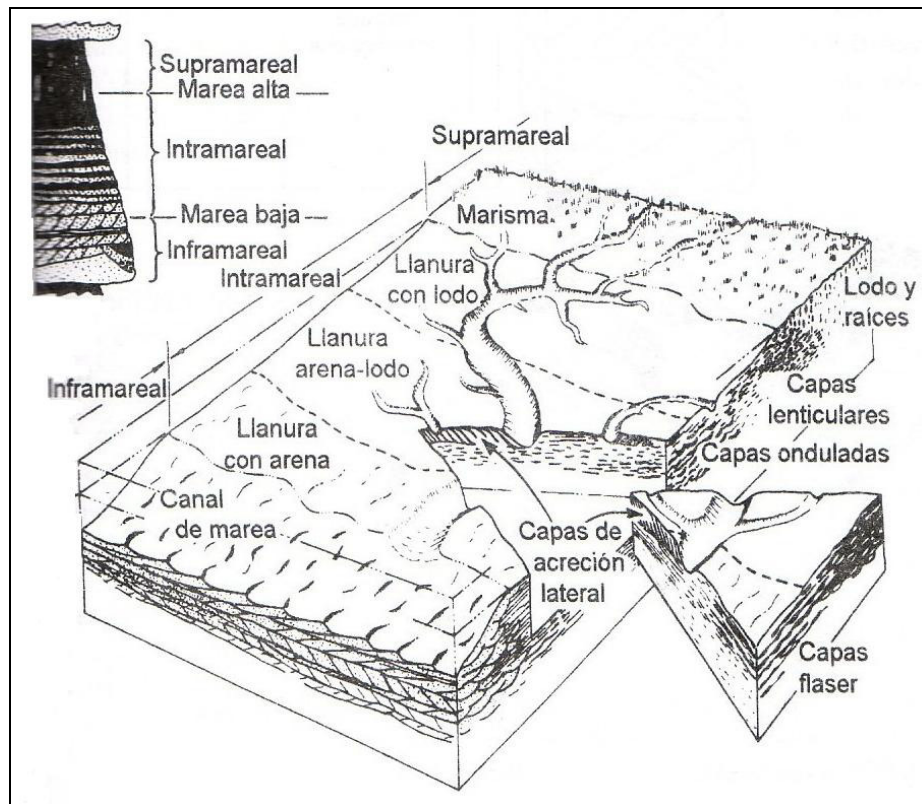


Figura B.1: Partes de una llanura de marea. (Boggs, 1987).

La zona supramareal, únicamente es inundada por las mareas vivas y durante los periodos de temporal, está abundantemente colonizada por vegetación, aunque ésta varía según el tipo de clima. En general, es común la *Spartina* y diferentes

juncáceas, cuando el grado de evolución es alto. El proceso de evolución de una marisma pasa por la formación de marismas jóvenes, topográficamente bajas, en relación al nivel de la marea, y asociadas a las condiciones de estuarios y marismas adultas, más altas topográficamente que las anteriores, influenciadas por las corrientes terrestres. La maduración de una marisma, queda reflejado en el estado de sucesión de plantas y animales por su tamaño, posición y diferenciación dentro de un conjunto del complejo. En términos geológicos, la maduración implica un proceso de progradación por el que la marisma alta desplaza la marisma baja tanto en sucesión vertical como lateral.

Se desarrolla sobre un sustrato arcillo, con una estructura laminada muy bioturbada por raíces. Está surcada por una compleja trama de canales dentriticos, que constituyen el sistema de drenaje de la marea. En cierto modo, la trama inicial puede ser heredada de la antigua llanura intermareal. En la zonación existente en el caso más simple, se distinguen:

- Llanura intermareal alta o fangosa: dominada por sedimentos de tamaño de grano fino, limos y arcillas, depositados durante el nivel alto de la marea cuando las velocidades de la corriente son mínimas. La bioturbación por la infauna local es abundante, lo que provoca la destrucción parcial de las estructuras internas de los sedimentos. Superficialmente pueden presentar colonización por vegetación del tipo de la *Zoostera*, y en su límite superior por *Salicornia*, que presenta el avance de la colonización por vegetación de la zona supramareal. En llanuras intermareales de clima frío, la estructura interna de los sedimentos igualmente puede desaparecer por efectos de hielo y deshielo, en aquellos sectores de mayor exposición atmosférica. Los canales que componen la red de drenaje están mal desarrollados y frecuentemente son abandonados, dando lugar a zonas de encharcamiento permanente hasta su relleno.
- La llanura media o mixta: ocupa la parte central de las llanuras intermareales y recibe sedimentos tanto en suspensión como por carga de fondo, por lo que da lugar a una litología mixta compuesta por capas alternantes de arenas y fangos. Esta alternancia es debida al transporte por carga que tiene lugar tanto

inmediatamente después de la sumersión como antes de la emersión y el depósito de los sedimentos por suspensión cuando el agua cubre la llanura. Superficialmente, se generan formas de lecho plano y rizaduras de corrientes y de interferencia. Internamente, presentan estructuras *flaser* o lenticulares en función de los aportes de arena o fango.

El drenaje se realiza por medio de una red de canales, generalmente meandriformes, en otros casos, los canales principales son lineales, migran lateralmente y únicamente son meandriforme los secundarios.

- La llanura baja o arenosa: permanece sumergida durante la mayor parte del ciclo mareal. Está constituida casi completamente por arena de diferente tamaño de grano que se mueve por carga de fondo, formando diversos tipos de lechos de tamaños variables sobre los que se superponen rizaduras de corrientes con orientaciones variables. La estructura interna presenta estratificación cruzada y frecuentes superficies de reactivación. La bioturbación es escasa, debido al alto grado de inestabilidad del sustrato arenoso: algunos organismos construyen galerías fijas como sucede con el poliqueto *Lanice conchilenga*.

La distribución de tamaño de grano más grueso en dirección al mar, y las diferentes formas de lecho asociada, constituyen el mejor diagnóstico para las llanuras intermareales. (Ver Figura B.2).

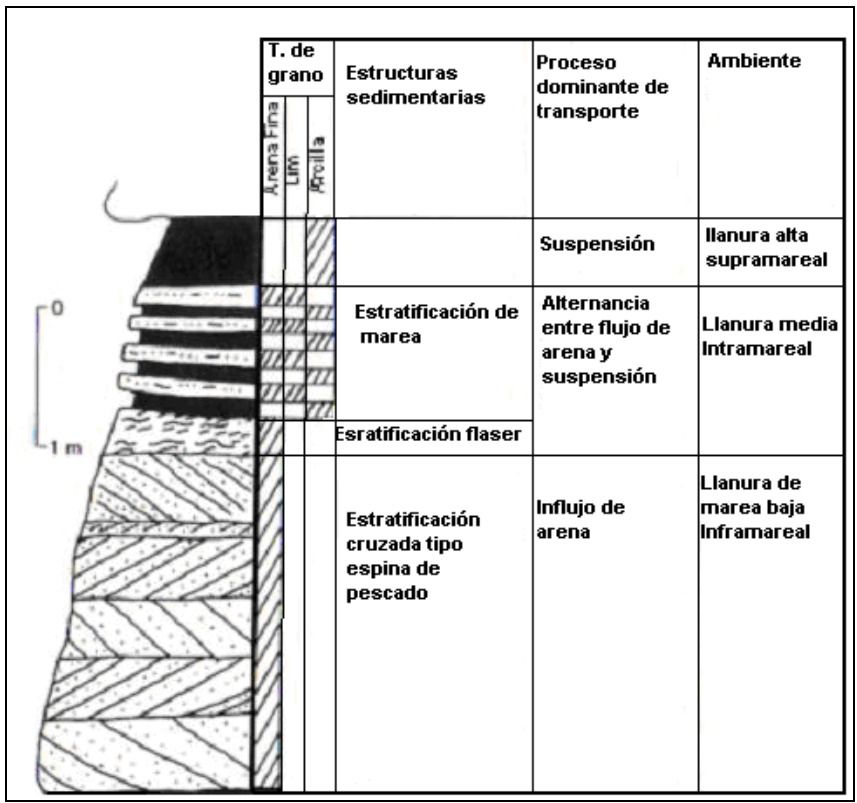
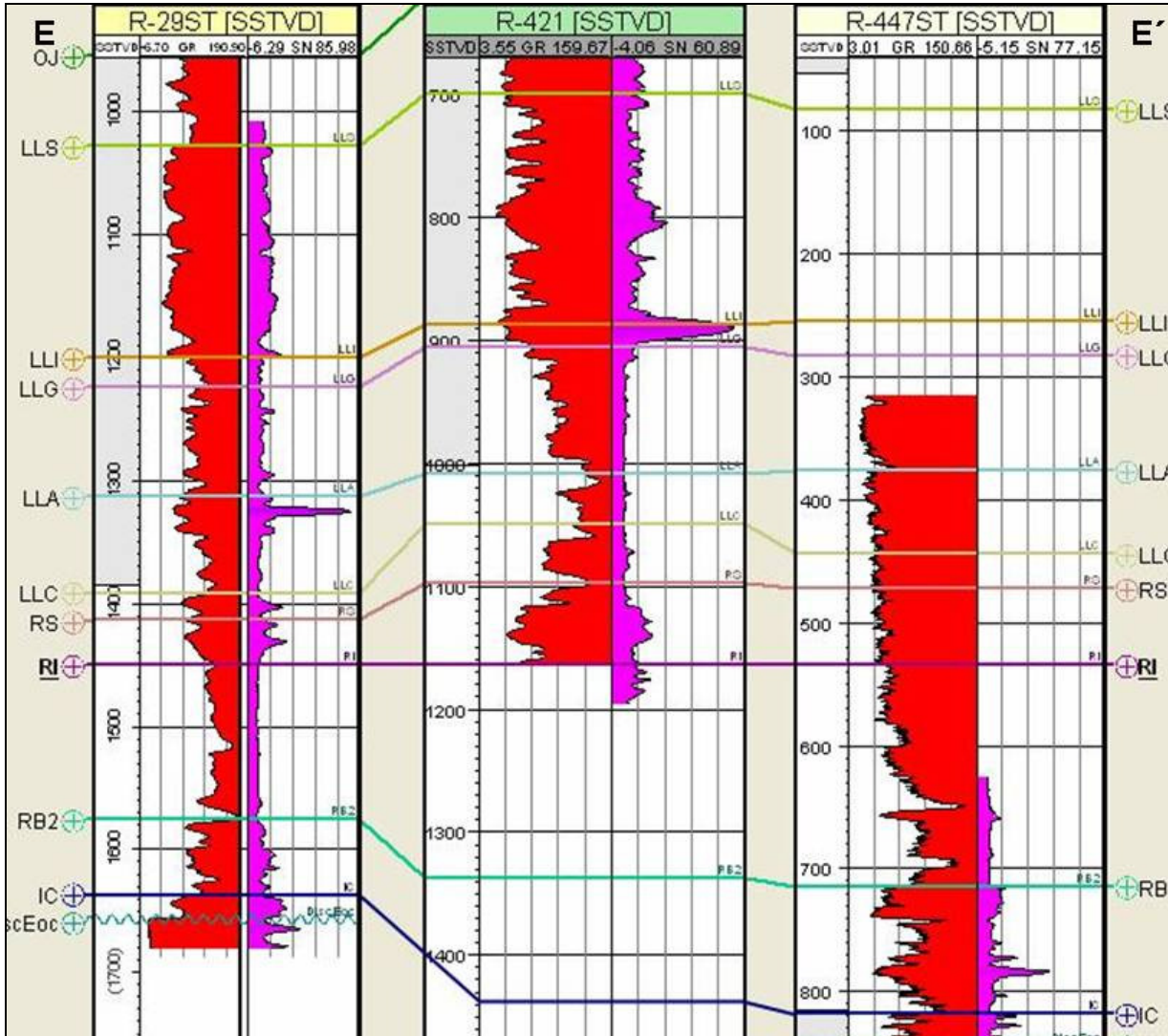


Figura B.2: Secuencia progradacional de los depósitos de llanura de marea, basados en la Formación *Wood Canyon*, Nevada. (Boggs, 1987).

ANEXOS

Anexo 1



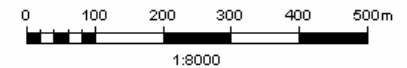
UNIVERSIDAD CENTRAL DE
VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS
Y GEOFÍSICA

MODELO ESTÁTICO EN 3D DEL
MIOCENO DEL ÁREA CABIMAS,
CAMPO COSTANERO BOLIVAR.
CUENCA DE MARACAIBO

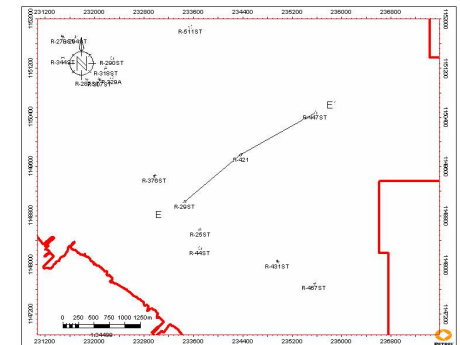
Violeta Wills
2009

Anexo 1
Sección estratigráfica E-E'

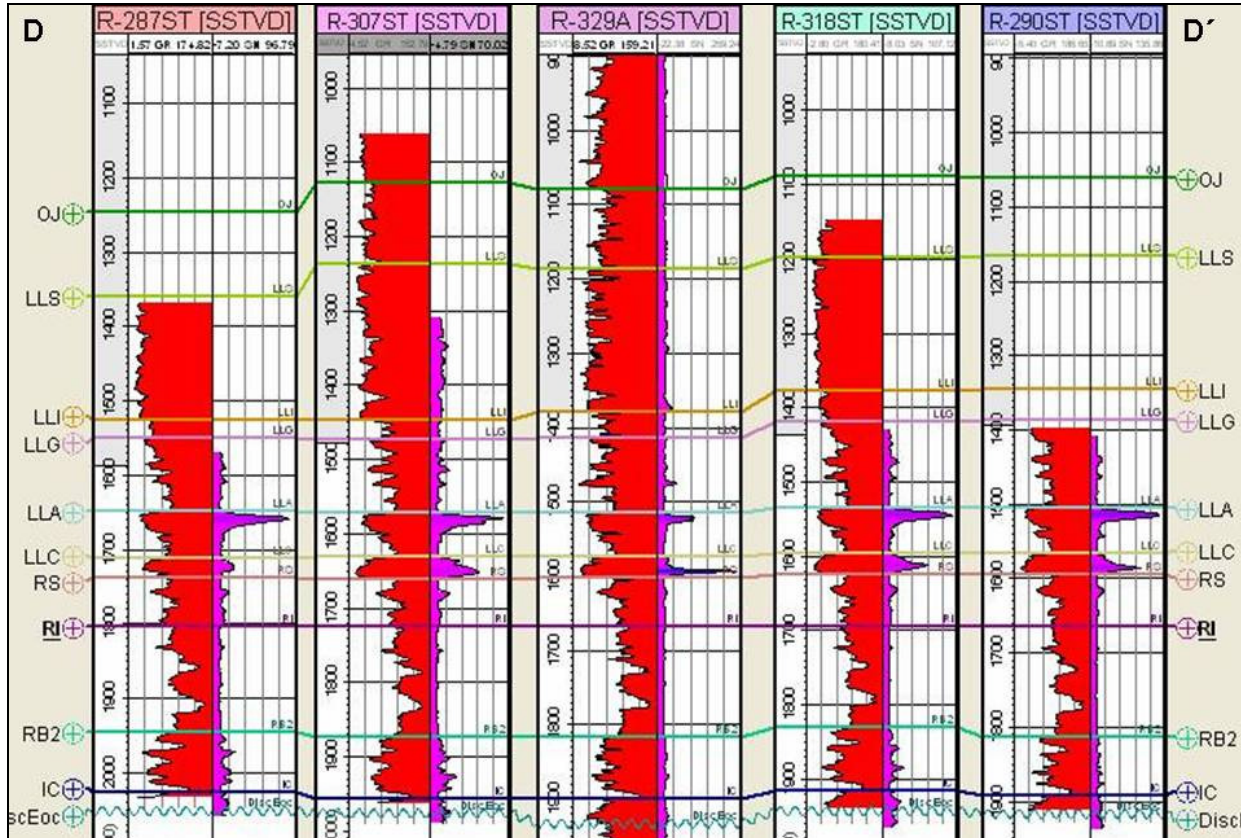
Escala vertical
1:8000



Ubicación relativa



Anexo 2



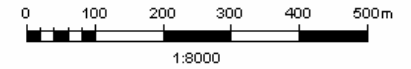
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS Y GEOFÍSICA

MODELO ESTÁTICO EN 3D DEL MIOCENO DEL ÁREA CABIMAS, CAMPO COSTANERO BOLIVAR. CUENCA DE MARACAIBO

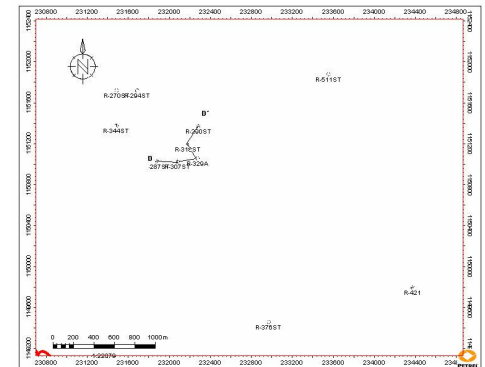
Violeta Wills
 2009

Anexo 2
 Sección estratigráfica D-D'

Escala vertical
 1:8000



Ubicación relativa



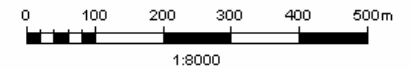
Anexo 3

MODELO ESTÁTICO EN 3D DEL
MIOCENO DEL ÁREA CABIMAS,
CAMPO COSTANERO BOLIVAR.
CUENCA DE MARACAIBO

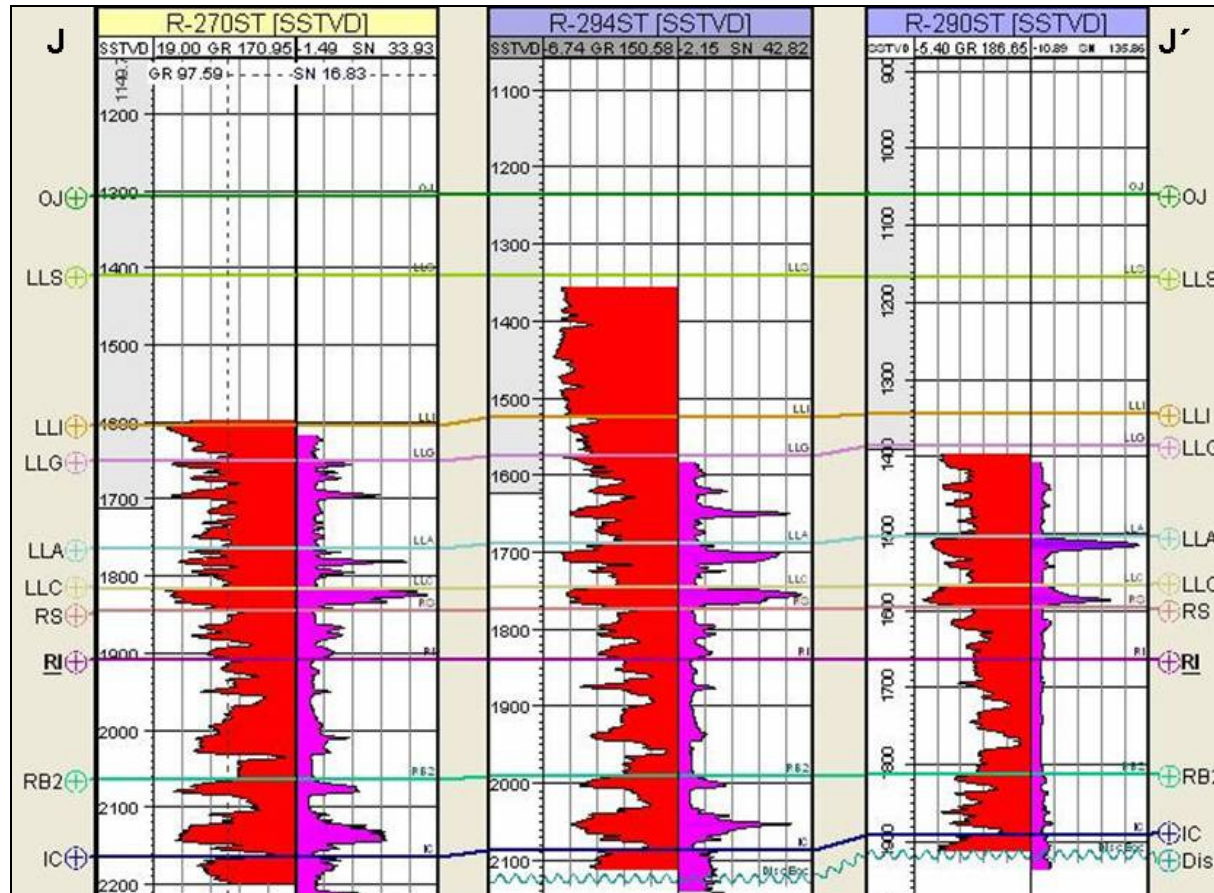
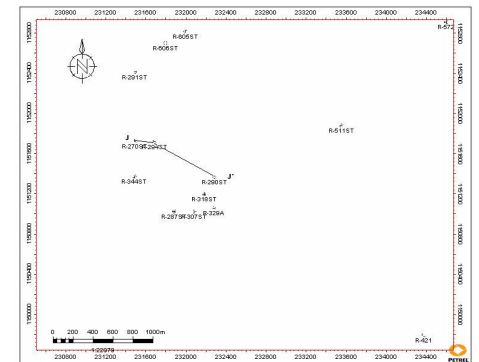
Violeta Wills
2009

Anexo 3
Sección estratigráfica J-J'

Escala vertical
1:8000



Ubicación relativa



Anexo 4

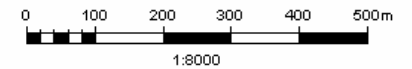
UNIVERSIDAD CENTRAL DE
VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS Y
GEOFÍSICA

MODELO ESTÁTICO EN 3D DEL
MIOCENO DEL ÁREA CABIMAS,
CAMPO COSTANERO BOLIVAR.
CUENCA DE MARACAIBO

Violeta Wills
2009

Anexo 4
Sección estratigráfica F-F'

Escala vertical
1:8000



Ubicación relativa

