

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA GEOLÓGICA**



**REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS
ARENAS N1 Y N2 PERTENECIENTE A LA UP. LIVIANO-
MEDIANO DEL CAMPO YOPALES CENTRAL DE LA
DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO
HUGO CHÁVEZ FRÍAS**

**TRABAJO FINAL DE
GRADO PRESENTADO
POR LA BACHILLER
RAMÍREZ H. YDALMI
S. PARA OPTAR AL
TÍTULO DE
INGENIERO
GEÓLOGO.**

CIUDAD BOLÍVAR, MAYO DE 2018



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA

ACTA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, titulado: **“REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS N1 Y N2 PERTENECIENTE A LA UP. LIVIANO-MEDIANO DEL CAMPO YOPALES CENTRAL DE LA DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS”** presentado por la bachiller **YDALMI RAMÍREZ**, cédula de identidad N° **V-20.546.838**, como requisito parcial para optar al título de **INGENIERO GEÓLOGO**, ha sido **APROBADO** de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombre:	Firma:
Prof. Berenice Sandoval	
(Asesor)	
Prof. Javier Ramos Madrid	
(Jurado)	
Prof. Francisco Monteverde	
(Jurado)	
Prof. Javier Ramos Madrid Jefe del Departamento de Ingeniería Geológica	Prof. Francisco Monteverde Director de Escuela de Ciencias de la Tierra

En Ciudad Bolívar, a los 28 días del mes de junio de 2018.

DEDICATORIA

A Dios por darme la iluminación en los momentos difíciles y las fuerzas para seguir adelante para permitir llegar a esta etapa tan importante, ya que la vida es un regalo de Dios y la mejor manera de retribuírselo es haciendo de ella un ejemplo a seguir y cumplir con esta meta es una clara prueba de que siempre está presente en mi corazón.

A mi padre José Ramírez por creer en mí desde un principio, ser mi pilar fundamental y darme toda la ayuda para lograr esta meta hasta su último aliento de vida, estas palabras te llegaran al cielo Papá y estás presente en todo momento de mi vida, en todas las metas que me proponga como también en todos mis logros. Un largo camino donde con orgullo puedo decir que te termine el mandado mi Rey. A mi mamá Dilia Hurtado por su amor de madre, su apoyo incondicional, nunca me cansare de agradecerte tanto cariño y tanta comprensión, eres la fuerza que me impulsa todos los días. Los amo infinitamente padres, este logro es de ustedes, en cada gota de sudor y de esfuerzo están presentes, son mis guerreros de lucha ante las adversidades.

A mi hermana Dalianis Ramírez por todo su apoyo y por ser mi compañera en todo momento y a mi sobrina Rodha espero le sirva de ejemplo y motivación a lo largo de su vida, este logro va con todo mi amor para ustedes.

A mi primo Elías David por creer en mi desde la distancia y estar siempre pendiente y a mis amigos y compañeros de universidad Pablo Matute y Nirixe Estrada, por todos los consejos, bellos momentos y aprendizajes que se quedaron siempre en mi corazón los quiero mucho.

AGRADECIMIENTOS

A la casa más alta de estudio, mi Universidad de Oriente por brindarme los conocimientos necesarios para formarme como profesional, por ser mi segundo hogar y darme la oportunidad de recibir clases de los mejores profesores, a los cuales les agradezco haberme brindado sus conocimientos y apoyo para formarme como Ing. Geólogo.

A Petróleos de Venezuela (P.D.V.S.A) por abrirme sus puertas y haberme dado el apoyo para esta primera experiencia laboral fue todo un privilegio trabajar con excelentes profesionales que me brindaron su apoyo para el satisfactorio desarrollo de mi trabajo de grado y cumplir con esta meta, y a todos mis compañeros de la gerencia de Yacimiento especialmente a la Superintendencia de Yacimientos Liviano-Mediano Dación.

A mi tutora industrial Ing. Nancy Fuentes por brindarme todo su apoyo, paciencia y transmitirme todo su conocimiento y profesionalismo. De igual manera al Ing. Geólogo, Pavel Bellorin por su apoyo incondicional, dedicación, asesoramiento técnico y amistad generada como también a los Ing. Geólogo José Bellorin, Juadelys Barreto y Gustavo Barrios, y los Ing. De Yacimiento Erika Santaella y Pedro Rodríguez por ser excelentes profesionales y compañeros. A mi tutora académica, Prof. Berenice Sandoval por sus asesorías, recomendaciones y apoyo en todo momento.

Mis más sinceros agradecimientos a todos ustedes y también a aquellas personas que de una u otra forma colaboraron desinteresadamente para que alcanzase esta meta.

Ydalmi Ramírez.

RESUMEN

Este proyecto se basó en la revisión y reinterpretación del modelo geológico de las arenas N1 y N2, perteneciente al Campo Yopales Central, Distrito San Tomé, estado Anzoátegui. Este campo está ubicado a unos 20Km de la Ciudad de el Tigre, dentro del Área Mayor de Oficina, cuadrángulo Yopales. El objetivo primordial de este proyecto fue revisar el modelo geológico del campo con la finalidad de conocer de forma certera las características de los yacimientos existentes, debido a que actualmente los yacimientos N1 YS-66 y N2 YS- 94 se le desea maximizar su producción de crudo mayor a 20° API, que sirvan de diluentes para crudos pesados y extra pesados provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco, para ello fue necesario validar y actualizar modelos estáticos, con el fin de disminuir el grado de incertidumbre geológicas, validar sus dimensiones, evaluar sus propiedades petrofísicas y calcular las reservas; para cumplir con este objetivo se partió de la elaboración de la correlación de 166 pozos. Se corroboró la continuidad de la arena Igualmente las secciones estructurales permitieron la determinación de las estructuras para los 2 niveles de arena correspondiendo ésta a un homoclinal de dirección Noroeste-Sureste con buzamiento suave de (2°-3°) hacia el Noreste, afectado por un sistema complejo de fallas tipo normal. Se determinó que el ambiente de sedimentación de la arena N1 es deltáico con predominio de barras de frente deltáico asemejándose a un pequeño delta lobular y el de la arena N2 un ambiente deltáico con influencia de marea, el cual tiene presencia de barras deltáicas. La evaluación petrofísica permitió obtener los valores ponderados para cada uno de los yacimientos de los dos niveles en estudio, siendo los de mayor relevancia N1 YS-66 y N2 YS-94. El POES para cada uno de los yacimientos pertenecientes a el Campo, se estimó mediante el método volumétrico, con los datos tomados del libro oficial de reservas 2016, resultados petrofísicos y la determinación del Boi a través de correlaciones de la TOTAL, obteniendo así un crecimiento de POES para el yacimiento N1 YS-66 de 83% y para el yacimiento N2 YS-94 una disminución de 9% con respecto a los valores oficiales.

CONTENIDO

	Página
ACTA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN.....	v
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE APÉNDICES	xiii
LISTA DE ANEXOS	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
SITUACIÓN A INVESTIGAR.....	2
1.1 Situación objeto de estudio.....	2
1.2 Objetivos de la investigación.....	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos	3
1.3 Justificación de la investigación.....	4
1.4 Alcance de la investigación.....	5
1.5 Limitaciones de la investigación	5
CAPÍTULO II	6
GENERALIDADES.....	6
2.1 Ubicación geográfica y geológica del área de estudio	6
2.2 Características físicas y naturales del área de estudio	7
2.2.1 Clima.....	7
2.2.2 Vegetación	7

2.2.3 Geomorfología	7
2.3 Geología regional	7
2.3.1 Cuenca oriental de Venezuela.....	7
2.3.2 Área Mayor de Oficina	11
2.4 Geología Local	19
2.4.1 Estratigrafía y Sedimentología del Campo Yopales Central	19
2.4.2 Estructura del Campo Yopales Central	20
CAPÍTULO III.....	21
MARCO TEÓRICO	21
3.1 Antecedentes de la investigación.....	21
3.2 Fundamentos teóricos	22
3.2.1 Perfiles Eléctricos	22
3.2.2 Correlación de registros	27
3.2.3 Terminología utilizada para realizar medidas en los registros.....	29
3.2.4 Reservas de hidrocarburos	30
3.2.5 Modelo Estático	31
3.2.6 Ambientes Sedimentarios	37
3.2.7 Análisis Petrofísico	44
CAPÍTULO IV	50
METODOLOGÍA DE TRABAJO	50
4.1 Tipo de investigación	50
4.2 Diseño de investigación.....	50
4.2.1 Investigación Documental.....	50
4.2.2 Investigación de Campo.....	51
4.3 Población de la investigación	51
4.4 Muestra de la Investigación.....	51
4.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos	52
4.5.1 Observación directa.....	52
4.5.2 Revisión bibliográfica	53

4.5.3 Instrumentos de recolección de datos	53
4.6 Descripción del flujograma de trabajo	53
4.6.3 Creación de la base de datos	56
4.6.4 Evaluación de la continuidad lateral de las Arenas N1 y N2.....	56
4.6.5 Definición de la orientación y la geometría de los elementos estructurales del área de estudio.....	60
4.6.6 Definición del modelo sedimentológico del área.....	63
4.6.7 Reconocimiento de las áreas prospectivas	64
4.6.8 Elaboración del mapa Isópaco–Estructural.....	76
4.6.9 Cálculo de Reservas de hidrocarburos de los yacimientos involucrados ..	77
4.6.10 Cálculo de Reservas	79
CAPÍTULO V	82
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	82
5.1 Creación de la base de datos.....	82
5.2 Evaluación de la continuidad lateral de las Arenas N1 y N2	83
5.2.1 Correlación litoestratigráfica	83
5.2.2 Elaboración de secciones estratigráficas.....	83
5.3 Definición de la orientación y la geometría de los elementos estructurales del área de estudio.....	88
5.3.1 Correlación estructural.....	88
5.3.2 Elaboración de secciones estructurales	88
5.3.3 Revisión del mapa del plano de fallas.....	93
5.3.4 Mapa Estructural	93
5.4 Definición del modelo sedimentológico del área	95
5.4.1 Interpretación de los patrones de electrofacies	95
5.4.2 Mapa de paleoambiente	97
5.5 Reconocimiento de las áreas prospectivas	99
5.5.1 Cálculo de los parámetros petrofísicos	99
5.5.2 Determinación de la resistividad del agua de formación (Rw).....	99
5.5.3 Volumen de arcilla (Vsh).....	101
5.5.4 Determinación de Porosidad (Φ)	101

5.5.5 Determinación de la Permeabilidad (K).....	102
5.5.6 Determinación de la saturación de agua (Sw).....	102
5.5.7 Saturación de agua irreducible (Swirr)	104
5.5.8 Determinación de parámetros de corte	106
5.5.9 Elaboración de los mapas de Isopropiedades.....	110
5.6 Determinación de los límites de los yacimientos	116
5.7 Elaboración del mapa Isópaco-Estructural	119
5.7.1 Yacimiento N1 YS-66.....	119
5.7.2 Yacimiento N2 YS-94.....	121
5.8 Cálculo de POES y Reservas.....	123
5.8.1 Cálculo de área y volumen.....	123
5.8.2 Cálculo de petróleo original en sitio (POES).....	125
5.8.3 Calculo del GOES	131
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	134
Conclusiones	134
Recomendaciones	135
REFERENCIAS	136
APÉNDICES.....	139
ANEXOS	180

LISTA DE FIGURAS

	Página
2.1 Ubicación geográfica del Campo Yopales Central (PDVSA – CIED, 1997).	6
2.2 Ubicación geográfica de cuencas de Venezuela (PDVSA – Intevep, 2006).....	8
2.3 Columna Estratigráfica de la Oriental de Venezuela (PDVSA-INTEVEP, 1997).....	9
2.4 Columna tipo de la Cuenca Oriental en el Área Mayor de Oficina (PDVSA - Intevep, 2006).	19
3.1 Diagrama que muestra la terminología general de los registros (PDVSA-CIED, 1999).	30
3.2 Diferentes tipos de ambientes sedimentarios (Alfonsi, P. 1999).	38
3.3 Ejemplos de Deltas. (PDVSA-CIED, 1997).	39
3.4 Principales componentes de un delta. (Alfonsi, P. 1999).	40
3.5 Delta con dominio de oleaje y Delta con dominio de mareas. (PDVSA-CIED, 1997).	43
4.1 Flujograma de actividades.	54
4.2 Registro tipo YS-534.	57
4.3 Mallado de correlación de los Niveles N1 y N2.	58
4.4 Ventana OpenWorks-StratWorks, Módulo Correlation.....	59
4.5 Ubicación relativa de las secciones estratigráficas.	60
4.6 Ubicación relativa de las secciones estructurales.....	61
4.7 Mapa del plano de fallas oficial del Campo Yopales Central.	62
4.8 Interpretación de electrofacies (Acosta, R. 2006).	64
4.9 Interpretación de la curva normal corta.	71
5.1 Sección estratigráfica A-A'	85
5.2 Sección estratigráfica B-B'	85
5.3 Sección estratigráfica C-C'	86
5.4 Sección estratigráfica D-D'	87
5.5 Sección estructural A-A'	89
5.6 Sección estructural B-B'	90
5.7 Sección estructural C-C'	91

5.8 Sección estructural D-D'	92
5.9 Mapa estructural de la arena N1. Campo Yopales Central.	94
5.10 Mapa estructural de la arena N2. Campo Yopales Central.	94
5.11 Mapa de electrofacies de la Arena N1. Campo Yopales Central.	96
5.12 Mapa de electrofacies de la Arena N2. Campo Yopales Central.	96
5.13 Mapa de paleoambiente de la Arena N1.	98
5.14 Mapa de paleoambiente de la Arena N2.	98
5.15 Gráfica de Saturación de agua Vs. Resistividadde la arena N1.	105
5.16 Gráfica de Saturación de agua Vs. Resistividadde la arena N2	105
5.17 Gráfica de Volumen de arcilla Vs. Saturación de agua Arena N1.....	107
5.18 Gráfica de Volumen de arcilla Vs. Saturación de agua Arena N2.....	107
5.19 Gráfica de Porosidad Vs. Volumen de arcilla de la Arena N1.....	108
5.20 Gráfica de Porosidad Vs. Volumen de arcilla de la Arena N2.....	108
5.21 Gráfica de Permeabilidad Vs. Porosidad de la Arena N1.	109
5.22 Gráfica de Permeabilidad Vs. Porosidad de la Arena N2.	109
5.23 Mapa de Isoarcillosidad de la Arena N1.	111
5.24 Mapa de Isoarcillosidad de la Arena N2.	111
5.25 Mapa de Isoporosidad de la Arena N1.....	112
5.26 Mapa de Isoporosidad de la Arena N2.....	113
5.27 Mapa de Isosaturación de agua de la Arena N1.....	114
5.28 Mapa de Isosaturación de agua de la Arena N2.....	114
5.29 Mapa de Isopermeabilidad de la Arena N1.....	115
5.30 Mapa de Isopermeabilidad de la Arena N2.....	116
5.31 Mapa Isópaco-Estructural oficial de la Arena N1.....	120
5.32 Mapa Isópaco-Estructural actualizado de la Arena N1.....	121
5.33 Mapa Isópaco-Estructural oficial de la Arena N2.....	122
5.34 Mapa Isópaco-Estructural actualizado de la Arena N2.....	123
5.35 Gráfico comparativo de las reservas oficiales y actualizadas del yacimiento N1 YS-66.....	129
5.36 Gráfico comparativo de las reservas oficiales y actualizadas del yacimiento N2 YS-94.....	130

LISTA DE TABLAS

	Página
4.1 Pozos a los cual se les calculó la R_w	68
4.2 Tabla de R_t	71
4.3 Tabla de saturación de hidrocarburo residual.	72
4.4 Tabla de invasión de pozos.	73
5.1 Estimación del R_w	100
5.2 Propiedades petrofísicas promedio Arena N1.....	103
5.3 Propiedades petrofísicas promedio Arena N2.....	104
5.4 Valores de los parámetros de corte de la arena N1.	106
5.5 Valores de los parámetros de corte de la arena N2.	106
5.6 Límites de los yacimientos de la arena N1.....	117
5.7 Límites de los yacimientos de la arena N2.....	118
5.8 Área y volumen de los yacimientos de la arena N1.	124
5.9 Área y volumen de los yacimientos de la arena N2.	124
5.10 Resultados del cálculo de reservas para la arena N1.....	127
5.11 Resultados del cálculo de reservas para la arena N2.....	128
5.12 GOES de la capa de gas.	131
5.13 GOES en solución.	132
5.14 GOES total.	133

LISTA DE APÉNDICES

	Página
A. TABLA DE BASE DE DATOS.....	140
A.1 Base de Datos de la información general de los pozos del área de estudio..	141
B. SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS ARENAS N1 Y N2.....	150
B.1 Sección estratigráfica A-A' .	151
B.2 Sección estratigráfica B-B' .	152
B.3 Sección estratigráfica C-C' .	153
B.4 Sección estratigráfica D-D' .	154
C. SECCIONES ESTRUCTURALES ARENAS N1 Y N2	155
C.1 Sección estructural A-A' .	156
C.2 Sección estructural B-B' .	157
C.3 Sección estructural C-C' .	158
C.4 Sección estructural D-D' .	159
D. MAPAS DE PALEOAMBIENTE ARENAS N1 Y N2.....	160
D.1 Mapa de paleoambiente de la Arena N1.....	161
D.2 Mapa de paleoambiente de la Arena N2.....	162
E. TABLA DE DATOS Y RESULTADOS PETROFÍSICOS DE LAS ARENAS N1 Y N2	163
E.1 Resultados petrofísicos de la arena N1	164
E.2 Resultados petrofísicos de la arena N2	168
F. MAPAS DE ISOPROPIEDADES DE LAS ARENAS N1 Y N2	171
F.1 Mapa de Isoarcillosidad de la Arena N1.	172
F.2 Mapa de isoarcillosidad de la Arena N2.	173
F.3 Mapa de isoporosidad de la Arena N1	174

F.4 Mapa de isoporosidad de la Arena N2.	175
F.5 Mapa de isosaturación de agua de la Arena N1.	176
F.6 Mapa de isosaturación de agua de la Arena N2.	177
F.7 Mapa de isopermeabilidad de la Arena N1.	178
F.8 Mapa de isopermeabilidad de la Arena N2.	179

LISTA DE ANEXOS

1. MAPA ISÓPACO-ESTRUCTURAL CON CUÑA DE AGUA ARENA N1.
2. MAPA ISÓPACO-ESTRUCTURAL CON CUÑA DE AGUA ARENA N2.

INTRODUCCIÓN

El modelo geológico de un yacimiento es el resultado de la identificación e interpretación de los modelos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos y petrofísicos de un área para interpretar la distribución y las variaciones espaciales de estos, los cuales son utilizados por la industria petrolera para la identificación de trampas que contengan hidrocarburo para finalmente estimar reservas.

El objetivo principal de este proyecto es la reinterpretación geológica de las arenas N1 y N2, con la finalidad de conocer de forma certera las características de los yacimientos existentes para cada nivel. Debido a que la mayoría de los campos existentes de la Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez Frías” son de crudo pesado y extra pesado, se da la necesidad de maximizar la producción de crudo mayor a 20°API que sirvan como diluentes para los crudos anteriores. Para ello es necesario validar y actualizar modelos estáticos, con el fin de disminuir las incertidumbres geológicas sobre las reservas recuperables de los mismos y la factibilidad de su futura explotación técnica y económicamente rentable que lleven a aumentar el factor de recobro.

Esta investigación se estructura en (5) capítulos: En el capítulo I se presenta el planteamiento del problema, los objetivos, justificación, alcance y limitaciones del estudio. El capítulo II corresponde a las generalidades, enmarcado en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el Área Mayor de Oficina donde se encuentra el Campo Yopales Central. El marco teórico se muestra en el capítulo III. La metodología empleada para la realización de la investigación se desarrolla en el capítulo IV. El capítulo V presenta el análisis e interpretación de los resultados obtenidos en cada una de las etapas de la metodología aplicada. Finalmente se exponen las conclusiones y recomendaciones como consecuencia final del estudio.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación objeto de estudio

La actual explosión demográfica mundial, conlleva a que la población necesite cada vez mayor cantidad de energía y materia prima para que la población continúe con sus actividades diarias. En nuestro país el petróleo como principal fuente energética e ingresos no escapa de esta problemática. Constantemente se invierten recursos que permiten potenciar y apoyar el desarrollo en la exploración, perforación, explotación y producción de petróleo. La mayor parte de estas operaciones petroleras están a cargo de la empresa Petróleos de Venezuela (P.D.V.S.A), la cual está orientada a optimizar la producción de las reservas de hidrocarburos de manera rentable, para generar recursos fiscales al estado venezolano y promover su desarrollo industrial.

En este sentido, la Unidad de Explotación de Yacimientos Liviano- Mediano- Dación, se ve en la necesidad de reinterpretar geológicamente el modelo actual de las arenas N1 y N2 en el Campo Yopales Central, con el objetivo de aumentar las reservas recuperables, con el fin de evaluar el potencial de las arenas estimando el POES, debido a que actualmente la mayoría de los campos existentes de la Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez Frías” son de crudo pesado y extra pesado por lo cual requieren de un diluyente para ser extraídos como también un alto costo de extracción y producción, lo cual no genera una factibilidad económica.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Reinterpretar el modelo geológico de las arenas N1 y N2 pertenecientes a la U.P Liviano- Mediano del Campo Yopales Central de la División Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Evaluar la continuidad lateral de las Arenas N1 y N2, mediante la correlación litoestratigráfica de los pozos que conforman el Campo Yopales Central.

2. Definir la orientación y la geometría de los elementos estructurales del área de estudio; a partir de la revisión del modelo estructural, mediante la elaboración de secciones estructurales.

3. Definir el modelo sedimentológico del área, analizando las respuestas electrográficas de los pozos del área en estudio en las arenas N1 y N2, del Campo Yopales Central.

4. Reconocer las áreas prospectivas, a partir de la determinación de las propiedades físicas de la roca y elaboración de los mapas de isopropiedades.

5. Elaborar el mapa isópaco – estructural, mediante los espesores obtenidos y rasgos estructurales más resaltantes.

6. Calcular Reservas de hidrocarburos de los yacimientos involucrados, a través del método Volumétrico, utilizando el mapa isópaco- estructural.

1.3 Justificación de la investigación

Debido a las condiciones cambiantes de los yacimientos a lo largo de su vida productiva y a descubrimientos de información nueva por la perforación de pozos es necesario periódicamente realizar actualizaciones, tanto del modelo estático, como dinámico de los yacimientos. El propósito de un modelo geológico consiste en representar de la manera más precisa los límites y estructuras internas de un yacimiento, integrando información estructural, estratigráficas y propiedades físicas de la roca, las cuales son representadas mediante secciones, mapas y gráficas que nos dan una idea del comportamiento del mismo.

La Unidad de Explotación de Yacimientos Liviano- Mediano- Dación, distrito San Tomé, perteneciente a PDVSA Exploración y Producción, desarrolla a diaria medidas de explotación que permitan maximizar la producción de los yacimientos, para ello se necesita validar y actualizar los datos existentes, que es lo que se pretende con la reinterpretación del modelo geológico de las arenas N1 y N2 perteneciente a la Formación Oficina ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, en el Campo Yopales Central. Con el fin de disminuir la incertidumbre geológica con respecto a los mismos y de esta manera integrar la nueva información a la ya existente, para estimar nuevas reservas y mejorar la producción del campo, especialmente en los yacimientos N1 YS-66, N1 YS-47, N1 YS-29, N1 YS-43, N1 YS-15, N1 YS-61, N1 YS-550, N1 YS-14, N1 YS-18, N1 YS-601 y del nivel N2 los cuales son: N2 YS-94, N2 YS-40, N2 YS-43, N2 YS-26, N2 YS-1, N2 YS-61, N2 YS-606, N2 YS-610, N2 YS-142 y N2 YS-611.

La reinterpretación de las arenas N1 y N2 del Campo Yopales Central, además de generar una reinterpretación confiable del modelo geológico actual y de las reservas de los yacimientos asociados a la misma, también se puede utilizar para

someter nuevas reservas ante el Ministerio para el Poder Popular de Energía y Petróleo (MPPEP) ente nacional encargado de aprobar dichas reservas.

1.4 Alcance de la investigación

El siguiente proyecto de investigación permitirá reinterpretar el Modelo Geológico de las arenas N1 y N2 del Campo Yopales Central, Formación Oficina; perteneciente al Distrito San Tomé, estado Anzoátegui, basados en la elaboración de secciones (estratigráficas y estructurales), mapas isópacos: Arena Neta Total (ANT), mapas estructurales, mapas de electrofacies, mapas de isopropiedades, calcular propiedades petrofísicas y estimar nuevas reservas a las ya existentes en los yacimientos pertenecientes a dichos campos.

1.5 Limitaciones de la investigación

El presente estudio se realizará con la información aportada por 186 pozos, que pertenecen al campo Yopales Central, sin embargo a lo largo del desarrollo de este trabajo se encontraron limitaciones como:

1. La ausencia de algunos registros de pozos en físico.
2. La existencia de muchos pozos viejos que no cuentan con registros petrofísicos.
3. La falta de sísmica 3D para la mejor caracterización sísmica-estructural del nivel de estudio.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Ubicación geográfica y geológica del área de estudio

El Campo Yopales Central se encuentra aproximadamente a 9 kilómetros al sureste de la ciudad de El Tigre, tiene un área aproximada de 172 km². Fue descubierto en abril de 1937 con la perforación del pozo YS - 1X. Desde el punto de vista geológico el Campo está ubicado en la Provincia Oriental de Venezuela, formando parte del flanco Sur de la Subcuenca de Maturín, en el extremo oriental de lo que se conoce como Área Mayor de Oficina. (Figura 2.1)

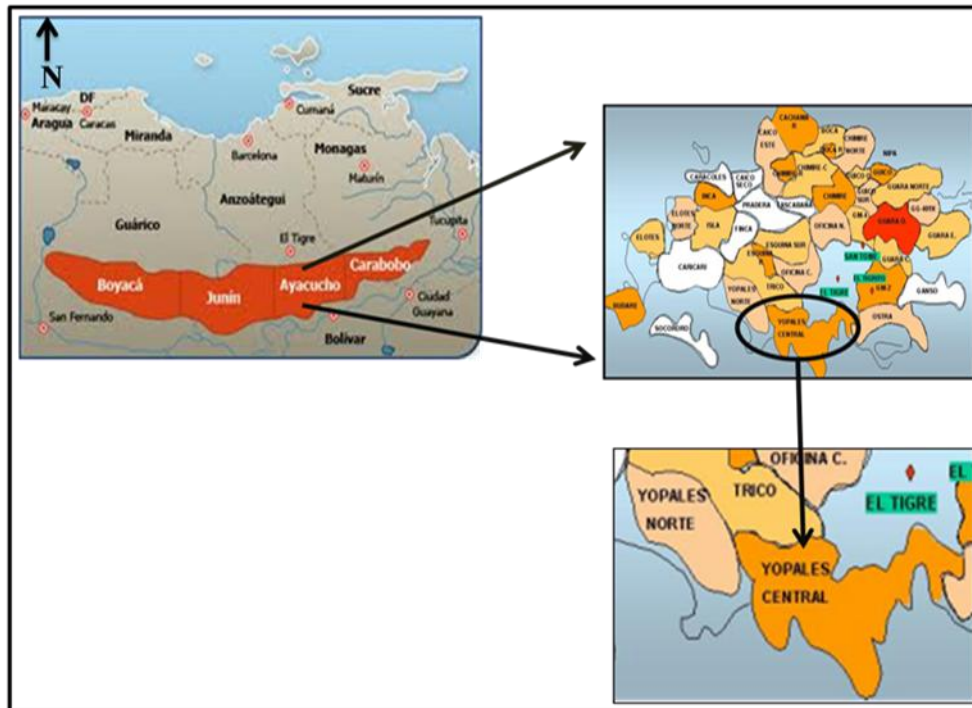


Figura 2.1 Ubicación geográfica del Campo Yopales Central(PDVSA – CIED, 1997).

2.2 Características físicas y naturales del área de estudio

2.2.1 Clima

El clima que predomina en la región es de tipo tropical húmedo, con temperatura anual entre 26° a 28°C aproximadamente y dos estaciones: estación lluviosa de mayo hasta octubre, y estación de sequía de Diciembre hasta Abril (Lima, L. 2005).

2.2.2 Vegetación

La vegetación existente es de sabana tropical, típica de todo el Área Mayor de Oficina. Se pueden encontrar arbustos de poca altura y abundante vegetación herbácea (Lima, L. 2005).

2.2.3 Geomorfología

En el cuadrángulo Yopales el relieve predominante es de tipo mesa, definido por amplias planicies y ondulaciones suaves. Dentro del cuadrángulo Yopales comúnmente se encuentran prominentes escarpados de pendientes abruptas, que cortan la continuidad del relieve siguiendo el patrón de fluvial a deltáico del área (Lima, L. 2005).

2.3 Geología regional

2.3.1 Cuenca oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela está localizada en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural, por su contenido de

recursos de hidrocarburos se considera como la segunda cuenca más importante de Venezuela, solo sobrepasada por la del Lago de Maracaibo (González de Juana y otros, 1980).

Esta cuenca tiene una longitud aproximada de 800 Km. en sentido Oeste-Este, una anchura promedio de 200 Km. de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 Km², esta abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y una extensión menor del estado Sucre. Se encuentra limitada al norte por la Cordillera de La Costa, al sur por el Río Orinoco, al este por la plataforma del Delta del mismo río y al oeste por el Lineamiento de El Baúl (González de Juana y otros, 1980) (Figura 2.2).

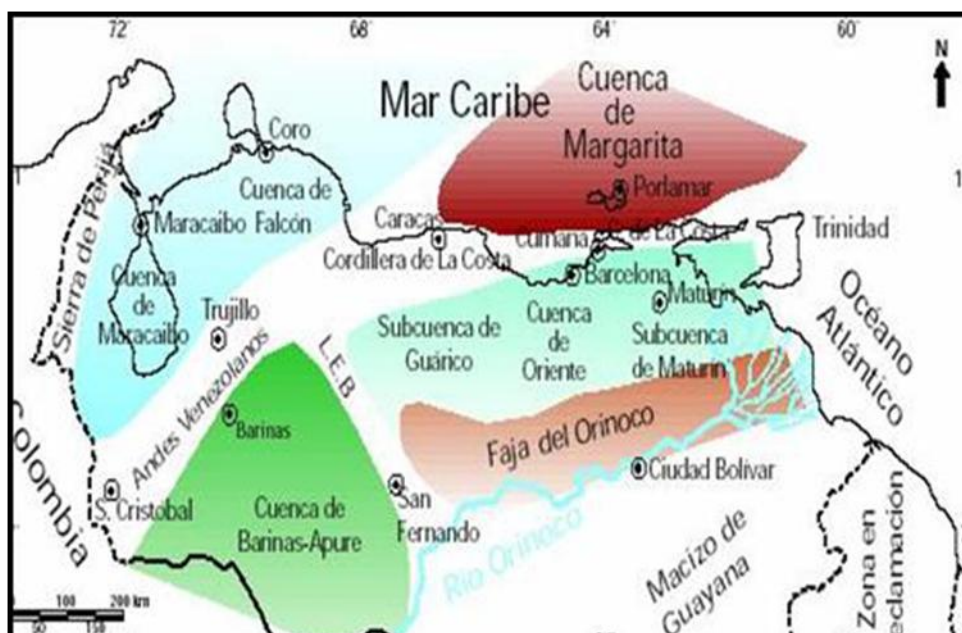


Figura 2.2 Ubicación geográfica de cuencas de Venezuela.(PDVSA – Intevep, 2006).

Estructuralmente corresponde a un geosinclinal con eje Este-Oeste y se define como una gran depresión asimétrica, su flanco sur buza suavemente hacia el Norte donde es interceptado por unas zonas de complejas perturbaciones tectónicas y

Esta cuenca presenta fallamiento en dos líneas de corrimiento subparalelas: la situada al Noroeste constituye el Corrimiento Frontal de Guárico y la situada al Este de la depresión de Barcelona, el sistema de Corrimiento Frontal de Anzoátegui y Monagas. Entre ambos sistemas existe una interesante diferencia en cuanto a su significado como cuenca petrolífera (González de Juana y otros, 1980).

La línea del corrimiento de Guárico constituye el límite septentrional del sector Noreste de la cuenca. El sistema de Anzoátegui y Monagas se extiende hacia el sur de la Serranía del Interior Oriental, por debajo de planicies con anchuras variables entre 15 y 40 Km, en las cuales se han desarrollado campos petrolíferos importantes (González de Juana y otros, 1980).

La columna sedimentaria de la Cuenca Oriental, consta exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Cambriano Inferior al Pleistoceno, además de 20.000 pies de sedimentos Paleozoicos y Terciarios entre las Cadenas Montañosas Terciarias (González de Juana y otros, 1980).

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en los estados Anzoátegui y Monagas (González de Juana y otros, 1980).

La Cuenca Oriental ha sido subdividida, basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas en dos subcuencas, las cuales son: la Subcuenca de Guárico al Oeste y la Subcuenca de Maturín al Este (González de Juana y otros, 1980).

La subcuenca de Guárico comprende los campos del estado Guárico y parte Norte del estado Anzoátegui (González de Juana y otros, 1980).

La subcuenca de Maturín, presenta ocho áreas productoras de petróleo: Área de Guárico, Área mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepin, Área de Quiriquire y de Pedernales. La mayoría de las acumulaciones de hidrocarburos. La mayoría de las acumulaciones de hidrocarburos se localizan preferiblemente en el Área Mayor de Oficina, Temblador y las Mercedes, situados en el flanco Sur de la Cuenca y el Área Mayor de Anaco, localizada en domos que separan la Subcuenca de Maturín de la de Guárico. (González de Juana y otros, 1980).

Las dos Subcuencas, están localizadas al Noreste de Venezuela, son de tipo “foreland” y están separadas por unos anticlinales en superficies y en el subsuelo por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras inversas asociadas (González de Juana y otros, 1980).

2.3.2 Área Mayor de Oficina

El área mayor de oficina se encuentra ubicada en el flanco sur de la subcuenca de Maturín en los estados Anzoátegui y Monagas. Está limitada arbitrariamente al Este por una línea de rumbo NW-SE, entre el extremo occidental del campo Oritupano hacia el sur y el campo Onado hacia el norte; al sur, por una línea E-W; situada al sur de los campos Melones, Miga y Yopales sur, que marca el límite convenido entre los crudos pesados del sur del área mayor de oficina y los crudos pesados y extra pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco; al Oeste por el meridiano del campo Budare, y al Noroeste y Norte, por el corrimiento de Anaco entre los campos El Topo y Guárico, desde este último campo, por una línea aproximadamente Oeste-Este hasta el campo Onado. Esta última línea constituye la separación entre la zona productora de petróleo y la zona axial de la cuenca Oriental de Venezuela, más profunda y solo parcialmente perforada. Tiene aproximadamente 120 Km de largo y

60 Km de ancho, con un área aproximada de 7200 Km². Abarca un gran número de campos petrolíferos (Hedberg, H.1950).

El estilo estructural de Área Mayor de Oficina es de cizallamiento en bloques extensionales con rumbo preferencial paralelo a la falla de el Pilar. El buzamiento regional está en el orden de los 2° a 4° hacia el Norte y aumenta gradualmente hacia el eje de la cuenca cuyo rumbo es Sureste-Noreste y tiene un declive suave en esa misma dirección (Hedberg, H.1950).

2.3.2.1 Modelo Estructural del Área Mayor de Oficina

Las fallas principales que afectan el Área Mayor de Oficina son de tipo normal, de rumbo Este-Oeste, buzamiento hacia la cuenca y con un desplazamiento desde 25 pies hasta la falla Guara-Leona. Algunas fallas de este sistema se encuentran bifurcadas, ramificadas o unidas a otras fallas convergentes; el buzamiento promedio oscila entre 45° y 60°. Las fallas normales secundarias transversales, buzán al Oeste y otras veces al Este con inclinación de hasta 70°, constituyendo generalmente el límite sur de los yacimientos; por lo regular se encuentran en el bloque Norte levantado, formando las trampas mayores de las cuencas de Guárico, Anzoátegui y Monagas (PDVSA-Intevep, 2006).

El efecto de la compresión que reactiva a la antigua falla normal de Anaco para convertirla en un corrimiento, desaparece hacia el Sur, manifestándose esta disminución del esfuerzo principal, en fallas que tienen rumbo Noroeste-Sureste y buzamiento Noreste (PDVSA-Intevep, 2006).

Asociados a estas fallas se desarrollan unos pliegues de arrastre en forma de “Domos” de bajo relieve, que aseguran el cierre estructural. Un ejemplo de este lo

constituyen las acumulaciones de Budare, Elotes, Isla, Caico-Seco y Caracoles (PDVSA-Intevep, 2006).

2.3.2.2 Procesos sedimentarios del Área Mayor de Oficina

La historia del Área Mayor de Oficina, se sitúa en el paleozoico en el Devónico-Carbonífero hace unos 350 millones de años, reconociéndose durante este largo periodo tres ciclos sedimentarios: El primero durante el Mesozoico (Cretáceo) hace unos 100 millones de años con la sedimentación del Grupo Temblador. El ambiente de sedimentación fue de continental a marino profundo (PDVSA-Intevep, 2006).

Posteriormente sigue un periodo de no-sedimentación y de erosión en la superficie cretácea, hasta iniciarse el nuevo ciclo sedimentario del Cenozoico (Oligo – Mioceno) hace 26 millones de años, con las arenas transgresivas de la Formación Merecure parece no haberse sedimentado debido a la presencia de tierras positivas, donde ocurrió el acúñamiento, y es la formación Oficina, de edad posterior, la que se sedimenta directamente sobre la sección Temblador (PDVSA-Intevep, 2006).

El nuevo ciclo sedimentario comienza al Oeste del Área Mayor de Oficina, en los campos del estado Guárico, con la formación La Pascua (PDVSA-Intevep, 2006).

Debido al tiempo sin sedimentación, transcurrido entre el Grupo Temblador y la Formación Merecure, resulta difícil determinar su contacto y a pesar que no se observa discordancia aparente, la diferenciación se hace basándose en el contenido de minerales y fósiles (PDVSA-Intevep, 2006).

La sedimentación continúa con la formación Oficina, en la cual es muy importante estudiar su ambiente de sedimentación y sus facies, debido a la importancia de sus arenas, como productoras de petróleo (PDVSA-Intevep, 2006).

El ciclo Oligo-Mioceno, termina con la Formación Freites y la Formación La Pica, depositadas en un ambiente marino, ambas caracterizadas por una sedimentación de grano fino (PDVSA-Intevep, 2006).

Posteriormente comienza un ciclo regresivo con la Formación Las Piedras, de edad Plioceno que rellena la cuenca, presentando un carácter más marino hacia la base en el tope, donde el ambiente es de agua salobre a continental (PDVSA-Intevep, 2006).

La formación oficina se considera de ambiente con influencia fluvial y marina, definida por sus unidades arenosas, alternado con limonitas y numerosas capas de lignito. Estas secuencias se han interpretado como canales distributarios en un ambiente deltáico, siguiendo una dirección aproximada Norte-Sur, perpendicular a la línea de playa. (PDVSA-Intevep, 2006).

Esta sedimentación continua buzamiento abajo dentro de la cuenca, en el Área Mayor de Anaco, con una sección de gran espesor, siendo reemplazada al Norte y Oeste por lutitas y limonitas de ambiente marino. Las facies deltáicas tienen importancia en la distribución de las arenas (canales) ya que constituyen el cierre estratigráfico lateral (PDVSA-Intevep, 2006).

2.3.2.3 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina

La secuencia estratigráfica que enmarca el área en estudio corresponde al Área Mayor de Oficina, la cual comprende desde el basamento cristalino Precámbrico

hasta los sedimentos de la formación Mesa. Colocándose en orden de sedimentación la columna de unidades estratigráficas desde la formaciones más antiguas Hato Viejo y Carrizal, en el Paleozoico, siguiendo el Grupo Temblador (Formación Canoa y Tigre) en el Cretáceo, las Formaciones Merecure, Oficina y Freites de edad Oligo-Mioceno hasta las piedras y Mesa de edad Plio-Pleistoceno.

- **Basamento Cristalino:** está constituido por rocas ígneas y metamórficas con fuertes plegamientos que afloran en la línea muy cercana del curso sedimentológico actual del río Orinoco. La litología típica la constituye granitos, gneis y meta sedimentos (González de Juana y otros, 1980).

- **Formación Hato Viejo (Paleozoico-Devónico):** se presenta en el subsuelo de la parte occidental de los estados Guárico y Anzoátegui. Su litología está constituida por areniscas de granos finos a gruesos bien redondeados, friables, dura, ligeramente calcárea y en partes muy micácea y piríticas. Las areniscas contienen conglomerados y ciertas secciones de estas muestran características cuarsíticas; otras son muy feldespáticas y glauconíticas. La unidad descansa discordantemente a la Formación Oficina sobre el basamento e infrayace en forma concordante a la Formación Carrizal (González de Juana y otros, 1980).

- **Formación Carrizal (Paleozoico: Devónico Superior – Carbonífero Inferior):** se presenta en el subsuelo de la parte meridional de los estados Guárico y Anzoátegui, y probablemente al Sur de Monagas (González de Juana y otros, 1980).

La formación está constituida por una espesa secuencia de arcilítas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente teñidas de rojo, duras y compactas. Contiene algunas capas de limolita y areniscas. Generalmente está fuertemente bioturbada. Es notablemente homogénea, pese a su contenido variable de

limo, con intercalaciones locales de areniscas o conglomerados de guijarros. Intercaladas, y generalmente hacia la base de la formación, se han observado cuerpos de arena. Ocasionalmente, se presenta calcita como cemento en las capas de limolita y en diaclasas verticales (González de Juana y otros, 1980).

- Grupo Temblador (Cretácico): el Grupo Temblador lo constituyen en orden de sedimentación las formaciones Canoa y Tigre (González de Juana y otros, 1980).

- Formación Canoa: esta formación está compuesta por arenas, areniscas, limolitas y fangolitas con cantidades subordinadas de calizas y lignitos. La secuencia es de origen continental y su espesor máximo alcanza unos 1200 pies. El ambiente deposicional es predominante no-marino y se observan muy pocos fósiles. La unidad en su contacto inferior yace en discordancia con la roca del basamento o localmente con las formaciones Carrizal y Hato Viejo; en su contacto superior, concordante y transicional con las capas marinas de la Formación Tigre (González de Juana y otros, 1980).

- Formación Tigre: esta formación generalmente es concordante y transicional con la formación Canoa suprayacente. El contacto superior es una discordancia que infrayace a las areniscas de la Pascua al oeste y a las areniscas de Merecure y Oficina al Este. Constituye una secuencia variable inter estratificada de areniscas y limolitas finas, glauconitas, lutitas carbonáceas y fosfáticas y capas delgadas de dolomitas y calizas dolomíticas, glauconíticas y frecuentemente fosilíferas. El espesor varía de un máximo de 600 m disminuyendo a cero al Sur, hacia el Escudo de Guayana (González de Juana y otros, 1980).

- Formación Merecure (Oligoceno – Mioceno Inferior): marca la transgresión del Oligoceno y relleno de la cuenca durante el Oligoceno Medio y Mioceno Inferior.

Este grupo, depositado en un ambiente marino somero, está constituido principalmente por arenas y areniscas de carácter masivo típico de ambiente fluvio continental con intercalaciones de lutita, limolitas y numerosos niveles de lignitos. La formación Merecure yace en discordancia sobre el cretáceo y es el equivalente arenoso del Grupo Merecure (Naricual, Areo y los Jabillos) definidos en la serranía del interior, restringida al subsuelo de la Cuenca Oriental de Venezuela (González de Juana y otros, 1980).

- Formación Oficina (Mioceno Inferior – Medio): la Formación Oficina, depositada en un ambiente marino, está constituida principalmente por una secuencia de lutitas grises a gris pardusca, limolitas gris claras de grano fino a grano grueso con lignitos delgados, lutitas ligníticas, arcillas verdes a gris clara, areniscas sideríticas glauconíferas y calizas delgadas. Las capas de lignitos son más abundantes en la parte central del Área Mayor de Oficina y disminuyen hacia el Norte y Sur. Los cuerpos de arena poseen una geometría que va de lenticular a mantiforme. Esta formación se hace más espesa y menos arenosa por lo general hacia el Norte en las áreas Mayores de Oficina y Anaco. Infrayacente a la unidad se encuentra la formación Merecure y se considera concordante, pese al abrupto cambio litológico (González de Juana y otros, 1980).

- Formación Freitas (Mioceno Medio): se encuentra en los estados Anzoátegui y Monagas, flanco Sur de la cuenca. Litológicamente se caracteriza, principalmente, por un ambiente marino constituido por espesos intervalos lutíticos fosilíferos interrumpidos por delgadas y escasas capas de arenisca, generalmente de espesor menor de 10 pies siendo muy frecuentes de 3 y 5 pies. La formación Freitas suprayace concordantemente a la Formación Oficina, solo se presenta una relación discordante en la región de Anaco (González de Juana y otros, 1980).

- Formación Las Piedras (Mioceno Superior – Plioceno): la Formación aflora en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas. En el subsuelo se extiende al este hasta Pedernales, Territorio Delta Amacuro y Golfo de Paria. Hacia el sur, llega a las cercanías del río Orinoco en la Faja Petrolífera (González de Juana y otros, 1980).

En la localidad tipo, la Formación Las Piedras consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcilítas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos. También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde. Presenta un conjunto mineralógico más complejo que el de la Formación Mesa, con abundante andalucita, biotita, clorita, cloritoide, kyanita y corundum y, menos abundante, granate, glaucofano, hornblenda, epidoto, estauroлита, silimanita, muscovita y titanita (González de Juana y otros, 1980).

- Formación Mesa (Plioceno – Pleistoceno): esta Formación se extiende por los Llanos Orientales de Monagas y Anzoátegui parte de Sucre y Guárico. Litológicamente la componen conglomerados, gravas ferruginosas y sedimentos finos (arcillas y limos) de carácter fluvial (González de Juana y otros, 1980).

La formación Mesa es producto de una sedimentación fluvio-deltáica y paludal, resultado de un extenso delta que avanzaba hacia el este en la misma forma que avanza hoy el delta del río Orinoco. El mayor relieve de las cordilleras septentrionales desarrollo abanicos aluviales que aportaban a la sedimentación clásticos de granos más gruesos, mientras que desde el sur el aporte principal era de arenas (González de Juana y otros, 1980).

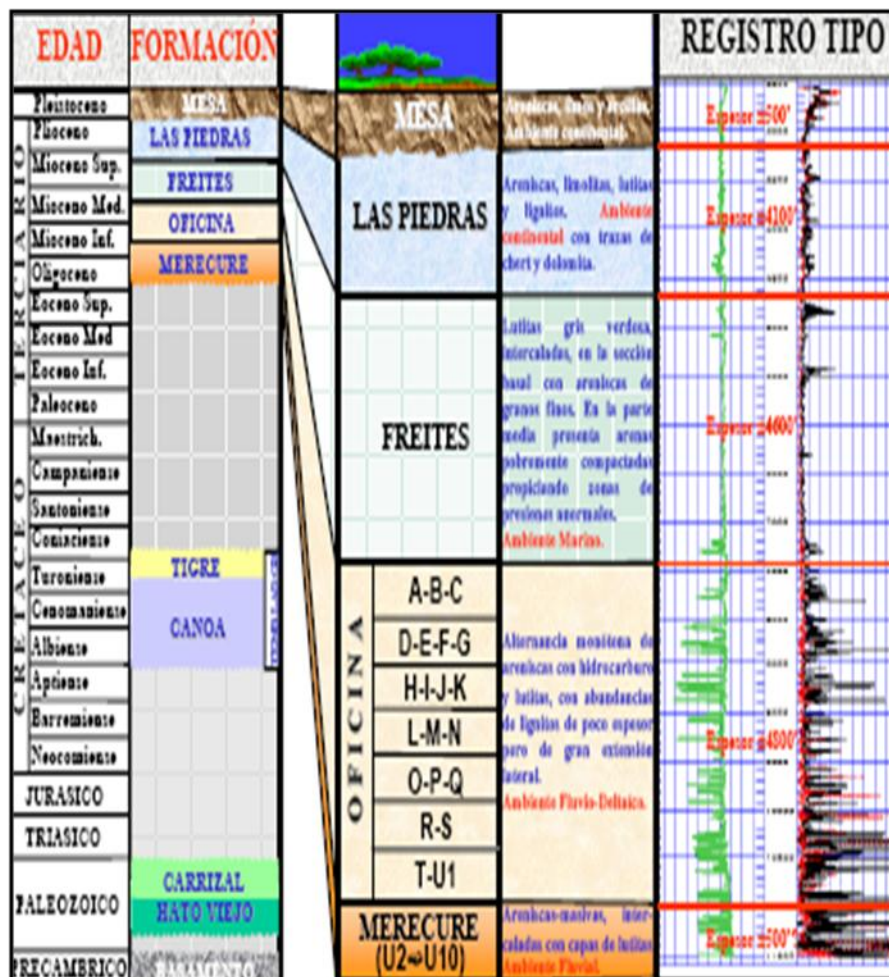


Figura 2.4 Columna tipo de la Cuenca Oriental en el Área Mayor de Oficina (PDVSA - Intevep, 2006).

2.4 Geología Local

2.4.1 Estratigrafía y Sedimentología del Campo Yopales Central

La secuencia estratigráfica atravesada en el Campo Yopales Central está representada por las formaciones: Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina y Merecure (Mazzucco, N. 2015).

Los intervalos productores más prospectivos en el área pertenecen a la Formación Oficina principal productora del campo, constituida litológicamente en su mayoría por una secuencia de areniscas y lutitas, depositadas desde finales del Mioceno Inferior hasta el Mioceno Medio, en una fase deltáica transgresiva iniciada en el Oligoceno y que tiene su culminación francamente marina representada por la Formación Freites (Mazzucco, N. 2015).

2.4.2 Estructura del Campo Yopales Central

El Campo Yopales Cental esta estructuralmente en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela (Flanco Sur de la Subcuenca de Maturín) y forma parte de un gran monoclinal fallado en dirección Norte-Oeste / Sur-Este que buza suavemente entre 3° y 6° hacia el Norte. El mayor rasgo tectónico está constituido por un sistema de fallas normales que generalmente tienen dirección Noroeste – Suroeste y que buzan hacia el Sur. Estas fallas, conjuntamente con la desaparición lateral por adelgazamiento de los cuerpos arenosos o por reducción de la permeabilidad, han constituido un factor primordial para el entrampamiento y acumulación buzamiento arriba de los hidrocarburos (Mazzucco, N. 2015).

En la zona se identifican dos sistemas de fallas bien definidos que afectan la estructura una en dirección Este – Oeste / Noreste que buza de 45° a 50°, estas fallas omiten una sección que varía de 50 a 320 pies. La mayoría de los yacimientos están ubicados al Norte de esta falla. El otro sistema de Falla de Noroeste – Suroeste se considera asociada a la falla Merey-Guara-Leona y divide el área en dos zonas, el buzamiento de estas fallas es aproximadamente 50° al Norte con una sección omitida entre 100 y 500 pies (Mazzucco, N. 2015).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

En el Campo Yopales Central se han efectuado varias investigaciones sobre yacimientos pertenecientes a las arenas N1 y N2 a lo largo de su exploración y explotación, así como también investigaciones para otros proyectos asociados a esta área. Se tomó como referencia la investigación realizada que se muestra a continuación:

Mazzuco, N. (2015) en su trabajo de grado titulado **“REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LA ARENA O1 DEL CUADRÁNGULO YOPALES, FORMACIÓN OFICINA, CAMPOS YOPALES NORTE Y YOPALES CENTRAL, PERTENECIENTE AL DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI”**; el objetivo primordial de esta reinterpretación es revisar el modelo geológico de los campos con la finalidad de conocer de forma certera las características de los yacimientos existentes, debido a que actualmente los yacimientos O1 YS-705 y O1 YS-506 presentaban reservas negativas, concluyó que a través del análisis de las secciones estratigráficas que la arena presenta continuidad lateral en los Campos y cambio lateral de facies. Estructuralmente se cotejó el comportamiento a nivel regional que corresponde a un monoclinas de rumbo Noroeste-Sureste con buzamiento suave hacia el Noreste, la arena O1 está representada por un depósito de tipo deltaico con predominio fluvial. La evaluación petrofísica permitió obtener los valores ponderados para cada uno de los 16 yacimientos en estudio y el resultado final fue de un incremento del POES para el yacimiento O1 YS-705 del 173% con respecto a su valor oficial y para el yacimiento O1 YS-506 el incremento corresponde al 458% con respecto a su valor oficial. Toda

la información suministrada del presente trabajo sirvió para comparar cómo ha evolucionado el modelo geológico de la arena O1 debido a que es el único trabajo realizado anteriormente del Campo Yopales Central y guardando relación directamente con el presente trabajo.

3.2 Fundamentos teóricos

3.2.1 Perfiles Eléctricos

Las formaciones geológicas suelen clasificarse según su composición química o sus características litológicas como: densidad, textura, color, dureza, fósiles que contenga, etc, para lo cual es esencial obtener muestras de las rocas. En los perfiles de pozo, las formaciones se distinguen por sus propiedades eléctricas como: resistividad eléctrica, potenciales electro – químicos, velocidad del sonido, radioactividad natural de neutrones, dispersión de rayos gamma, temperatura, etc (PDVSA-CIED, 1997).

Dichas mediciones se realizan por medio de instrumentos sensibles que se introducen en el pozo, por lo que no es necesario obtener muestras de rocas, pues las mediciones se hacen “in situ”. Los perfiles de pozo son registros continuos de las características eléctricas,ónicas y radioactivas de las formaciones, a lo largo del pozo, para así poder llegar a una determinación de los posibles horizontes productores (PDVSA-CIED, 1997).

Estos pueden definirse como mediciones de diversos parámetros y propiedades físicas de un pozo, tomadas a lo largo del mismo y bajo ciertos intervalos. De forma general pueden agruparse en:

3.2.1.1 Perfiles Resistivos

Entre los perfiles resistivos se pueden mencionar el Eléctrico Convencional (EL), Lateral (LAT), Normal Corta (NC), Normal Larga (NL), Potencial Espontáneo (SP), Laterolog (LL), Dual Laterolog (DLL), Inducción (IL), Doble Inducción (DIL), Esférico (SFL) (PDVSA-CIED, 1997).

3.2.1.2 Perfiles Acústicos

Sónico Compensado (BHC). Sónico de Esparcimiento Largo, Sónico Digital (PDVSA-CIED, 1997).

3.2.1.3 Perfiles Radioactivos

Densidad (FDC), Litodensidad (LDL), Neutrones (CNL) (SNP), Neutrón de Doble Porosidad, Rayos Gamma (GR), Rayos Gamma Espectral (PDVSA-CIED, 1997).

3.2.1.4 Perfil de Potencial Espontáneo (SP)

La curva de Potencial Espontáneo es un registro que muestra la diferencia de potencial entre un electrodo móvil en el pozo y un electrodo en superficie. Así, cuando la salinidad del lodo es la misma que la del agua de formación, el (SP) no se desvía; si la salinidad del lodo es menor, se desvía a la izquierda, y si es mayor, se desvía a la derecha. Cuando se interrumpe, es que se encuentra en presencia de sales (Alcalá, E., 2012).

Las desviaciones de la curva (SP) son el resultado del flujo de corrientes existentes dentro del lodo en el pozo. Estas corrientes del SP son producidas por

fuerzas electromotrices en las formaciones, que son de origen electroquímico o electrocinético. Frente a las lutitas las lecturas de la curva del SP son más o menos constantes y tienden a seguir una línea recta en el perfil, llamada línea base de lutitas. Frente a formaciones permeables la curva SP se aparta de la línea base de lutitas en capas de suficiente espesor tiende a alcanzar una desviación constante definiendo una línea de arenas (Alcalá, E. 2012).

El SP es útil en pozos con lodos (barros, inyecciones) dulces para:

- a. Detectar capas permeables
- b. Ubicar sus límites y permitir la correlación entre capas
- c. Determinar valores de la resistividad del agua de formación (R_w)
- d. Dar valores cualitativos del contenido arcilloso de una capa

El SP no se puede registrar en pozos llenos con lodos no conductores por que tales lodos no forman una conexión eléctrica entre el electrodo del SP y la formación.

3.2.1.5 Perfil de Inducción

Este perfil se basa en campos electromagnéticos y en corrientes inducidas, utiliza bobinas en vez de electrodos, su fundamento de medición es totalmente diferente que sus antecesores, debido a eso, el inducción puede ser corrido en lodos no conductivos, como lodos a base de petróleo, emulsión invertida o aire, donde resulta imposible para los demás dispositivos de resistividad (Schlumberger, 2002).

Existen dos versiones de este dispositivo, el tradicional inducción sencillo (IEL) y el doble inducción (DIL). Recientemente han introducido mejoras para sacar el perfil de inducción Phasor o Inducción de Alta Resolución (Alcalá, E. 2012).

El perfil inducción: no debe ser recomendado en pozos donde existen las siguientes condiciones:

- a. Lodos salinos.
- b. Pozos con diámetro mayor de 12 pulgadas.
- c. Formaciones de interés con espesores muy pequeños (capas finas).
- d. Formaciones de muy alta resistividad, mayor de 200 Ohm-m.

3.2.1.6 Registro de Rayos Gamma (GR)

Se basa en la medición de las emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. Durante la meteorización de las rocas, los elementos radiactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de GR de las mismas. Los minerales radiactivos principales son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U) (Alcalá, E. 2012). Los usos principales de este perfil son:

- a. Correlación.
- b. Determinación del contenido de arcillas de la formación.
- c. Análisis mineralógico.

Se lee de izquierda a derecha (→). Si el GR es bajo indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 150 API. Sirve para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. Puede utilizarse en pozos entubados (Alcalá, E. 2012).

3.2.1.7 Perfiles de Densidad

El registro de densidad de la formación se utiliza principalmente como perfil de porosidad. Mediante la emisión de rayos gamma, esta herramienta mide la interacción de estos rayos con los electrones de los núcleos atómicos en la formación (Schlumberguer, 1983).

La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósitos evaporíticos, descubrimientos de gas, determinación de densidad de hidrocarburo, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas entre otras. Su fundamento consiste en una fuente radioactiva colocada en una almohadilla (Patín) blindada, aplicada contra la pared del pozo, emitiendo rayos gamma de mediana energía (Schlumberguer, 1983).

Cuando la formación tiene gas el efecto sobre la densidad es muy claro, la densidad total baja dificultando la estimación de la porosidad pero indicando claramente el fluido presente. Mientras que, en una arena limpia con agua o petróleo, el valor de densidad permitirá calcular con mucha precisión la porosidad total de la roca (Schlumberguer, 1983).

3.2.1.8 Perfiles de Neutrón

El registro de neutrón responde básicamente al contenido de hidrógeno de la formación. Muestra una medición de la radiación inducida en el formato con neutrones que se mueven a gran velocidad. Este perfil puede correrse tanto en pozo desnudo como entubado y con cualquier fluido dentro del pozo (Schlumberguer, 1983).

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa se aproxima a la del núcleo de hidrógeno. Cuando los neutrones son enviados por una fuente emisora hacia la formación, chocan con otros núcleos atómicos. Cada colisión produce una pérdida de energía o una disminución de la velocidad hasta llegar a la velocidad normal termal, donde son absorbidos por núcleos de átomos como cloro, sílice, hidrógeno, etc. Esta absorción da origen a la emisión de un rayo gamma de alta energía, el cual se llama rayo gamma de captura (Schlumberguer, 1983).

Si el núcleo es de masa similar al del hidrógeno, el neutrón pierde mayor cantidad de energía alcanzando rápidamente el nivel termal y son capturados poco después. Si el contrario el núcleo es pesado, este no provoca mucha pérdida de velocidad. Por lo tanto, la distancia recorrida por los neutrones antes de su terminación es mayor que en el caso anterior y la emisión de rayos gamma de captura tiene lugar a mayor distancia de la fuente (Schlumberguer, 1983).

En formaciones limpias (no arcillosas) con petróleo o agua, el neutrón refleja la cantidad de porosidad llena de fluido. Por otro lado, si la formación posee gas, el reemplazo del líquido por gas en el espacio poroso de una roca disminuye la concentración de hidrógeno del fluido en los poros. Como resultado de esto, la curva del perfil de neutrón, calibrada en función de la porosidad saturada del líquido, dará una porosidad anormalmente baja. De la misma manera, donde composicionalmente hay alto contenido de hidrógenos, la porosidad del neutrón será anómalamente alta (Schlumberguer, 1983).

3.2.2 Correlación de registros

Los datos presentados en un registro de pozo, son representativos de las formaciones en el subsuelo, atravesadas por el hoyo. Un pozo correlacionado provee información del subsuelo, tales como topes y bases formacionales, profundidad y

saltos de fallas, litologías, profundidad y espesor en zonas con hidrocarburos, porosidad, permeabilidad de las zonas productivas y profundidad de discordancias. La información obtenida de los registros correlacionados es la data cruda usada para preparar mapas del subsuelo (Alfonsi, P. 1983).

A continuación se encuentran algunas guías básicas, universalmente validas; las cuales son usadas en el proceso de correlación de perfiles (Alfonsi, P. 1983).

1. Para la realización o “chequeo” inicial de la correlación, detecte las arenas de mayor espesor usando la curva potencial espontáneo (SP) o curva de rayos gamma (GR).

2. Para trabajar la correlación en detalle, correlacione primero la sección lutítica.

3. Inicialmente, use la curva de potencial espontaneo SP o la de Rayos Gamma (GR), las cuales usualmente proveen la más confiable correlación en lutitas ya que son curvas que definen básicamente litología.

4. Use lápices de colores para identificar puntos específicos de correlación.

5. Siempre comience a correlacionar por el tope de registro, no en medio.

6. No forcé la correlación.

7. En áreas de gran fallamiento, primero correlacione la parte de abajo del registro y luego la de arriba.

3.2.3 Terminología utilizada para realizar medidas en los registros

El conocimiento de varias medidas de profundidad en los registros es importante para convertir las profundidades de los registros a profundidades usadas para el mapeo (PDVSA-CIED, 1999).

Algunas abreviaciones de las medidas que se usan regularmente en la industria petrolera y las definiciones de términos en profundidades (PDVSA-CIED, 1999) son:

1. K.B (*Elevation Kelly Busing*): distancia desde la mesa rotaria al nivel del mar. (Figura 3.1) (PDVSA-CIED, 1999).

2. MD (*MeasureDepth*) o profundidad medida: distancia medida a lo largo de la senda de un pozo taladrado desde el KB al TVD (profundidad total del pozo) o cualquier punto de correlación entre ellos. (Figura 3.1) (PDVSA-CIED, 1999).

3. TVD (*True Vertical Depth*) o profundidad vertical verdadera: distancia vertical desde el KB a cualquier punto del subsuelo. (Figura 3.1) (PDVSA-CIED, 1999).

4. TVDSS (*True Vertical Depth Sub Sea*) o profundidad vertical verdadera del nivel del mar: distancia vertical desde el nivel del mar a cualquier punto del subsuelo. Es la única medida de profundidad que hace referencia al nivel del mar. Por lo tanto, TVDSS es la profundidad más frecuente usada para el mapeo. El registro de las mediadas de profundidad de un pozo vertical o direccional para el mapeo son usualmente corregidas para TVDSS (PDVSA-INTEVEP, 1997) (Figura 3.1).

5.
$$\text{TVDSS} = \text{"(True Vertical Depth)" TVD} - \text{(Elevation Kelly Busing) KB}$$
 (PDVSA-CIED, 1999).

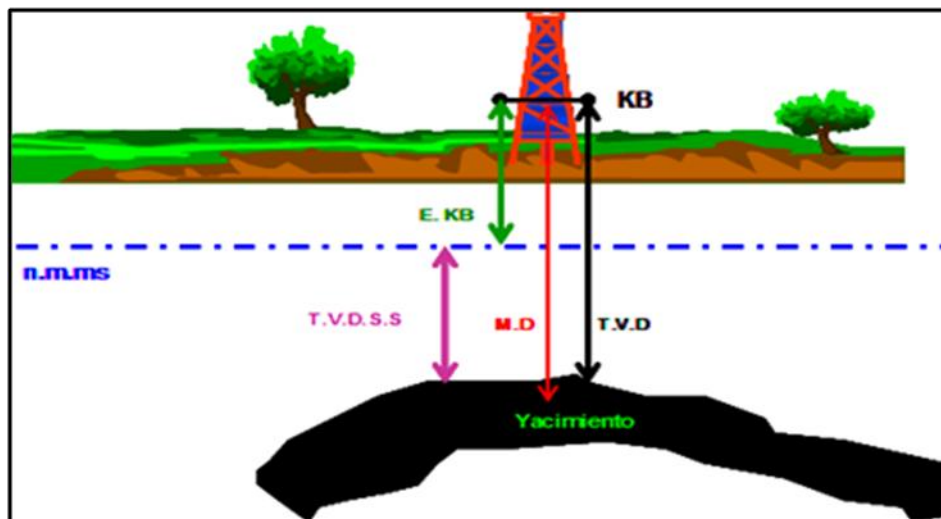


Figura 3.1 Diagrama que muestra la terminología general de los registros (PDVSA-CIED, 1999).

3.2.4 Reservas de hidrocarburos

Las Reservas de Hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado o el Método de Recuperación, las reservas se clasifican en: gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante. (PDVSA-CIED, 1998). Según la Certidumbre de Ocurrencia, las Facilidades de Producción o el Método de Recuperación, las reservas se clasifican en:

3.2.4.1 Reservas Probadas

Las Reservas Probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.4.2 Reservas Probables

Las Reservas Probables son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.4.3 Reservas Posibles

Las Reservas Posibles son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.5 Modelo Estático

Es una representación gráfica y numérica de los parámetros de ubicación, distribución, forma y variaciones internas de los elementos estructurales, litológicos y fluidos en condiciones originales que conforman el área de estudio, basada en el procesamiento de la información geológica y de yacimiento, mediante la integración de la disciplinas de las geociencias (Estratigrafía, Sedimentología, Petrofísica, Geofísica, entre otros); disciplinas que integralmente y en armonía permiten comprender en términos físicos y geológicos el sistema de acumulación de hidrocarburos (PDVSA-CIED, 1997).

La generación del Modelo inicia con la incertidumbre de la información y modelos teóricos referente al sistema poroso, y finaliza con las simulaciones Geoestadísticas (PDVSA-CIED, 1997).

Dentro del proceso de modelaje estático de yacimientos, se desarrollan, en general, los siguientes subprocesos, los cuales van a constituir los principales productos del modelaje estático (PDVSA-CIED, 1997).

3.2.5.1 Modelo Estructural

El objetivo de este proceso es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales del área de estudio que pudieran intervenir en el entrapamiento del yacimiento de interés y permiten determinar la posición exacta del yacimiento en el subsuelo. La estructura a diferencia de la sedimentación, es un aspecto geológico de gran consistencia a lo largo de la secuencia estratigráfica, y de importancia al momento de definir eventos tectónicos (PDVSA-CIED, 1997).

La construcción del modelo estructural se basa en la sísmica y registros de pozos con el objetivo de demostrar la profundidad de las estructuras a través de mapas estructurales de topes marcadores y planos de fallas (PDVSA-CIED, 1997).

- Mapa de plano de falla: las fallas identificadas mediante testigos o núcleos, muestras de perforación, hiato en una sección y con mayor frecuencia a través de la correlación de registros eléctricos de pozos se representan para fines prácticos en la geología del subsuelo en mapas de plano de fallas. Este mapa es la base fundamental para el trazado de las fallas en cualquier nivel o unidad estratigráfica. Es conocido como plano de fallas porque en él están trazadas o dibujadas todas las fallas identificadas en el área y en él se muestran sus trazas a un intervalo conveniente

dependiendo de sus buzamientos. Estas líneas paralelas indican implícitamente el buzamiento y rumbo de cada falla (CIED-PDVSA, 1997).

- Secciones estructurales: las secciones estructurales son elaboradas para estudiar problemas estructurales relacionados con las formaciones geológicas del subsuelo (geometría de las fallas y pliegues). Además ilustran rasgos estructurales como buzamientos, fallas y pliegues (CIED-PDVSA, 1997).

El datum de las secciones estructurales es un valor numérico de profundidad desde el cual se cuelgan los perfiles de los pozos que se estudien. La dirección o rumbo de este tipo de secciones depende del objetivo para el cual se realiza; si el objetivo es mostrar las mayores prominencias estructurales, las secciones se realizan en 2 direcciones, paralela al eje de la estructura y perpendiculares a la misma (CIED-PDVSA, 1997).

Mapas estructurales: los mapas estructurales del subsuelo por lo general son contruidos para horizontes estratigráficos específicos, con el fin de mostrar en una forma plana las formas geométricas tridimensionales de estos horizontes. Dichos mapas son elaborados a partir de la correlación de datos obtenidos de registros de pozos e interpretaciones de secciones sísmicas. Por lo tanto, uno de los parámetros primarios a considerar en el desarrollo de una interpretación estructural razonable es la correcta elaboración de las correlaciones (Rivadulla, R. 2004).

Está conformado por los contornos o curvas estructurales; estas son curvas que conectan puntos de igual valor con respecto a un nivel de referencia (generalmente el nivel del mar, por lo que a cada profundidad le sustrae el valor correspondiente a la mesa rotaria). Estos no se cruzan ellos mismos, ni se cruzan a otros. Pasan entre puntos que tienen mayor o menor valor que el del contorno. Los intervalos deben ser

constantes para todo el mapa. Su trazado da información sobre el rumbo del estrato mapeado, el buzamiento del mismo, la morfología de la estructura (pliegues, anticlinales, homoclinales, entre otros.), el desplazamiento y trazas de fallas (Rivadulla, R. 2004).

3.2.5.2 Modelo Estratigráfico

El objetivo básico del modelo estratigráfico es demostrar la arquitectura de las unidades de flujo presentes en el área determinada y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico (CIED-PDVSA, 1997).

El primer paso para la construcción de este consiste en realizar una correlación regional con perfiles o registros eléctricos de pozos y a la vez una correlación detallada del horizonte estratigráfico prospectivo basándose en marcadores litológicos confiables en el área, tales como lutitas marinas y lignitos, que muestran buena continuidad lateral en la secuencia sedimentaria y que se aprecian en los registros (CIED-PDVSA, 1997).

3.2.5.3 Modelo Sedimentológico

La caracterización sedimentológica de un yacimiento comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos. Esta información es posteriormente integrada con la proveniente de otras disciplinas permitiendo establecer la arquitectura de unidades de flujos y los yacimientos presentes en el área. Este modelo sedimentológico se representa a través de diferentes mapas, como lo son:

- **Electrofacies:** son las respuestas del perfil del pozo ante una determinada litología saturada de fluidos, que permiten establecer una columna litológica vertical, para determinar secuencias sedimentarias y correlacionar secciones de un pozo a otro. Los perfiles más utilizados con esta finalidad son potencial espontáneo (SP) y rayos gamma (GR) (Rivadulla, R. 2004).

- **Mapas de paleoambiente:** son mapas que representan las condiciones paleogeográficas reinantes durante el tiempo de deposición de las arenas, haciendo uso de las electrofacies. Los mapas de paleoambiente tiene como finalidad mostrar la naturaleza y la dirección de las gradaciones que puede sufrir un horizonte en particular, podemos visualizar la distribución de las distintas facies identificadas en cada pozo, lo que permite compararlas con otros atributos de las arenas, para así complementar la evaluación de las condiciones de estas con respecto a la posición estructural, geometría, extensión y características de producción (Rivadulla, R. 2004).

- **Mapas Isópaco:** es la representación cartográfica de las variaciones en espesor de cuerpos o de entidades en el subsuelo. Un mapa isópaco es extremadamente útil debido a que proporciona información directa sobre el lugar de máximo espesor o de la terminación lateral de las formaciones porosas o permeables que pueden coincidir con trampas estratigráficas; además de proporcionar las bases para la interpretación de la historia geológica de una región durante la sedimentación de las formaciones consideradas, la forma de la cuenca, la posición de la línea de costa, áreas de levantamiento, entre otros (PDVSA-CIED, 1997).

3.2.5.4 Modelo Petrofísico

Estudio que permite caracterizar las propiedades físicas y texturales de las rocas mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras

de rocas y sus fluidos e historias de producción. En la evaluación de formaciones cuantificar las propiedades físicas de las rocas es de fundamental importancia, ya que con ellos se puede estimar cuan prospectiva es una unidad sedimentaria (Alcalá, E. y otro, 2005).

Para evaluar un reservorio se requiere conocer los siguientes parámetros: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor permeable de la capa y su permeabilidad, los cuales pueden ser deducidos de perfiles eléctricos, nucleares y acústicos (Alcalá, E. y otro, 2005).

- Mapas de isopropiedades: estos mapas permiten tener una mejor visualización de la distribución de las características de la roca y del almacenamiento de los fluidos en todo el yacimiento (Rivadulla, R. 2004).

- Mapas de isoporosidad: la importancia de porosidad radica en que esta propiedad puede indicar el espacio disponible de la roca para almacenar fluidos. Esta propiedad dependerá de las condiciones de deposición de la roca y por lo tanto del medio estratigráfico establecido. Estos se realizan utilizando isolíneas que unen puntos de igual valor de porosidad en porcentaje o fracción (Rivadulla, R. 2004).

- Mapas de isopermeabilidad (K): la permeabilidad es importante porque es la propiedad que tienen las rocas de permitir el paso de los fluidos a través de los poros interconectados, pues una arena solo es permeable cuando sus poros están conectados entre sí, pero si esta conexión no existe, la arena puede ser porosa pero no permeable. Se construye con isolíneas de permeabilidad, en milidarcy (Rivadulla, R. 2004).

- Mapas de isoarcillorsidad (Vsh): este mapa presenta una tendencia similar a las anteriores, observándose en este caso menores volúmenes de arcilla hacia el eje

del canal, zona en la cual se acumulan los sedimentos de mayor granulometría y una disminución gradual hacia los bordes donde existe mayor presencia de finos. En conclusión nos indica la distribución de las arcillas en el yacimiento. Se elabora con isolíneas que uno puntos de igual volumen de arcillas en porcentaje o fracción (Rivadulla, R. 2004).

- Mapa de isosaturacion de agua (S_w): nos indica la distribución del agua en el yacimiento, y los valores de esta propiedad se obtienen de la evaluación petrofísica (Rivadulla, R. 2004).

3.2.6 Ambientes Sedimentarios

Un ambiente sedimentario es una parte de la superficie terrestre caracterizada por un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas, bajo las cuales se acumulan los sedimentos. Tal conjunto de condiciones incluye la geología, la geomorfología, el clima, la flora y la fauna, y si el ambiente es subacuático, profundidad, salinidad, temperatura y movimiento del agua. Las propiedades de los sedimentos depositados en un ambiente determinado, estarán altamente influenciadas por las características de ese ambiente (Alfonsi, P. 1983).

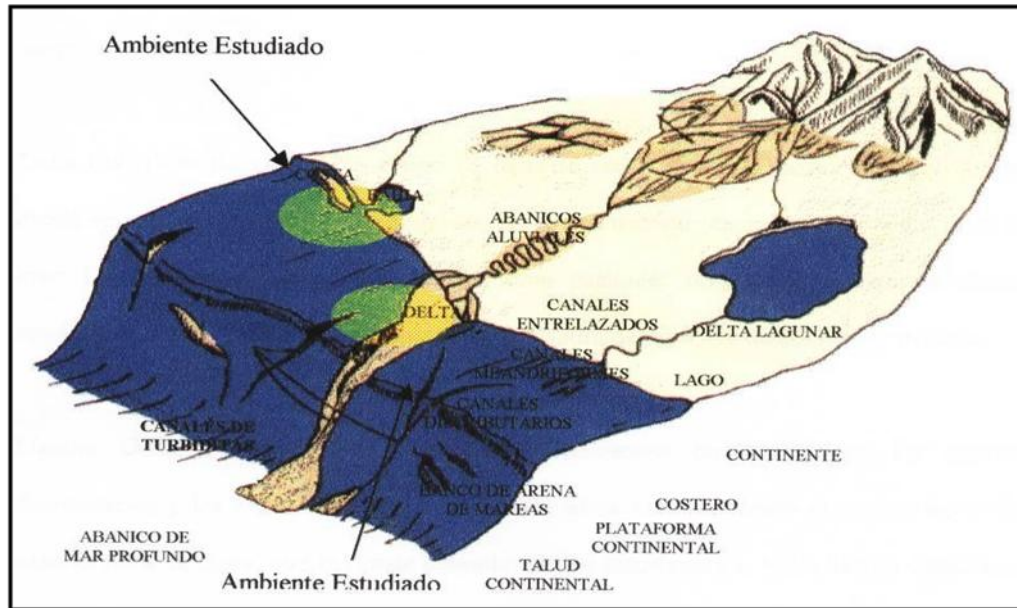


Figura 3.2 Diferentes tipos de ambientes sedimentarios (Alfonsi, P. 1999).

Debido a la amplitud del tema de ambiente sedimentario solamente será tratado el Ambiente deltáico, por ser el relacionado con el área de estudio.

3.2.6.1 Ambiente Deltáico

Un delta se forma cuando un río cargado de sedimentos entra a un cuerpo de agua, perdiendo de esta manera su capacidad de carga o transporte de sedimento. En general la forma del depósito deltaico depende de: la relacion de densidades entre el agua proveniente del río y la del cuerpo de agua en la cual el río desemboca (Alfonsi, P. 1999) (Figura 3.3).

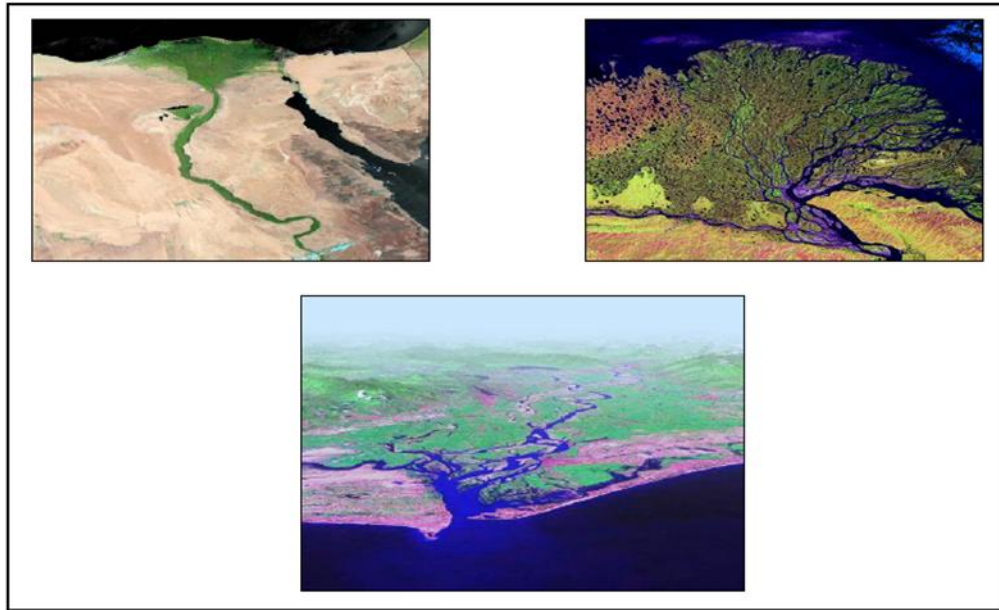


Figura 3.3 Ejemplos de Deltas. (PDVSA-CIED, 1997).

Existen además de los factores ya mencionados, otros que pueden influir en la morfología de los depósitos deltáicos y en la dinámica de construcción/destrucción del sistema tales como la naturaleza y geometría de la cuenca receptora, naturaleza de la cuenca, además de los cambios relativos del nivel del mar (Alfonsi, P. 1999).

Un delta se produce por la competencia entre la depositación debido a los procesos constructivos del sistema fluvial y el retrabajo y la redistribución de los sedimentos debido a los procesos destructivos. Dentro de los procesos constructivos están el relleno y la migración de canales, avulsión de canales y formación de lóbulos, abanicos de rotura y agradación de la planicie deltáica. Como procesos destructivos se pueden mencionar la redistribución de los sedimentos causada por el oleaje, corrientes, mareas, la compactación y los transportes gravitacionales de masa (Alfonsi, P. 1999).

Un delta se encuentra principalmente constituido por: Llanura deltáica, frente deltáico y prodelta (Figura 3.4).

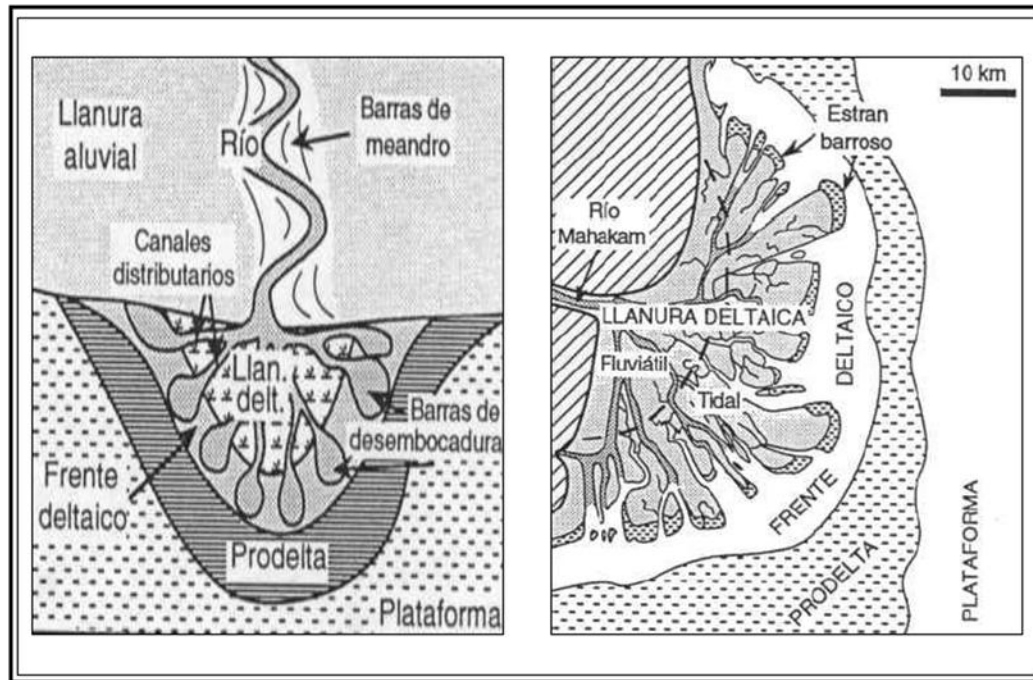


Figura 3.4 Principales componentes de un delta. (Alfonsi, P. 1999).

- **Llanura deltáica:** es la parte visible del delta, aflorante afuera de las aguas. Es una llanura aluvial baja que forma el techo del edificio deltáico. Esta llanura esta constituida por una red de canales distributarios mas o menos bifurcados que irradian a partir del río, y las areas interdistributarias, la cual se extiende desde el vértice del delta hasta la línea de costa, que es el lugar donde desembocan los distributarios. En la llanura deltáica se acumulan sedimentos fluviales finos provenientes de las inundaciones (Alfonsi, P. 1983).

Canales distributarios: son aquellos canales que se encuentran en la llanura deltáica que transporta el agua y los sedimentos fluviales hacia la desembocadura del delta y se caracterizan, generalmente por estar formadas por depósitos arenosos. Estos canales erosionan los depósitos deltáicos subyacentes y se superponen a los sedimentos mas antiguos y más marinos depositados en el frente del delta (Alfonsi, P. 1983).

Estos canales llevan arena y grava como carga de fondo y limo y arcilla en suspensión. El material arenoso de el canal pasa lateralmente, de manera gradual, a la arena fina y limo que constituyen los diques naturales, mientras que el material arcilloso mas fino es llevado en suspensión hasta las areas pantanosas de la llanura deltáica donde se depositan por decantación o hasta el mar donde son depositados en el prodelta. En un perfil de rayos gamma la expresión de un depósito de canal distributario muestra una tendencia cilíndrica (Alfonsi, P. 1983).

Zona interdistributaria: es aquella que se encuentra entre los canales donde se sedimentan materiales arcillosos a menudo ricos en materia vegetal. En sectores determinados y particularmente en períodos en que los aportes fluviales son escasos, la acumulación de abundantes restos vegetales puede dar origen a depósitos de carbon. En climas áridos, por lo contrario, la llanura deltáica situada entre los canales esta compuesta por arcillas y evaporitas (Alfonsi, P. 1983).

- Frente deltáico: es una franja submarina y poco profunda con pendiente suave hacia el mar, que bordea la llanura deltáica, donde se acumula una buena parte de los aportes se sedimentarios, concentrándose en la desembocadura de los distributarios.

Las barras de desembocadura: ubicadas en las zonas de desembocadura de los sedimentos arenosos, que progradan por encima de las arcillas mas externas del prodelta, las facies y la geometría de estas barras varían con el tipo y la intensidad de los mecanismos sedimentarios dominantes: caudal fluvial, oleaje o mareas. Entre las zonas de desembocadura de los sedimentos son cada vez mas finos y, por lo tanto, los depósitos son limosos y arcillosos (Alfonsi, P. 1983).

Una barra de desembocadura está constituida por un cuerpo arenoso de textura grano decreciente, desde arena muy fina hasta arena gruesa o grava, el cual se va haciendo cada vez más limpio hacia el tope del depósito. El cuerpo de arena que constituye la barra de desembocadura tiene una forma de manto, y es mas gruesa en la desembocadura del canal distributivo y se hace gradualmente más fina hacia los márgenes de la barra.

- Prodelta: forma la parte más externa y profunda del delta. Adentro se depositan sobre todo materiales finos: limo y arcillas con características mas o menos marinas. El prodelta forma la parte del edificio deltáico y descansa sobre la plataforma continental, se les considera como rocas madres potenciales generadoras de hidrocarburos (Alfonsi, P. 1983).

- Clasificación de los deltas: la morfología y los patrones de distribución de los sedimentos en deltas modernos muestran que existen tres procesos básicos que determinan la geometría y la distribución de las facies arenosas en un delta los cuales son: a) Aporte de sedimento, b) Flujo de energía de las olas, c) Flujo de energía de las mareas (Alfonsi, P. 1983).

Deltas dominados por oleaje: en un sistema deltáico dominado por oleaje, los sedimentos que inicialmente se han depositado en la boca de los canales distributarios es retrabajado por el oleaje y redistribuido a lo largo del frente deltáico por las corrientes costeras (Alfonsi, P. 1983).

Deltas dominados por mareas: a medida que el rango de las mareas se incrementa, lo mismo sucede con las corrientes de mareas, las cuales modifican la geometría de la desembocadura de los canales distributarios y redistribuyen los sedimentos que han sido depositados en la boca de los mismos. En este caso, al contrario de los deltas dominados por oleaje, la dirección del transporte del sedimento es principalmente perpendicular a la costa, hacia adentro y hacia afuera del canal, sobre un extenso prodelta de aguas poco profundas construido por la mezcla y decantación rápida de los sedimentos en suspensión. Las barras de desembocadura son retrabajadas como una serie de barras elongadas que se extienden tanto dentro de la boca de los canales distributarios como en la plataforma del delta subacuático (Alfonsi, P. 1983).

3.2.7 Análisis Petrofísico

El análisis petrofísico permite relacionar las propiedades (físicas y texturales) y características fundamentales de la roca, basicas para la evaluacion de una arena de interés; muchas de estas propiedades se pueden medir directamente en el laboratorio mediante el análisis de núcleos, muestras de pared, etc., y/o tambien, los perfiles de pozos permiten efectuar medidas de una manera practica y con buena efectividad.

La realización de un estudio de este tipo reviste gran importancia para el análisis de un pozo, yacimiento o campo; a través de estudios se podran definir las propiedades de la roca del área en consideración, lo cual permitirá calcular con menor presición las reservas de petróleo. Mediante estudios petrofísicos se pueden obtener

informaciones básicas de: porosidad, saturación de fluidos, mineralogía de la formación, movilidad del petróleo, diferenciar entre el gas y el petróleo, permeabilidad, distribución del tamaño de los granos, y su densidad. Esta información, dependiendo de las necesidades, se puede obtener a partir de perfiles, tanto para una sola zona en todos los pozos del campo, (uno o mas yacimientos) como para todas las zonas de todos los campos (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.7.1 Interpretación Petrofísica Cuantitativa

La interpretación petrofísica se basa en la determinación de los valores de ciertas propiedades físicas de la roca almacén, tales como resistividad de la formación, temperatura de la formación, saturación de agua, porosidad, permeabilidad (Miranda, J. 2004).

- Resistividad de la formación (R_t): constituye una propiedad muy importante para indicar litología y contenido de fluido (Miranda, J. 2004).

De parámetros obtenidos de los perfiles, la resistividad de la formación reviste particular importancia, ya que esta relacionada directamente con el tipo y cantidad de fluido presente (Miranda, J. 2004)

La habilidad para impedir el flujo de la corriente eléctrica a través de ella. La unidad de medida usada en el perfilaje es el ohm-m (Miranda, J. 2004)

Toda roca porosa conduce electricidad en menor grado, debido a que sus poros están parcialmente llenos con fluidos conductores (agua de formación, agua intersticial), que contienen trazas de minerales conductores tales como pirita,

magnetita, glauconita, etc. Pero la influencia estos minerales es casi despreciable (Miranda, J. 2004).

- Resistividad del agua de formación (R_w): el medio poroso de un yacimiento puede contener agua, petróleo y gas, ya sea individualmente o cualquiera de los dos o tres al mismo tiempo. La mayoría de las rocas de los yacimientos, sin embargo, contienen siempre cierta cantidad de agua de formación, aun cuando se aproximen a condiciones de ser mojadas por petróleo. El conocimiento sólido de la resistividad del agua de formación, es factor básico para la interpretación de los perfiles de pozos (Alcalá, E. 2012).

El agua contenida en los poros de los estratos penetrados por la perforación, puede variar considerablemente de acuerdo a la localización geográfica, a la profundidad y a la edad geológica (Alcalá, E. 2012).

Las aguas superficiales por lo general son más dulces y de resistividad alta, a medida que se perfora a mayor profundidad, el agua que se encuentra en las formaciones se hace más salada; sin embargo, cabe señalar que este fenómeno no tiene nada de uniforme o regular. Son muchos los factores que pueden influir en la salinidad de los acuíferos profundos. Uno de ellos es la salinidad del mar que estaba presente cuando se depositaron los sedimentos; otro lo constituye la proximidad a las antiguas desembocaduras del río y sus aguas dulces; o bien un aumento de concentración salina por percolación cuando los sedimentos eran aún jóvenes (Alcalá, E. 2012).

- Temperatura de formación: en vista que la resistividad de las soluciones acuosas está en función de la temperatura y para interpretar cuantitativamente los registros, es necesario conocer la resistividad del agua de la formación y del barro de

perforación a la profundidad de la formación que nos interesa, por consiguiente, es preciso determinar la temperatura de un pozo a cualquier profundidad. La temperatura de las formaciones es función de la profundidad a la cual se encuentra un determinado estrato y del gradiente geotérmico (la proporción en que aumenta la temperatura de acuerdo a la profundidad) del área considerada (Alcalá, E. 2012).

- Saturación de agua (S_w): la saturación de una formación es la fracción del volumen de poros ocupados por el fluido considerado. La saturación de agua, es entonces, la fracción o porcentaje del volumen de poros que contiene agua de la formación. Pero si nada más existe agua en los poros, una formación tiene una saturación de agua del 100%. El símbolo para la saturación es “S”; (varios subíndices son utilizados para denotar saturación de un fluido en particular (S_w), para saturación de agua, S_o para saturación de petróleo, S_h para saturación de hidrocarburos, etc.) (Alcalá, E. 2012).

- Porosidad (ϕ): es el volumen poroso por unidad de volumen de la formación. Es la fracción del volumen total de una muestra que está ocupada por poros o espacios vacíos (Miranda, J. 2004).

La porosidad de las formaciones del subsuelo puede variar considerablemente. Los carbonatos densos (calizas y dolomitas) y las evaporitas (sales anhidritas y yeso) pueden tener cero porosidad para todos los efectos prácticos. Por su parte, las areniscas bien consolidadas pueden tener una porosidad mayor a 40% llena de agua, pero estos poros individualmente considerados, son por lo general tan pequeños, que la roca es impermeable al flujo de los fluidos. La porosidad depende fundamentalmente de los siguientes factores:

1. El empaque geométrico: en condición ideal, el empaque de los granos esféricos que son del mismo tamaño, dan como resultado las siguientes porosidades máximas de acuerdo a los distintos empaques geométricos, Cúbico 47%, Rómbico 26% y Hexagonal 15% (Miranda, J. 2004).

2. El escogimiento, el empaque de granos esféricos de diferentes tamaños (mal escogimiento) reduce la porosidad (Miranda, J. 2004).

3. La cementación, la acción de cementación por cristalización secundaria de cualquier mineral (cuarzo, calcita, dolomita, etc) reduce la porosidad (Miranda, J. 2004).

4. La angularidad y grados de redondez tienen influencia en la porosidad, los granos con mayor grado de redondez permiten una mayor porosidad (Miranda, J. 2004).

5. La granulación (es el proceso por el cual los granos de los minerales se rompen por presión de sobrecarga), por lo general aumenta la porosidad (Miranda, J. 2004).

6. La solución de minerales a través de las aguas circulantes aumenta la porosidad (Miranda, J. 2004).

- Permeabilidad (K): es la medida de la facilidad con que los fluidos se desplazan a través de la formación. La permeabilidad es una propiedad dinámica, para una muestra dada de roca y para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma. La unidad de permeabilidad es el “Darcy”, la cual es bastante grande. Por ello se emplea la milésima parte, ósea, el milidarcy (Md). Para que sea permeable, la roca debe poseer poros interconectados o fracturas, por lo tanto hay una relación de tipo general entre la porosidad y permeabilidad (Miranda, J. 2004).

3.2.7.2 Interpretación Petrofísica Cualitativa

La interpretación petrofísica cualitativa se basa más que todo en la apariencia y forma de las curvas registradas, y requiere considerables conocimientos de las condiciones geológicas existentes. Tiene que ver con la determinación de la presencia o ausencia de petróleo y gas en el pozo (Miranda, J. 2004).

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Tipo de investigación

Tamayo, M. (2000), considera que la investigación aplicada confronta la teoría con la realidad, y la definen como sigue: “Es el estudio y la aplicación de la investigación a problemas concretos, en circunstancias y características concretas. Esta forma de investigación se dirige a su aplicación inmediata y no al desarrollo de teorías”.

Esta investigación se considera de tipo aplicada ya que se utilizarán los conocimientos adquiridos en el área de geología, estratigrafía, sedimentología, etc.; con la finalidad de obtener información precisa del horizonte de interés con el objetivo de presentar un modelo estático más cercano a la condición real de las reservas de los yacimientos en el Campo Yopales Central.

4.2 Diseño de investigación

Arias, F. (1999), considera que el diseño de la investigación es la estrategia que adopta el investigador para responder el problema planteado y la clasifica y define como sigue:

4.2.1 Investigación Documental

Es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos (Arias, F. 1999).

4.2.2 Investigación de Campo

Consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna según Arias, F. (1999). Esta investigación se considera de tipo Documental y de Campo, ya que se revisaran los informes de estudios previos del área en estudio; así como también se tomaran datos directos del área a través del análisis de registros de pozos y visitas de campo al área de estudio.

4.3 Población de la investigación

Tamayo, M. (2000), considera que una población está determinada por características definitorias y expresas. “Población es la totalidad del fenómeno a estudiar en donde las unidades de población poseen una característica común, la cual se estudia y da origen a los datos de la investigación”.

La población sujeta en esta investigación está conformada por todos aquellos pozos perforados en las Arenas N1 y N2 perteneciente a la UP. Liviano-Mediano, la cual cuenta con 186 pozos pertenecientes al cuadrángulo del Campo Yopales Central de la División Ayacucho.

4.4 Muestra de la Investigación

La muestra es, en esencia un subgrupo de la población. Al seleccionarla es conveniente que esta sea representativa de la población. Pocas veces es posible medir la población por lo que se obtiene o seleccionaran subgrupos que sean un reflejo fiel de la misma. En atención a esto, Tamayo, M. (2000), enuncia: “Cuando no es posible medir cada uno de los individuos de la población se toma una muestra representativa de la misma”.

Dado el tiempo estipulado para la realización de esta investigación, se utilizó una muestra total de 186 pozos, que representan el cien por ciento de la población, los cuales están íntimamente relacionados a los yacimientos en estudio, son pozos representativos a nivel de estructura, estratigrafía y ubicación en el área, lo cual permite un análisis eficiente del estudio.

4.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Una investigación no tiene sentido sin la aplicación de técnicas para la recolección de información, estas conducen a la verificación del problema planteado, mientras que los instrumentos empleados llevan a la obtención de los datos de la realidad.

A continuación se describen las técnicas e instrumentos a utilizar para la recolección de los datos de esta investigación.

4.5.1 Observación directa

Según Méndez, C. (1991), la observación es participante directa cuando el investigador forma parte activa y asume comportamiento del grupo observado obteniendo así, los datos más importantes que estén en relación directa con el problema de la investigación.

La caracterización y validación de los horizontes N1 y N2 implica el uso de esta técnica, lo que permitirá observar directamente los topes y bases del horizonte en estudio, así como los parámetros petrofísicos y de esta forma obtener valores eficaces para el cálculo de reservas.

4.5.2 Revisión bibliográfica

Para llevar a cabo este trabajo resulta necesario acudir a fuentes bibliográficas que permitan ampliar los conocimientos acerca del tema en estudio. Esta técnica se basa en la obtención de información mediante la revisión de material bibliográfico tales como: textos, manuales de la organización, tesis e informes.

4.5.3 Instrumentos de recolección de datos

Los instrumentos de recolección de datos incluyen la utilización de computadoras, registros eléctricos de los pozos, impresoras, fotocopadoras, pendrive, lápices, resaltadores, hojas de papel bond, hojas tamaño carta, internet y el manejo de los software corporativos como: OPENWORK, SIGEMAP, OFM, CENTINELA, PETREL, SPIYAC; con el objetivo de construir nuestra base de datos para tener toda la información necesaria para desarrollar cada uno de los objetivos planteados en la ejecución del proyecto; los cuales se fijaron mediante un flujograma de actividades elaborado en función a el tiempo y a los objetivos propiamente dichos (Figura 4.1).

4.6 Descripción del flujograma de trabajo

Para cumplir los objetivos establecidos en el siguiente trabajo de grado, se realizó el esquema mostrado en la figura 4.1, donde se pueden apreciar las actividades a seguir para lograr el cumplimiento de los mismos. Este esquema presenta de forma resumida y compilada cada una de los pasos seguidos, siendo estos de gran importancia y de guía para el desarrollo de toda la metodología. Se describen a continuación estas etapas.

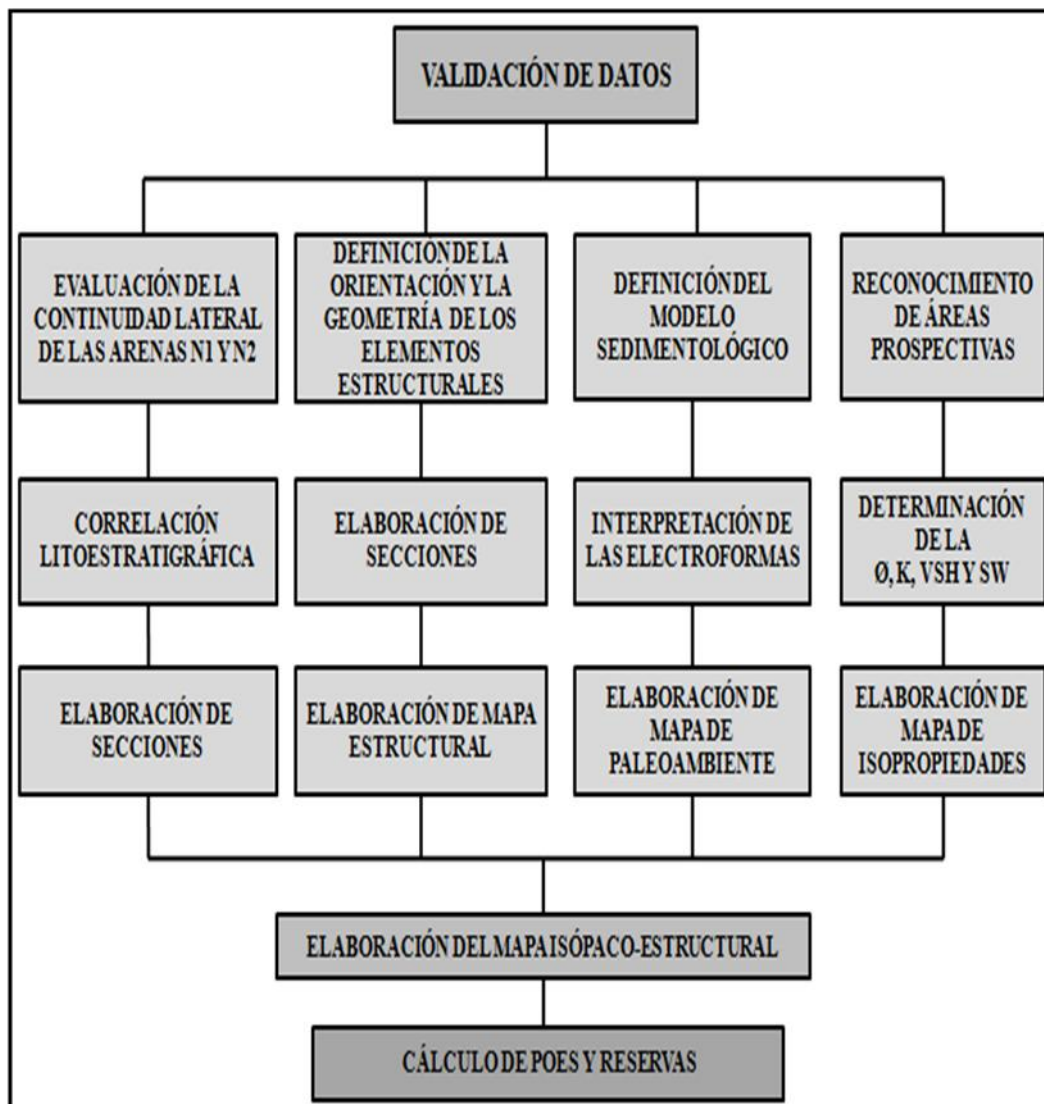


Figura 4.1 Flujograma de actividades.

4.6.1 Recopilación y validación de la información

La fase principal de esta investigación estuvo dirigida a la recopilación y validación de la información disponible, lo que permitió establecer una base de datos confiable con la finalidad de tener a la mano toda la información necesaria para el desarrollo de las siguientes fases.

4.6.2 Revisión bibliográfica

Consistió en la revisión de tesis de grado, libros, trabajos asociados al tema de estudio, informes, carpetas de pozo, registros eléctricos, entre otros, con el propósito de obtener una idea clara y precisa del marco teórico a estudiar, familiarizarse con el área de estudio, y recolectar los datos necesarios para el cumplimiento de cada uno de los objetivos.

4.6.2.1 Registros eléctricos de pozos

Se ubicaron los registros disponibles de los pozos, que pertenecen al área de estudio, se extrajo de los perfiles los topes y bases de los horizontes de interés, la arena neta total, la arena neta petrolífera, los topes de las fallas y el salto de las mismas, la temperatura máxima y mínima de los pozos, la máxima profundidad alcanzada, lecturas de Potencial Espontáneo (SP), Rayos Gamma (GR), entre otros valores indispensables a la hora de realizar el cálculo de petrofísica.

4.6.2.2 Carpetas de los pozos, informes, reportes

En esta recopilación de la información, se consultó todo material bibliográfico disponible en los archivos de la empresa, con el objetivo de enriquecer nuestra base de datos y los conocimientos técnicos referentes al tema de investigación.

4.6.2.3 Sumarios de producción y reservas

Por último se procedió a revisar los sumarios de producción, con la finalidad de obtener información en cuanto a la vida de producción de cada uno de los pozos que corresponden el área de estudio, las reservas que cada uno de ellos ha drenado y las reservas que aun poseen y de manera general la historia de producción del Campo

Yopales Central y verificar el estado actual de reservas para los yacimientos en estudio; esta información se logró obtener del libro de reservas 2016 generado por la empresa en cada cierre oficial anual de producción.

4.6.3 Creación de la base de datos

Una vez recopilada y validada la información, se generó la base de datos; la cual fue el punto de partida para el desarrollo de las distintas etapas que conformaron la creación e interpretación del modelo geológico desarrollado.

La base de datos se elaboró en el programa Microsoft Excel con la finalidad de facilitar el manejo de la información en el desarrollo del proyecto, consistió en una hoja de datos con la información de los 186 pozos del área en estudio la cual contiene la siguiente información: nombre de pozo, tipo de pozo, elevación de la mesa rotaria (EMR), coordenadas de superficie y de fondo en el sistema (UTM), tope y base de las arenas de interés (TVD), profundidad de los pozos (TVDSS), la información del espesor de arena neta y arena neta petrolífera de los horizontes estratigráficos seleccionados mediante la correlación general del área de estudio, y por ultimo validar si los registros se encontraban en formato digital en la base de datos de la empresa FINDER, esto con la finalidad de tener mejor manejo de los datos.

4.6.4 Evaluación de la continuidad lateral de las Arenas N1 y N2

4.6.4.1 Correlación estratigráfica

El objetivo de la correlación litoestratigráfica, es identificar los topes y base de las arenas N1 y N2 por lo cual se realizó de forma minuciosa la correlación de 166 pozos, los cuales lograron penetrar la arena de interés, y así determinar las unidades equivalentes entre sí, en tiempo, edad o posición, con el fin de observar el

comportamiento y la continuidad lateral de la misma, para disminuir la incertidumbre en cuanto a la geometría de los yacimientos en los niveles de estudio (N1 y N2).

Para la correlación se utilizó como registro tipo el pozo YS-534 por ser uno de los pozos más antiguos y no presenta ningún tipo de falla, es decir, que posee su columna estratigráfica completa, además de ser el pozo que presenta muestra de pared (Figura 4.3).

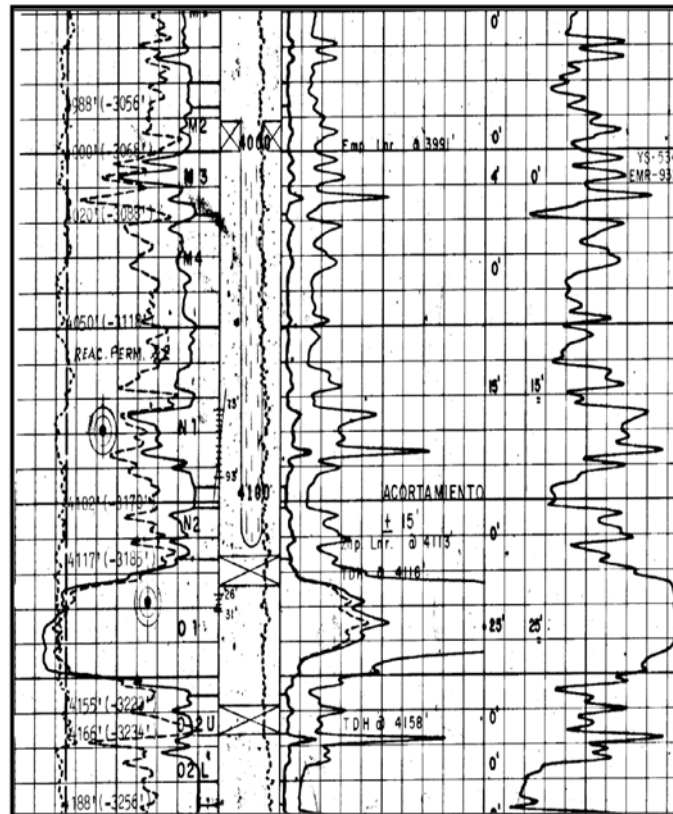


Figura 4.2 Registro tipo YS-534.

A partir de dicho registro se procedió a correlacionar pozo a pozo a través del método de triangulación o mallado, observando así la continuidad y cierres de la correlaciones cubriendo el área en estudio (Figura 4.3).

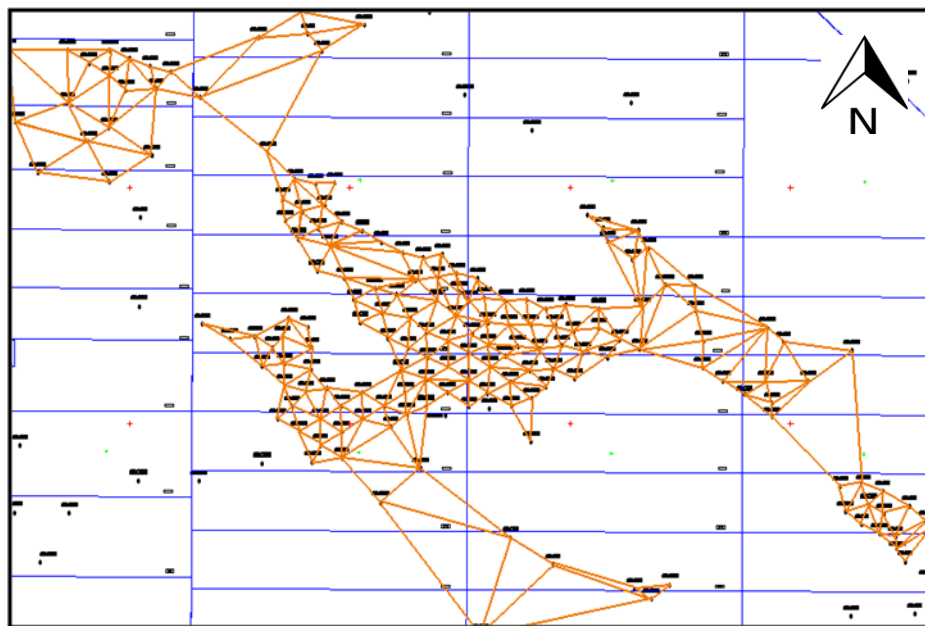


Figura 4.3 Mallado de correlación de los Niveles N1 y N2.

Para la correlación de los pozos a través de los registros en físico se revisó previamente, resultando la mayoría con curvas SP y GR, cuyos registros fueron utilizados, con la consideración de que su escala fuera 1:500 y en TVD (*True Vertical Depth*).

Posteriormente se procedió a correlacionar de forma digital utilizando la herramienta de *OpenWorks*, en el módulo correlación (*Correlation*), para tener confiabilidad de la correlación y actualizar con esta información la data de la empresa.

Se identificó como marcador estratigráfico el tope de la Arena J1, cuya característica lutítica posee gran extensión y continuidad lateral a lo largo del campo, observándose en la mayoría de los registros y cumpliendo así con los requisitos de marcador estratigráfico. Las arenas de interés N1 y N2 se encuentran varios pies por debajo de este marcador y presenta buen espesor (Figura 4.4).

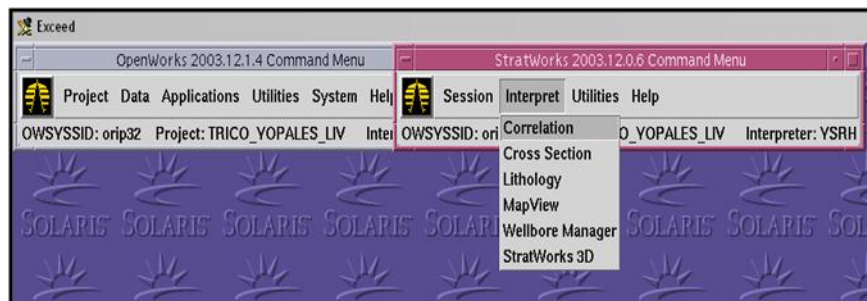


Figura 4.4 Ventana OpenWorks-StratWorks, Módulo Correlation.

4.6.4.2 Elaboración de secciones estratigráficas

Una vez realizada la correlación litoestratigráfica de las arenas N1 y N2, se seleccionó la dirección de ubicación de secciones estratigráficas las cuales fueron orientadas perpendiculares y paralelas a la dirección de sedimentación, con el objetivo principal de determinar la continuidad lateral de arena de interés y las variaciones verticales de la unidad geológica atravesada por los pozos que conforman el área de estudio. Se elaboraron secciones estratigráficas considerando el marcador litológico, con el propósito de llevar todos los registros a un mismo nivel, este marcador está representado por la arena N1, el cual se hace presente a lo largo del área de estudio y además presenta homogeneidad en su sedimentación, estas condiciones los identifican como un marcador litológico representativo. La digitalización de estas secciones se llevó a cabo con el uso de la aplicación *Cross Sección del programa OpenWork* (Figura 4.5).

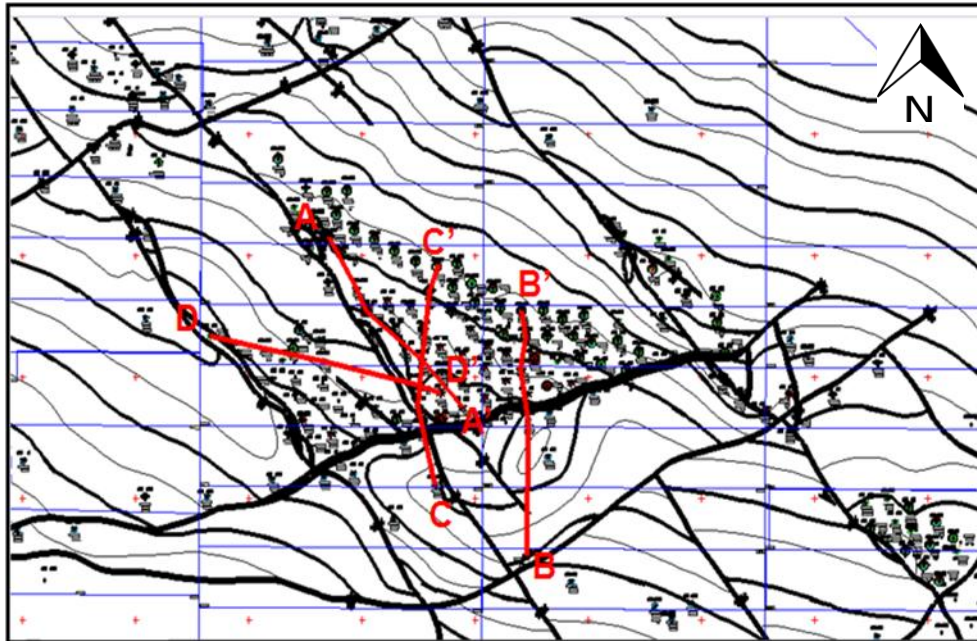


Figura 4.5 Ubicación relativa de las secciones estratigráficas.

4.6.5 Definición de la orientación y la geometría de los elementos estructurales del área de estudio

4.6.5.1 Correlación estructural

Se estableció un Datum (Profundidad referida al nivel del mar TVDSS), a través de este se amarraron los perfiles eléctricos de los pozos a escala 1:500, se identificó el paquete arenoso J1; se realizó la correlación estructural para el estudio de la variación de profundidad, en la base y tope de la arena, la presencia de estructuras tales como pliegues, fallas y el salto de las mismas.

4.6.5.2 Elaboración de secciones estructurales

Una vez realizada la correlación estructural, se definieron las secciones estructurales, las cuales fueron orientadas perpendiculares y paralelas a la dirección

de la sedimentación, con el propósito principal de definir los rasgos estructurales más relevantes del área y observar las variaciones de profundidad del horizonte estratigráfico en estudio.

Se elaboraron las secciones estructurales considerando un datum estructural referido al nivel medio del mar. Este se obtuvo a partir del primer pozo de cada sección, al cual se restó la elevación de la mesa rotaria (EMR), la profundidad resultante se consideró como referencia para ubicar a los pozos vecinos, a los cuales se les sumó su respectiva elevación de la mesa rotaria para conseguir el datum equivalente a la referencia del pozo inicial. La digitalización de estas secciones se llevó a cabo con el uso de la aplicación *Cross Section* del programa *Openwork* (Figura 4.6).

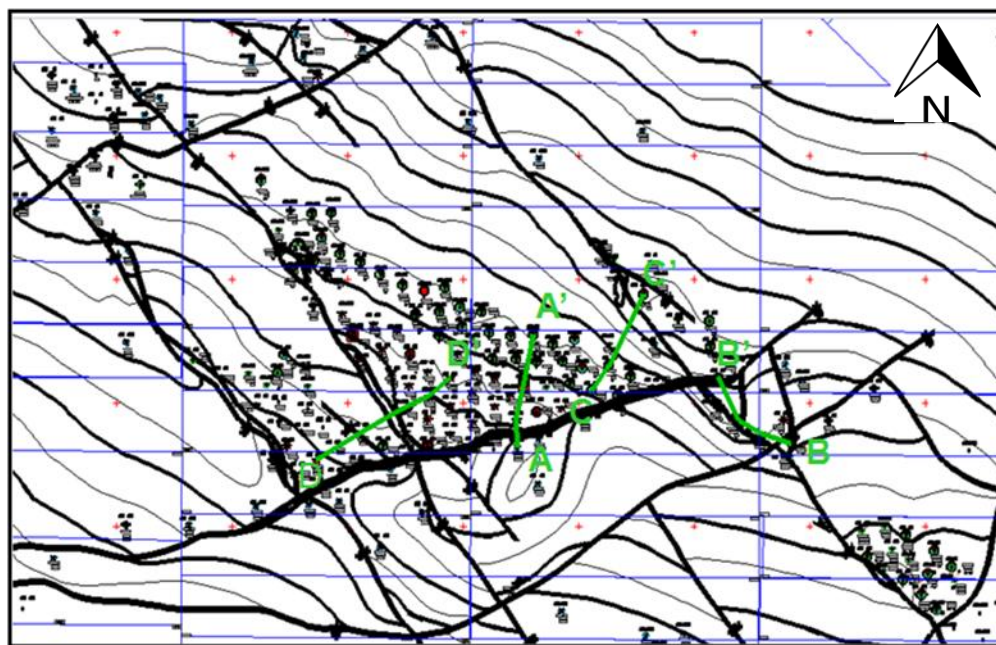


Figura 4.6 Ubicación relativa de las secciones estructurales.

4.6.5.3 Revisión del mapa del plano de fallas

Una vez realizada la correlación, fueron validadas las fallas del área con el mapa de plano de falla oficial del cuadrángulo de Yopales Central, revisando todos los topes y profundidades de fallas obtenidos durante la correlación, en este mapa se analizaron cada una de las anomalías presentes (Figura 4.7).

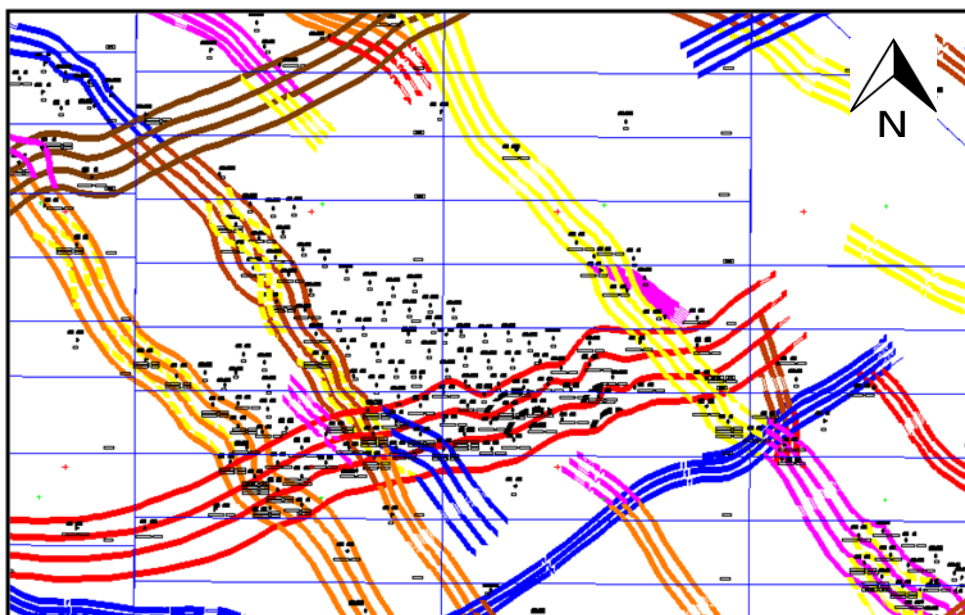


Figura 4.7 Mapa del plano de fallas oficial del Campo Yopales Central.

4.6.5.4 Elaboración del mapa estructural

Este modelo define la arquitectura y el buzamiento de la estructura del campo en estudio. La construcción del modelo estructural se basó en la interpretación de la información obtenida de los registros de pozos con la finalidad de mostrar la profundidad de las estructuras a través de mapas estructurales de topes de arenas y del polígono de fallas existente en el área. El mapa se realizó a escala 1:20000 utilizando la herramienta SigeMap V3, trazando contornos estructurales cada 50' respetando los saltos de fallas y profundidades en TVDSS del intervalo de estudio para cada pozo.

4.6.6 Definición del modelo sedimentológico del área

4.6.6.1 Elaboración del mapa de paleoambiente

La definición del paleoambiente se llevó a cabo en primer lugar con la realización del mapa de electrofacies, elaborado mediante la interpretación descriptiva de las curvas de rayos gamma (GR) y potencial espontáneo (SP), en el cual se agruparon las distintas facies de acuerdo a sus características descriptivas de las respuestas electrográficas vista en cada uno de los registros eléctricos de los pozos que integran el área de estudio.

En este caso las respuestas electrográficas en forma de cilindro corresponden a depósitos de canales distributarios, otras respuestas en forma acerrada en la base y cilíndrica hacia el tope significa que el espesor para esa zona disminuye considerablemente tomándose como depósitos de desbordamiento o barras interdistributarias, y las respuestas en forma acerrada completamente representan lo que son las llanuras de inundación todo basándose en el criterio de interpretación de Acosta Rosales.

Los mapas de paleoambiente se elaboraron a partir de un mapa de electrofacies generados por la aplicación *Map View* del programa *OpenWork*, una vez elaborado los mapas de electrofacies, se procedió con la cartografía de los mapas de ambiente el cual representa la descripción interpretativa del conjunto de facies que fueron identificadas en los mapas anteriores (Figura 4.8).

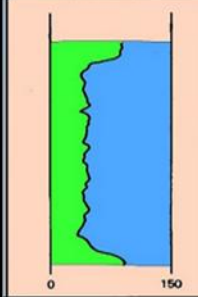
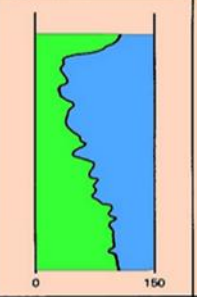
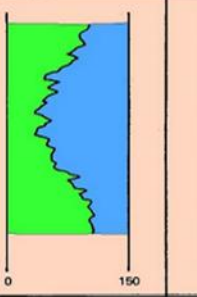
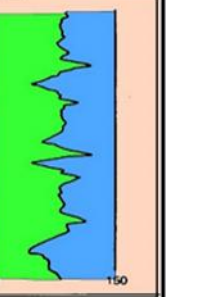
<i>Cilíndrico Limpio sin tendencia</i>	<i>Embudo Tope abrupto Gradación inversa</i>	<i>Campana Base abrupta Gradación normal</i>	<i>Simétrica Base y Tope graduales</i>	<i>Irregular Mezcla de arenisca y lutita sin tendencia</i>
				
<i>Eólico, fluvial, entrelazado, plataforma carbonática, Arrecife, Cañón Submarino.</i>	<i>Abanico de rotura, Barra de desembo- cadura, Isla de Barreras, Marino Somero.</i>	<i>Barra de Meandro fluvial, Barra de meandro tidal, canal de abanico submarino.</i>	<i>Barras costa afuera, Arenas transgresivas, Apilamiento de barras o canales.</i>	<i>Llanura de inundación, llanura deltaica, talud carbonático o clástico, relleno de cañón submarino.</i>

Figura 4.8 Interpretación de electrofacies (Acosta, R. 2006).

4.6.7 Reconocimiento de las áreas prospectivas

4.6.7.1 Evaluación petrofísica

La evaluación petrofísica comprende el estudio de las propiedades de las rocas y la relación con los fluidos que contienen. Estas propiedades son generalmente medidas en el laboratorio mediante análisis de toma de núcleos o muestras de pared. En este estudio se dispuso del análisis de la muestra de pared del pozo YS-534, sin embargo por no contar con la información necesaria por consiguiente las propiedades petrofísicas para cada nivel en estudio se tomaron a partir de los registros eléctricos de los pozos, tales como: Rayos Gamma (GR), y Potencial Espontáneo (SP), únicos registros que se corrieron para la profundidad del horizonte del interés.

Los cálculos petrofísicos que se describen a continuación se hicieron para cada pozo y luego se obtuvieron los resultados para el horizonte en estudio por promedios ponderados. Las ecuaciones utilizadas para cada uno de los métodos son las siguientes:

4.6.7.2 Determinación del gradiente geotérmico y temperatura de la formación

El gradiente geotérmico es una variación de la temperatura en función de la profundidad, y con este se puede obtener la temperatura del objetivo a evaluar. El gradiente geotérmico y la temperatura de formación, se determina a través de las ecuaciones:

$$GG = 100 \frac{(T_m - T_s)}{P_m} \quad (4.1)$$

$$Pf = \left(\frac{Tope + Base}{2} \right) \quad (4.2)$$

$$Tf = T_s + \frac{Pf (T_m - T_s)}{P_m} \quad (4.3)$$

Dónde:

GG = Gradiente Geotérmico.

T_m = Temperatura máxima (°F).

T_f = Temperatura de la formación (°F).

T_s = Temperatura media de la superficie (°F).

Pf = Profundidad de la formación de interés (pies).

$Tope$ = Profundidad a la cual se encuentra el tope de la arena (pies).

$Base$ = Profundidad a la cual se encuentra la base de la arena (pies).

Pm = Profundidad máxima (pies).

4.6.7.3 Determinación de la resistividad del agua de formación (R_w)

La resistividad del agua de formación es un parámetro esencial para la definición del modelo petrofísico, el cálculo de este parámetro en el área de estudio se realizó mediante promedios ponderados a través del método de la curva SSP (potencial espontáneo estático), por medio de los R_w calculados a cincuenta y seis (56) pozos, en los cuales se ubicaron las arenas con alta saturación de agua, más cercanas a las arenas de interés N1 y N2, dado el caso de que esta no presentara saturación de dicho fluido. Y de esta manera lograr obtener resultados más confiables con respecto al horizonte de estudio (Tabla 4.1).

El método de la curva SSP (potencial espontáneo estático), se describe por las siguientes ecuaciones:

$$R_w = \frac{R_{we} + 0.131 \times 10 \wedge \left(\left(\frac{1}{\log \left(\frac{Tf}{19.9} \right)} \right) - 2 \right)}{-0.5 \times R_{we} + 10 \wedge \left[\frac{0.0426}{\log \left(\frac{Tf}{50.8} \right)} \right]} \quad (4.4)$$

$$R_{we} = \frac{R_{mfe}}{R_{mfe} / R_{we}} \quad (4.5)$$

$$\frac{R_{mfe}}{R_{we}} = (10)[SSP/K] \quad (4.6)$$

$$K = 61 + 0.133 \times T_f \quad (4.7)$$

$$R_{mfe} = 0.85 \times (\text{fórmula válida cuando } R_{mf} > 0.1) \quad (4.8)$$

Dónde:

R_w = Resistividad del agua de formación (Ohm-m).

R_{we} = Resistividad del agua equivalente (Ohm-m).

R_{mf} = Resistividad del filtrado de lodo a temperatura de superficie (Ohm-m).

R_{mfe} = Resistividad del filtrado de lodo equivalente a la temperatura de formación (Ohm-m).

SSP= Diferencia en mV (milivoltios) entre la línea de arenas y la de lutitas.

El potencial Espontáneo Estático (SSP) es el valor de mayor deflexión de la curva SP, en el intervalo correspondiente donde se presenta una arena limpia saturada 100% de agua. Considerando: Sí el lodo es con predominio NaCl y el R_{mf} es mayor de 0.1 Ohm-m a 75 °F, entonces al R_{mfe} se tiene que corregir a través de la ecuación (4.8).

Tabla 4.1 Pozos a los cual se les calculó la R_w

POZOS	RW (Ohm-m)	POZOS	RW (Ohm-m)
YS-531	0.11	YS-86	0.18
YS-533	0.20	YS-89	0.14
YS-534	0.22	YS-82	0.32
YS-529	0.07	YS-508	0.24
YS-559	0.21	YS-528	0.15
YS-558	0.09	YS-526	0.29
YS-510	0.30	YS-78	0.23
YS-502	0.07	YS-75	0.12
YS-518	0.11	YS-67	0.15
YS-512	0.08	YS-140	0.08
YS-513	0.08	YS-76	0.11
YS-90	0.26	YS-138	0.21
YS-514	0.09	YS-134	0.08
YS-607	0.24	YS-149	0.29
YS-515	0.10	YS-148	0.25
YS 522	0.12	YS-146	0.11
YS-520	0.14	YS-61	0.18
YS-525	0.23	YS-55	0.21
YS-92	0.16	YS-136	0.10
YS- 521	0.29	YS-56	0.45
YS-74	0.21	YS-135	0.06
YS-503	0.14	YS-88	0.27
YS-100	0.13	YS-98	0.25
YS-95	0.14	YS-132	0.13
YS-96	0.28	YS-611	0.10
YS-97	0.14	YS-85	0.25
YS-535	0.25	YS-147	0.25
YS-519	0.15	YS-72	0.20

4.6.7.4 Determinación del volumen de arcilla (Vsh)

La elección de un modelo para determinar el volumen de arcilla es esencial debido a que es una variable que influye significativamente en el cálculo de las saturaciones de los fluidos. Entre las funciones de la arcilla esta la disminución de la resistividad, por ejemplo si se asumiera la presencia únicamente de arenas limpias en la formación, esta disminución de resistividad se asociaría a una alta saturación de agua lo cual obviamente es incorrecto, además el volumen de arcilla es uno de los parámetros de corte que se utilizan para medir cuando un intervalo puede entrar en la denominación de arena, y por lo tanto ser evaluado.

El cálculo del volumen de arcilla fue determinado por el método de la curva *Gamma Ray* (GR) para los pozos con este tipo de registro, este se describe por la ecuación (4.9), y por el método de Lineal a través de la curva de Potencial Espontáneo (SP) se describe por la ecuación (4.10).

$$Vsh = \frac{(GR_{leído} - GR_{limpio})}{(GR_{sucio} - GR_{limpio})} \quad (4.9)$$

Dónde:

Vsh= Volumen de arcillosidad por *Gamma Ray*.

GRleído= *Gamma Ray* leído en la zona a evaluar.

GRlimpio= GR en la arena más limpia del intervalo Geológico.

GRsucio= GR en la arcilla del intervalo Geológico.

$$Ish = \frac{SP_{leído} - SP_{cl}}{SP_{sh} - SP_{cl}} \quad (4.10)$$

Dónde:

Ish_SP= Índice de arcillosidad por SP (Adimensional).

SPleído= SP leído en la zona a evaluar (mv).

SPcl= SP leído para la arena más limpia.

SPsh= SP leído en la línea base de lutitas.

Vsh= Volumen de arcillosidad determinado a través de la curva SP (%).

4.6.7.5 Determinación de la Porosidad (Φ)

La porosidad efectiva, es considerada como el total de espacios vacíos interconectados a través de los cuales puede existir potencial movilización de fluidos. Este parámetro resultó a través del método de la curva normal corta de Pirson, ya que para este estudio no se pudo emplear los registros de densidad y neutrón del Campo Yopales Central debido a que presentaban problemas con las escalas.

En el Campo Yopales Central, la gran mayoría de los pozos cuenta con registros eléctricos resistivos con curvas normales, estas muestran distintos valores de espaciamiento de los electrodos dependiendo de la compañía de perfilaje, siendo el más común la presentación de la curva corta de 16", una media de 32" y una profunda de 64" de espaciamiento. El objetivo de la curva normal corta (16") es la resistividad de la zona invadida, con este valor bajo ciertas condiciones se puede estimar la porosidad de la formación. El de la curva normal larga o profunda (64") es obtener el valor de la resistividad de la zona virgen o resistividad verdadera de la formación (Figura 4.9).

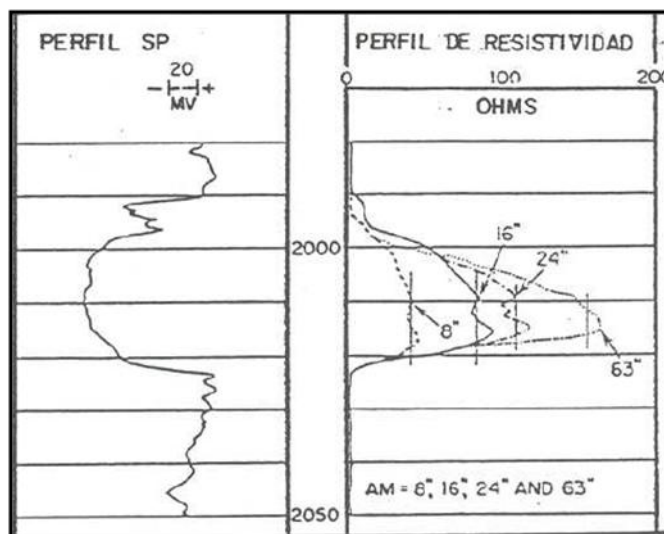


Figura 4.9 Interpretación de la curva normal corta.

Las curvas normales deben corregirse necesariamente por efecto de espesor de capas, ya que este parámetro es el que la afecta más, para ello se utiliza la siguiente tabla 4.2 que se muestra a continuación:

Tabla 4.2 Tabla de Rt.

ESPESOR (PIES)	CONDICIONES R16/Rm<10	VALOR Rt
<20		R64
≈15	R64/Rm ≥ 2.5	3/2 R64
	R64/Rm < 2.5	R64
≈10	R64/Rm ≥ 2.5	2 R64
	R64/Rm < 2.5	3/2 R64
5 a 10	Arena petrolífera	≈ R16

Se puede calcular la porosidad, utilizando la curva normal corta con la siguiente ecuación:

$$F = \frac{R_t \times (1 - Shr)^2}{R_z} \quad (4.11)$$

Dónde:

F= factor de formación.

Rt= resistividad corregida.

Shr= saturación de hidrocarburo residual, la cual se obtiene de la siguiente tabla (4.3), siempre y cuando se conozcan las gravedades API de los hidrocarburos dentro de la formación de estudio.

Tabla 4.3 Tabla de saturación de hidrocarburo residual.

SHr (%)		
FLUIDO	API	SHr (%)
GAS	-----	40 - 05
GRAVEDAD ALTA	40 - 50	10 - 05
GRAVEDAD MEDIA	20 - 40	10 - 20
GRAVEDAD BAJA	10 - 20	30 - 20

Rz= es un término que denota la resistividad de una mezcla de filtrado de lodo y agua connata y se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{R_z} = \frac{z}{R_w} + \frac{(1-z)}{R_{mf}} \quad (4.12)$$

Dónde:

Z= factor de mezcla, es la fracción de agua connata que pertenece en la región no lavada por el lodo, se obtiene empíricamente utilizando la siguiente tabla, en la cual dependiendo la invasión que exista en el pozo se asume un valor de z. En los pozos en estudio la invasión estuvo entre superficial y moderada (Tabla 4.4).

Rw= resistividad del agua de formación (Ohm-m).

Rmf= resistividad del filtrado del lodo.

Tabla 4.4 Tabla de invasión de pozos.

POROSIDAD	Z	INVASIÓN
>25	0.15	Superficial
22 - 25	0.10	Superficial
15 - 22	0.075	Moderada
10 - 15	0.05	Profunda
15 - 10	0.03	Profunda

Obteniendo el valor F, se calcula la porosidad con la siguiente ecuación:

$$Porosidad(Pirson) = \sqrt{\frac{1}{F}} \quad (4.13)$$

4.6.7.6 Determinación de la saturación de agua (Sw)

Este parámetro fue calculado mediante el modelo de Simandoux modificado. Debido a que este modelo fue más adaptable a las características del Campo Yopales Central, y el más apropiado para zonas arcillosas de baja resistividad, puesto que involucra resistividades y volúmenes de arcilla así como también el exponente de cementación. Las ecuaciones que se describen a continuación son para facies de barras de canal o meandros (4.14) y la correspondiente para facies de canales (4.15)

$$S_w = \left(\left(\frac{a \times R_w \times \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\phi_e^m \times R_t} \right) + \left(\frac{a \times R_w \times V_{sh} \times \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right)^2 \right)^{1/n} - \left(\frac{a \times R_w \times V_{sh} \times \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right) \quad (4.14)$$

$$S_w = \left(\left(\frac{a \times R_w \times (1 - V_{sh})}{\phi_e^m \times R_t} \right) + \left(\frac{a \times R_w \times V_{sh} \times \left(1 + \frac{V_{sh}}{2}\right)}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right)^2 \right)^{1/n} - \left(\frac{a \times R_w \times V_{sh} \times \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right) \quad (4.15)$$

4.6.7.7 Determinación de la permeabilidad (K)

El cálculo de este parámetro se realizó mediante el método de Timur ya que fue el modelo que más se ajustó al área en estudio, según investigaciones realizadas previamente sobre el Campo Yopales Central, se obtuvieron valores de permeabilidad aceptable y acorde a la sedimentología del área, cuya ecuación (4.16) se muestran a continuación:

$$K = (100 * \Phi_e^{2.25} / Swirr)^2 \quad (4.16)$$

Dónde:

K= Permeabilidad (fracción).

Φ_e = porosidad efectiva.

Swirr= Saturación de agua irreducible (fracción).

4.6.7.8 Determinación de los parámetros de corte

Los parámetros de corte o *cutoff* son importantes para tener una idea más amplia de la capacidad y calidad de roca, ya que son indicativos de los valores a partir de los cuales las propiedades petrofísicas de las rocas se hacen prospectivas o dejan de ser rentables, ya que van a determinar los límites de calidad de la arena y van a permitir el posible contenido de hidrocarburo o agua.

Los gráficos realizados para la determinación de estos parámetros fueron:

- a. Saturación del agua de formación vs la resistividad verdadera de la formación.
- b. Saturación del agua de formación vs el volumen de arcilla.

- c. Volumen de arcilla vs la porosidad efectiva.
- d. Porosidad efectiva vs la permeabilidad.

La resistividad verdadera de corte o crítica (R_{tc}) y la saturación de agua de corte (Sw_c) se obtienen mediante el gráfico de saturación de agua en función de la resistividad verdadera de la formación, siendo en el punto donde la curva se hace asíntota con el eje de las X el valor de R_{tc} y el valor Sw_c se encuentra en el punto final de la curva.

Para la determinación del volumen de arcillosidad crítica (V_{shc}) o de corte se genera la gráfica de saturación de agua en función del volumen de arcilla, en la cual se entra en la gráfica con el valor de Sw_c obtenido anteriormente (en la gráfica R_{tc} vs. Sw), se corta la curva o línea de tendencia y se obtiene el valor de V_{shc} , este parámetro es el que nos va indicar si el intervalo es prospectivo o no rentable.

Posteriormente se entra con el valor de V_{shc} en la gráfica de volumen de arcilla en función de la porosidad efectiva y obtenemos el valor de la porosidad efectiva de corte (Φ_{ec}), el cual representa el valor mínimo por debajo del cual la arena comienza a ser poco porosa.

Finalmente, para determinar la permeabilidad de corte se entra con el valor de Φ_{ec} en la gráfica de porosidad efectiva en función de la permeabilidad y obtenemos el valor de permeabilidad de corte (K_c).

4.6.7.9 Elaboración de los mapas de isopropiedades

Una vez definidas las propiedades petrofísicas se elaboraron los mapas de Isopropiedades. Estos permiten observar el comportamiento y la distribución de las propiedades petrofísicas en el área de estudio.

Para la realización de estos mapas se utilizó el programa PETREL, donde primeramente se cargaron los *surveys*, los .Las e información de datos básicos como valores de datos petrofísicos obtenido de la evaluación realizada, para lograr obtener los mapas de isoarcillosidad, isosaturación de agua, isoporosidad e isopermeabilidad. Creándose mapas de isolíneas por cada propiedad calculada para cada nivel de arena.

4.6.8 Elaboración del mapa Isópaco–Estructural

Los mapas isópacos de arena neta se realizaron con los datos de arena neta correspondientes a espesores poros-permeables del cuerpo arenoso, lo cual muestra la distribución de los espesores de arena neta a lo largo y ancho del campo. Obtenidos a su vez de la correlación litoestratigráfica, esto con el fin de determinar las variaciones de los espesores y el comportamiento de las arenas en el área de estudio.

Para su elaboración fue necesario plotear el mapa base, donde se contemplara el nombre del pozo, sus coordenadas de superficie, fondo y trayectorias, así como también el tope de la arena en profundidad vertical verdadera al nivel medio del mar, y los valores de arena neta. Posteriormente se procedió a dibujar las líneas isópacas. Las isolíneas fueron realizadas cada cinco (5') pies.

Con la información plasmada en la base de datos referente al tope de la arena, espesores de arena neta (AN), arena neta petrolífera (ANP) y los resultados obtenidos del modelo estructural, sedimentológico y petrofísico, se integró toda esta data con la finalidad de elaborar el mapa isópaco estructural de las arenas N1 y N2, trazando los contornos estructurales cada 50 pies y las curvas isópacas cada 5 pies, de acuerdo con los espesores de arena vistos en cada uno de los pozos y respetando la regla de horizontalidad de los fluidos para el caso de la arena neta petrolífera (ANP) donde se toma en cuenta el contacto entre fluidos, el cual generan así una cuña de agua.

El mapa isópaco-estructural representa el producto final del modelo estático, a partir de la elaboración de este mapa se calculó área y el volumen a cada uno de los yacimientos que pertenece a los niveles en estudio (N1 y N2), con estos resultados se efectuó el cálculo del POES (petróleo original in situ) con el fin de estimar las reservas que pueden ser drenadas de las arenas N1 y N2. El mapa isópaco-estructural se digitalizó a través de programa SIGEMAP (sistema generador de mapas) versión 8.0 a escala oficial 1:20000.

4.6.8.1 Determinación de los límites de los yacimientos

Con la información y resultados obtenidos durante las etapas anteriores se establecieron los nuevos límites de roca de los yacimientos basados en las estructuras presentes en el campo y la disminución en los espesores de arena a lo largo del área en estudio. Todo esto complementado con los diferentes mapas generados durante la reinterpretación del modelo, de tal forma que todos los resultados obtenidos se integraron para obtener un modelo estático de mayor confiabilidad en cuanto a los límites de sedimentación y localización de fluidos presentes en las arenas de interés N1 y N2, siendo los límites de la misma fallas sellantes, contactos agua-petróleo (CAPO), contactos gas-petróleo (CGPO), contactos gas-agua (CGAO) y cambios de facies (límite de roca).

4.6.9 Cálculo de Reservas de hidrocarburos de los yacimientos involucrados

4.6.9.1 Cálculo del Datum

Primeramente antes de calcular el POES y las reservas para cada nivel; se determinó el datum que resulta de un plano imaginario en el centroide del yacimiento, donde todas las fuerzas se mantienen en equilibrio y generalmente es ubicado cerca

del centro de gravedad de la acumulación inicial de hidrocarburo. Se calculó mediante el método volumétrico, siendo necesario determinar, en primer lugar, el área entre cada contorno estructural que se encuentra dentro del yacimiento. Luego de establecer las áreas encerradas por los contornos estructurales se multiplica entonces por el espesor promedio que contiene para obtener así el volumen bruto. Posteriormente, se obtienen los volúmenes acumulados y finalmente los volúmenes acumulados y finalmente los volúmenes acumulados normalizados con el que se realizó la gráfica. Con la mitad del volumen total se entra en la gráfica por el eje de la abscisa y se proyecta horizontalmente hacia la ordenada, definiendo de esta manera el datum del para los yacimientos principales de los niveles de estudio como lo son N1 YS-66 y N2 YS-94. Mientras que el datum de los demás yacimientos se determinaron por medio de la herramienta SIGEMAP 3D por medio de su centro geométrico.

4.6.9.2 Cálculo de área y volumen

A partir de los mapas isópacos-estructurales donde se muestran los yacimientos del nivel N1 que son los siguientes: N1 YS-66, N1 YS-47, N1 YS-29, N1 YS-43, N1 YS-15, N1 YS-61, N1 YS-550, N1 YS-14, N1 YS-18, N1 YS-601 y del nivel N2 los cuales son: N2 YS-94, N2 YS-40, N2 YS-43, N2 YS-26, N2 YS-1, N2 YS-61, N2 YS-606, N2 YS-610, N2 YS-142 y N2 YS-611, del Campo Yopales Central, se calcularon las áreas en acres y los volúmenes en acres-pies utilizando primeramente un instrumento de medición conocido como el Planímetro y el programa SIGEMAP V.8, obteniendo finalmente un resultado similar entre las 2 herramientas y cuyos resultados incidirán para el cálculo del POES.

4.6.9.3 Cálculo del petróleo original en sitio (POES)

El petróleo original en sitio se determinó por medio del método volumétrico, debido a su sencillez y alto grado de certeza, por cuanto se necesita la definición de la

parte sólida del yacimiento y el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos. El cual está expresado por la siguiente ecuación:

$$POES = \frac{7758 \times V \times \phi \times (1 - S_{wi})}{Boi} \quad (4.17)$$

Dónde:

POES= Petróleo original en sitio (MBls).

7758= Factor de conversión para llevar de acres-pie a barriles.

V= Volumen del yacimiento obtenido a través del mapa de cuña de agua (Acre-pies).

Φ = Porosidad efectiva del yacimiento, obtenida a través de la evaluación petrofísica (Fracción)

S_{wi} = Saturación de agua del yacimiento a condiciones iniciales, obtenida mediante la evaluación petrofísica (Fracción).

Boi = Factor volumétrico del petróleo a condiciones iniciales (BY/BN).

El parámetro Boi (Factor volumétrico del petróleo), se obtuvo del Libro Oficial de Reservas 2016 (LOR).

4.6.10 Cálculo de Reservas

4.6.10.1 Reservas recuperables

Para el cálculo de las reservas recuperables simplemente se multiplica el POES por el factor de recobro (FR) que en este estudio fue tomado del Libro Oficial de Reservas 2016 (LOR). Estas fueron estimadas por la ecuación:

$$Res. Recup = POES \times FR \quad (4.18)$$

Dónde:

Res.Recup. = Reservas recuperables de petróleo.

POES = Petróleo original en sitio.

FR_{Petróleo} = Factor de recobro del petróleo.

4.6.10.2 Reservas remanentes

Se obtienen al restar las reservas recuperables y la producción acumulada del yacimiento, utilizando la siguiente ecuación (4.19):

$$Res. Rem = Res. Recup - Np \quad (4.19)$$

Dónde:

Res.Rem.Petróleo= Reservas remanentes de petróleo.

Res.Recup= Reservas recuperables de petróleo.

Np= Petróleo producido acumulado.

El valor del parámetro Np (Petróleo producido acumulado) se obtuvo del sumario de producción por yacimientos (Barcelona Marzo 2016).

Cabe destacar que toda la información básica de las arenas N1 y N2 del Campo Yopales Central, tales como gravedad API, saturación del petróleo (So), Área, Volumen, factor volumétrico del petróleo a condiciones iniciales (Boi), entre otras, se plasmó en la hoja de trabajo para Reservas de Petróleo y Gas Asociado, ubicados en

la base de datos interna de PDVSA, manejada por la Gerencia de Reservas, para así mediante las ecuaciones (4.17), (4.18) y (4.19); obtener el valor del petróleo original en sitio (POES), reservas recuperables y reservas remanentes.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Con la metodología de trabajo ya desarrollada y obtenida toda la información requerida para el estudio de la revisión del modelo geológico de las arenas N1 y N2, en los yacimientos del nivel N1 que son los siguientes: N1 YS-66, N1 YS-47, N1 YS-29, N1 YS-43, N1 YS-15, N1 YS-61, N1 YS-550, N1 YS-14, N1 YS-18, N1 YS-601 y del nivel N2 los cuales son: N2 YS-94, N2 YS-40, N2 YS-43, N2 YS-26, N2 YS-1, N2 YS-61, N2 YS-606, N2 YS-610, N2 YS-142 y N2 YS-611, perteneciente a la Formación Oficina, en el Campo Yopales Central, se inició la etapa de análisis e interpretación de los resultados obtenidos en las diferentes fases del estudio.

5.1 Creación de la base de datos

En el Apéndice A (Tabla A.1), se muestra la base de datos con la información de los 186 pozos que alcanzaron la profundidad de las arenas N1 y N2, como: nombre y tipo de pozo, tope y base de las arenas de interés (TVD), profundidades de los pozos (TVDSS), elevación de la mesa rotaria (EMR), coordenadas de superficie y de fondo en el sistema (UTM), la información del espesor de arena neta y arena neta petrolífera de los horizontes estratigráficos seleccionados mediante la correlación general del área de estudio. En el Apéndice E (Tablas E.1 y E.2), se muestra información de las arenas de interés necesarios para el cálculo de la petrofísica como profundidad del pozo (TD), temperatura de fondo (TF), resistividad del lodo (RM), resistividad del filtrado (RMF), Tope y Base (TVD) y espesor de arena neta petrolífera (ANP).

5.2 Evaluación de la continuidad lateral de las Arenas N1 y N2

5.2.1 Correlación litoestratigráfica

Para definir el modelo estratigráfico se partió de la correlación litoestratigráfica usando como guías los pozos YS-534, YS-530, YS-503 y YS-502, en total se correlacionaron 166 pozos de los cuales 163 son verticales y 3 son desviados, se inició la correlación verificando los registros de los pozos en papel y luego montando la correlación en el programa *OpenWork* para familiarizarme con los niveles de interés. Dicha correlación permitió observar la continuidad lateral de las arenas N1 y N2 y su extensión areal a lo largo de todo el cuadrángulo de Yopales Central abarcando así la mayor cantidad de pozos y cubriendo por completo la zona en estudio, basándose principalmente en el análisis de las curvas de registros eléctricos inducción, Rayos Gamma (GR), Potencial Espontáneo (SP), Resistividad (ILD) y Conductividad (CLD). Una vez realizada la correlación, fueron efectuados algunos cambios en las profundidades del tope y base, así como también en los espesores de las arenas N1 y N2 respecto al modelo oficial.

5.2.2 Elaboración de secciones estratigráficas

El análisis estratigráfico se efectuó a partir de la realización de las secciones estratigráficas ubicadas de manera tal que abarcara todo el tren de sedimentación tanto paralela como perpendicularmente, con la finalidad de definir la continuidad lateral y vertical de la arena y variaciones de espesor. El marcador estratigráfico utilizado corresponde al tope de la Arena J1, determinado mediante la correlación de estratigrafía secuencial. Se elaboraron un total de (4) secciones estratigráficas bien distribuidas a lo largo del área en estudio esto con el fin de cubrir toda la extensión de la misma y detallar de qué forma se desarrollan los distintos cuerpos de arena. A continuación se describen cada una de las secciones elaboradas:

5.2.2.1 Sección estratigráfica A-A'

Conformada por los pozos YS-530, YS-503, YS-100, YS-97, YS-37 en dirección NO-SE, fue trazada perpendicular a la sedimentación, donde los paquetes de arena vistos poseen espesores entre 23' y 7' aproximadamente. En el nivel N1 se observa una continuidad lateral de depósitos de barras de desembocadura correspondiente a un depósito de barra de desborde, asociados a niveles de baja energía, y en el nivel N2 se puede observar primeramente que el pozo YS- 530 da lugar a una llanura de deltaica que luego desaparece con la presencia de una canal de marea (respuesta electrográfica tipo cilíndrica) que se aprecia en niveles de alta energía y se atraviesa de forma transversal en los pozos YS-503 y YS-100, seguidamente para los pozos YS-97 y YS-37 se observa una continuidad lateral de depósitos de barras de desembocadura, como se puede observar en la figura 5.1 (Apéndice B.1).

5.2.2.2 Sección estratigráfica B-B'

Esta sección está constituida por los pozos YS-550, YS-40, YS-526, YS-505, YS-516 en dirección S-N aproximadamente a la dirección de la sedimentación, donde los paquetes de arena vistos poseen espesores que van desde 17' a 6'. El pozo YS-550 muestra la presencia de un canal distributivo (respuesta electrográfica tipo cilíndrica) que viene de un ambiente de alta energía, seguidamente de una secuencia de depósitos de barras de desembocadura en su mayoría representativa de un ambiente de baja energía. En el nivel N2 también se muestra la secuencia de depósitos de barras de desembocadura (Figura 5.2) (Apéndice B.2).

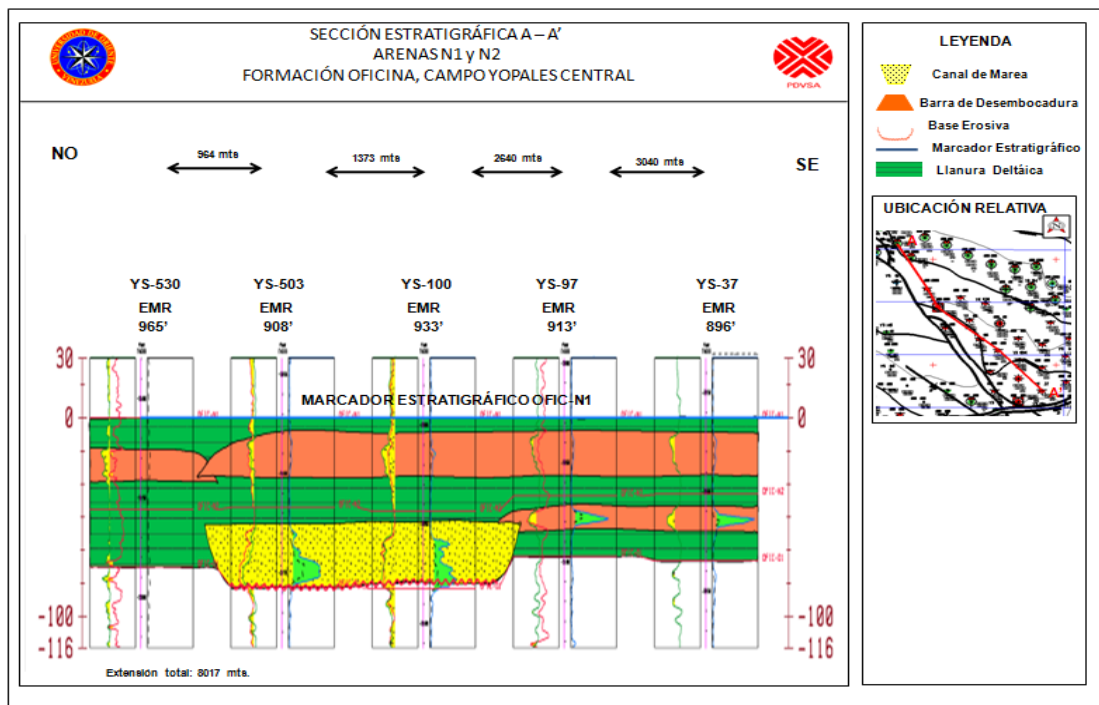


Figura 5.1 Sección estratigráfica A-A'.

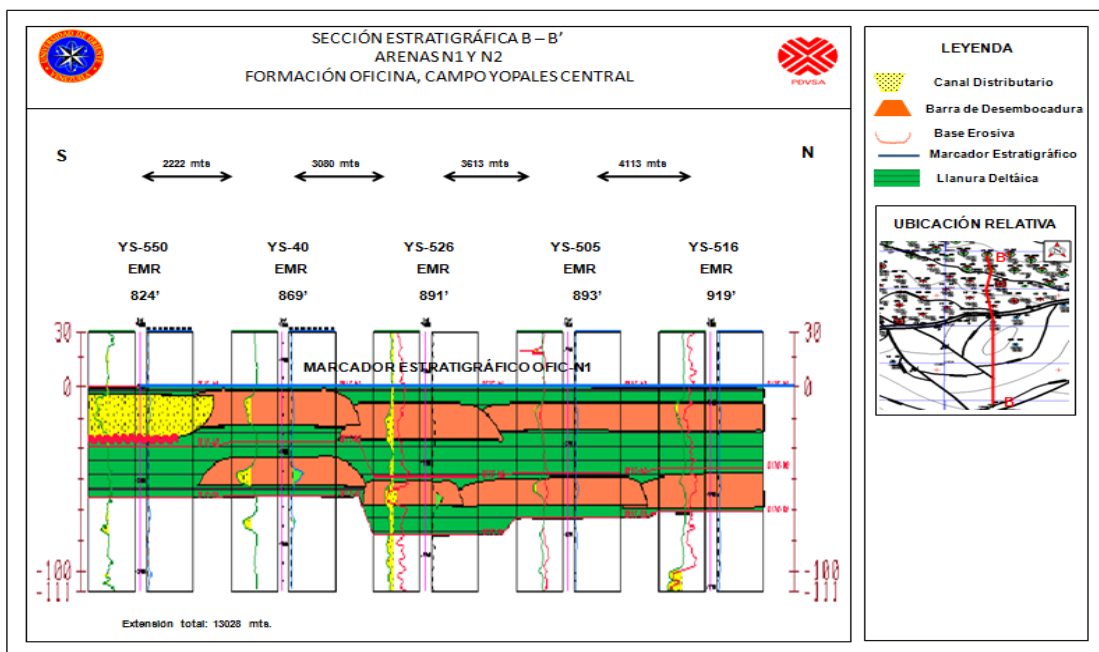


Figura 5.2 Sección estratigráfica B-B'.

5.2.2.3 Sección estratigráfica C-C'

Conformada por los pozos YS-58, YS-30, YS-97, YS-91, YS-513 en dirección S-N, aproximadamente a la dirección de sedimentación, los paquetes de arena poseen espesores que van desde 16' hasta 5'. Tanto en el nivel N1 como en el nivel N2 se registra una longitudinalidad de depósitos de barras de desembocadura y buena continuidad lateral, que viene expresada de un ambiente de baja energía, conociéndose como barras de desborde. Cabe destacar que en el nivel N2 en el pozo YS-513 se observa una llanura deltaica (Figura 5.3) (Apéndice B.3).

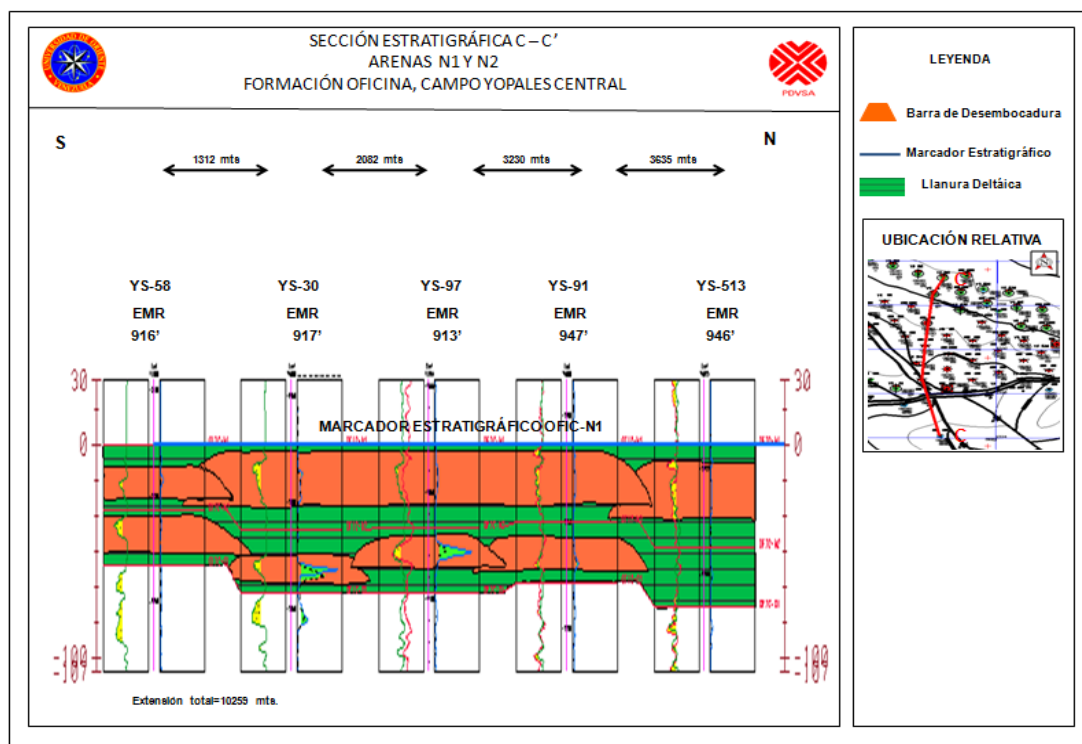


Figura 5.3 Sección estratigráfica C-C'.

5.2.2.4 Sección estratigráfica D-D'

Representada por los pozos YS-43, YS-140, YS-134, YS-508 y YS-31 en dirección NO-SE, fue trazada perpendicular a la sedimentación, donde los paquetes de arena visto poseen espesores de 17' a 5' aproximadamente. En el nivel N1 se observa primeramente en el pozo YS-43 una llanura de deltáica representando el límite de roca, que luego desaparece con la presencia de una continuidad lateral de depósitos de barras de desembocadura correspondiente a un depósito de barra de desborde, asociados a niveles de baja energía. Seguidamente en el nivel N2 se aprecia depósitos de barras separados por una llanura deltáica en el pozo YS-134 (Figura 5.4) (Apéndice B.4).

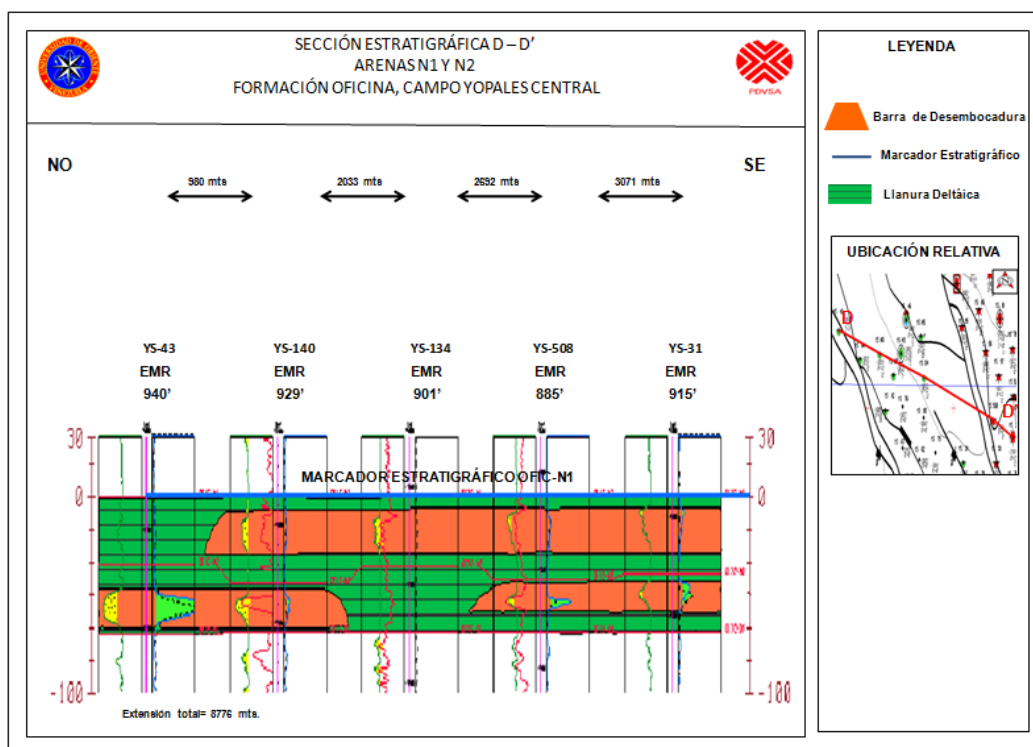


Figura 5.4 Sección estratigráfica D-D'.

5.3 Definición de la orientación y la geometría de los elementos estructurales del área de estudio

El modelo estructural elaborado tanto para el nivel N1 como para el nivel N2 permitió definir; la orientación y geometría de los cuerpos estructurales. Para ello se utilizaron los registros de pozos, leyendo en estos las profundidades en la cual se encuentran las arenas N1 y N2 y verificando la existencia de fallas principales como fallas secundarias.

5.3.1 Correlación estructural

A través de esta se estudiaron las variaciones de profundidad que presentó el horizonte geológico de la N1 y N2 a lo largo del plano horizontal y vertical. La correlación estructural permitió validar la presencia de fallas presentes en el área de estudio, el salto de las mismas, su rumbo y buzamiento.

5.3.2 Elaboración de secciones estructurales

Mediante las secciones estructurales se logró observar que los yacimientos del Campo Yopales Central correspondientes a los niveles estratigráficos N1 y N2 en el área de estudio, solo presentan fallas de tipo normales, con esfuerzos extensivos alusivos a las características en la zona. Las secciones estructurales permitieron establecer variaciones en las profundidades de los horizontes N1 y N2 a lo largo del plano horizontal y vertical, y la representación de las fallas observadas. Se elaboraron cuatro (4) secciones estructurales las cuales se describen a continuación:

5.3.2.1 Sección estructural A-A'

Conformada por los pozos YS-40, YS-83, YS-87, YS-517, en dirección S-N, cuyo datum estructural está ubicado @ -2900'. En esta sección se visualiza la falla principal de tipo normal, que se encuentra entre los pozos YS-40 y YS-83 posee un salto aproximado de 100' la misma no corto los pozos en cuestión a nivel de las arenas en estudio (Figura 5.5) (Apéndice C.1).

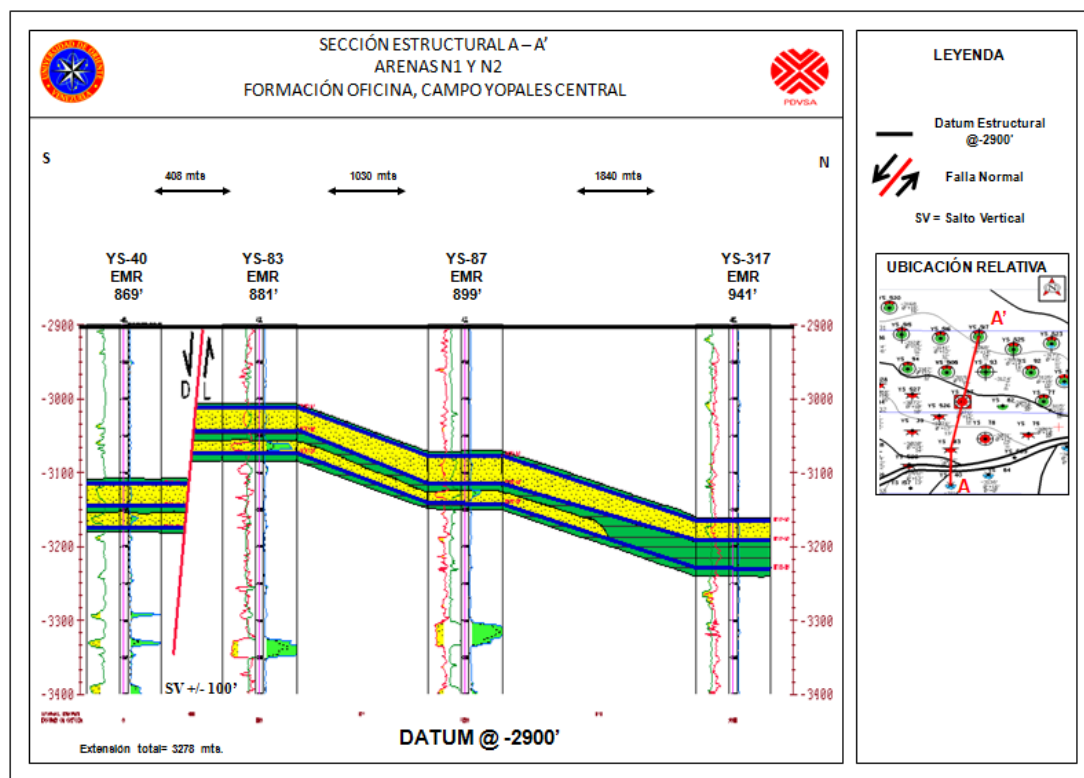


Figura 5.5 Sección estructural A-A'.

5.3.2.2 Sección estructural B-B'

Representada por los pozos YS-70, YS-17, YS-15, YS-47, en dirección SE-NW, cuyo datum estructural está ubicado @ -3000'. En esta sección se visualiza la compartimentalización de cuatro (4) niveles estructurales que se encuentran a

diferentes profundidades por lo tanto los niveles de interés se observaran a distintas profundidades. Se visualizan tres (3) fallas secundarias de tipo normal, la primera entre los pozos YS-70 y YS-17 con un salto aproximado de 60', la segunda entre los pozos YS-17 y YS-15 con un salto aproximado de 40' originando entre ellas dos un horts o pilar ya que se encuentra limitada por dos fallas normales que se inclinan entre sí alejándose una de otra provocando así un levantamiento del bloque, la tercera se encuentra comprendida entre los pozos YS-15 y YS-47, tiene un salto de 50' aproximadamente, donde se puede visualizar entre ellas 2 la presencia de un graben (Figura 5.6) (Apéndice C.2).

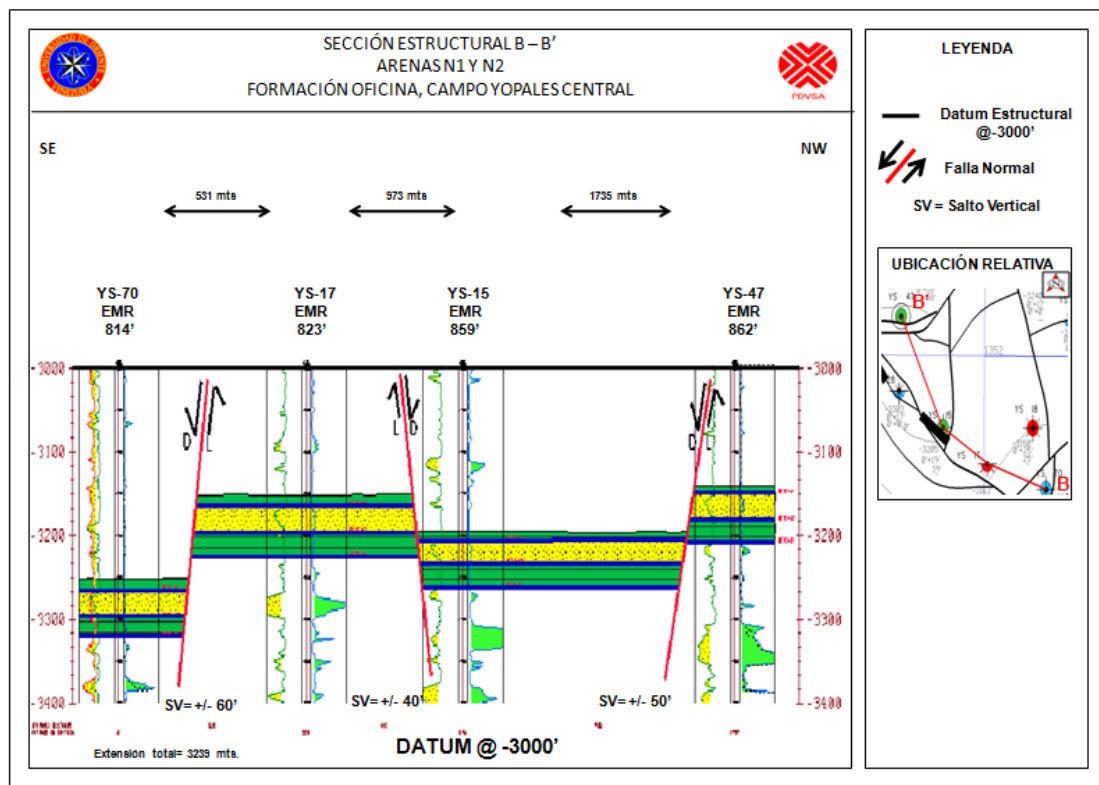


Figura 5.6 Sección estructural B-B'.

5.3.2.3 Sección estructural C-C'

Esta sección de dirección SO-NE está conformada por los pozos YS-74, YS-69, YS-519, YS-65, cuyo datum estructural está ubicado @ -3000'. En esta sección se visualiza una falla secundaria de tipo normal que se encuentra entre los pozos YS-519 y YS-65 posee un salto aproximado de 60' originando que el bloque deprimido se encuentre en el pozo YS-519 y el bloque levantado en el pozo YS-65 (Figura 5.7) (Apéndice C.3).

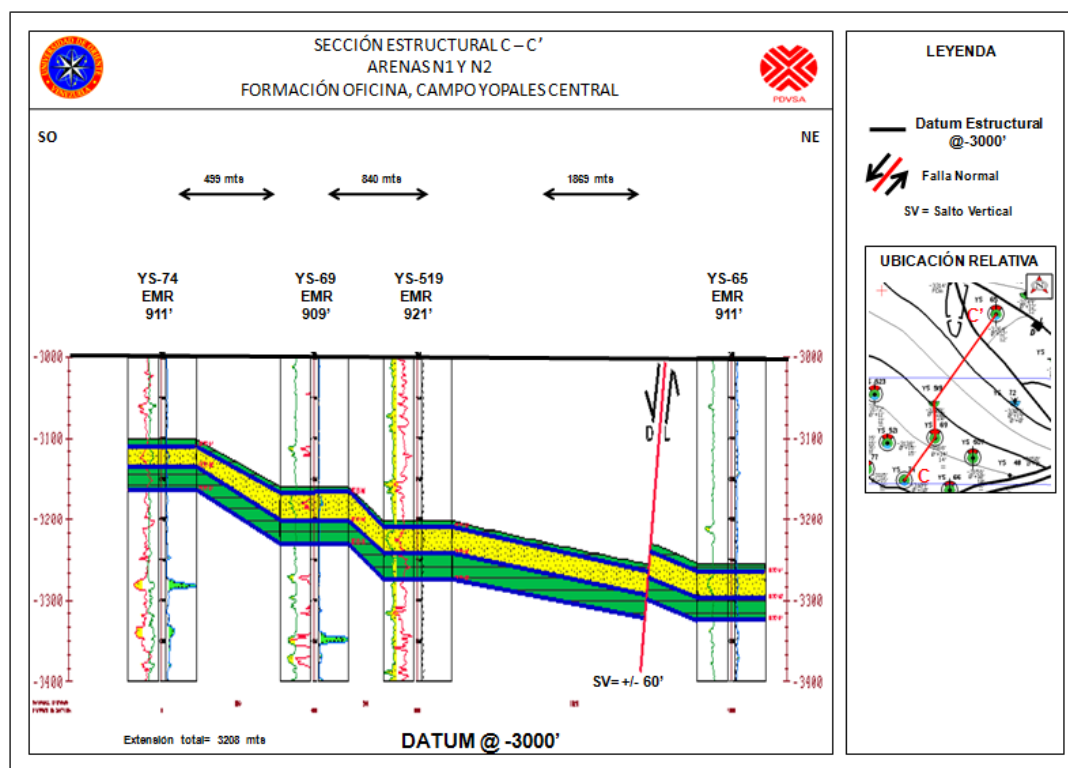


Figura 5.7 Sección estructural C-C'.

5.3.2.4 Sección estructural D-D'

Conformada por los pozos YS-22, YS-24, YS-508, YS-504, YS-33, en dirección SO-NE, cuyo datum estructural está ubicado @ -2900'. En esta sección se visualizan tres (3) fallas secundarias. La primera falla se encuentra entre los pozos YS-22 y YS-24, con un salto aproximadamente de 20' originando así que el bloque deprimido se encuentre en el pozo YS-22 y el bloque levantado se encuentre en pozo YS-24, la segunda falla se encuentra entre los pozos YS-24 y YS-508 con un salto aproximadamente de 40' pies y la tercera falla encuentra de igual manera entre los YS-24 y YS-508 con un salto de aproximadamente 30' (Figura 5.8) (Apéndice C.4).

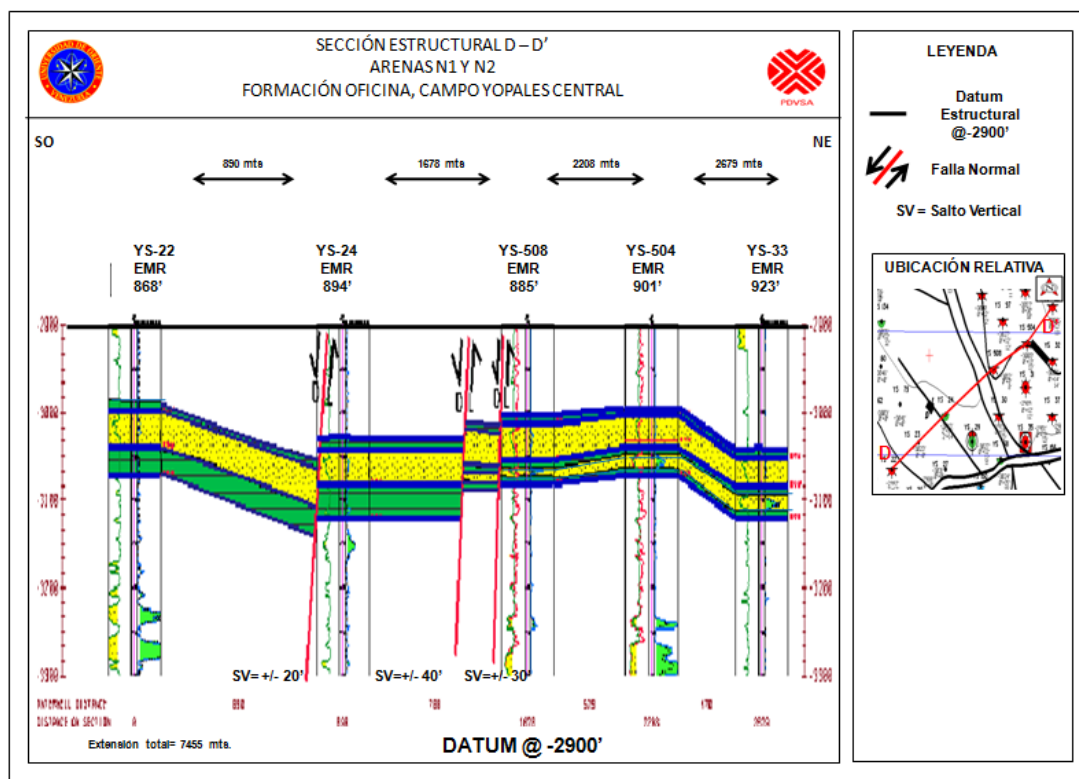


Figura 5.8 Sección estructural D-D'.

5.3.3 Revisión del mapa del plano de fallas

No se realizaron modificaciones en el mapa de plano de falla oficial del campo debido a que el mismo no presentó cambios significativos ya que la información validada coincidía con la contenida en la data y el mapa, sin embargo se incluyó fallas que estaban consideradas en el plano de falla y que no aparecían en el mapa oficial.

5.3.4 Mapa Estructural

La elaboración de los mapas estructurales como ya se había descrito anteriormente en el marco metodológico, fue el resultado de la traza de los contornos estructurales cada 50' pies correspondientes a los topes en TVDSS de la arenas N1 y N2. Se evidenció mediante los mapas elaborados que la configuración estructural del Campo Yopales Central corresponde a la de un homoclinal de dirección Noroeste-Sureste con buzamiento suave de (2° - 3°) hacia el Noreste, influenciado por un sistema complejo de fallas secundarias de tipo normal con variables direcciones, buzamientos y de poca extensión, originando pliegues suaves, que representan las mejores trampas de hidrocarburos (Figuras 5.9 y 5.10).

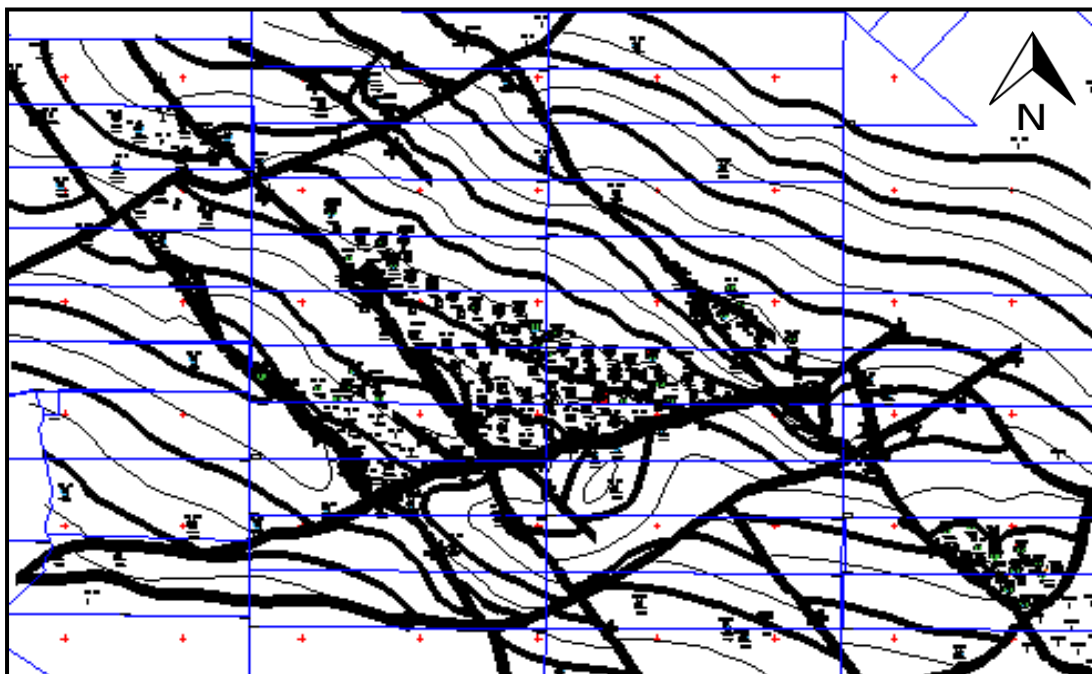


Figura 5.9 Mapa estructural de la arena N1. Campo Yopales Central.

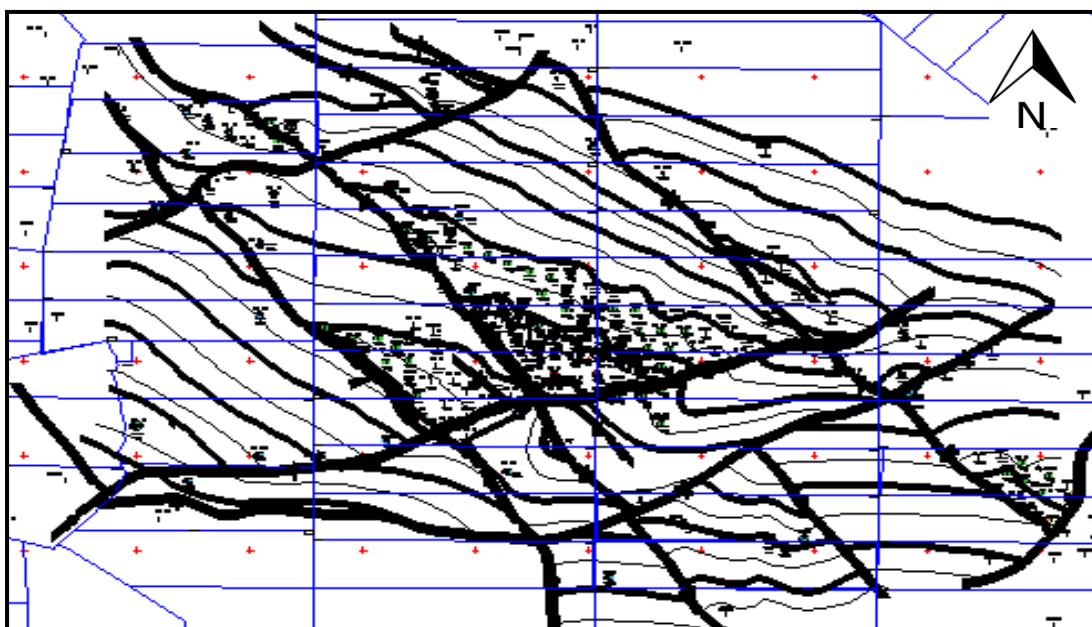


Figura 5.10 Mapa estructural de la arena N2. Campo Yopales Central.

5.4 Definición del modelo sedimentológico del área

5.4.1 Interpretación de los patrones de electrofacies

La definición de este modelo se llevó a cabo en primer lugar con la realización de los mapas de electrofacies elaborado mediante la interpretación descriptiva de las curvas de rayos gamma (GR) y potencial espontáneo (SP), en el cual se agruparon las distintas facies de acuerdo a sus características descriptivas de las respuestas electrográficas vista en cada uno de los registros eléctricos de los pozos que integran el área de estudio.

La interpretación de cada electroforma permitió diferenciar cuatro (3) unidades sedimentarias a lo largo del campo, entre ellas canales, barras de desembocadura y llanuras deltáicas, la integración de dichas unidades descifraron el ambiente de sedimentación y por lo tanto permitieron la construcción del mapa de electrofacies visualizando de esta forma la distribución areal de los cuerpos arenosos con su orientación y forma en que se depositó la arena en estudio.

En este caso las respuestas electrográficas en forma de cilindro corresponden a depósitos de canales distributarios, otras respuestas en forma acerrada en la base y cilíndrica hacia el tope significa que el espesor para esa zona disminuye considerablemente tomándose como depósitos de desbordamiento o barras interdistributarias, y las respuestas en forma acerrada completamente representan lo que son las llanuras deltáicas. Todo basándose en el criterio de interpretación de Acosta R. 2006 (Figuras 5.11 y 5.12).

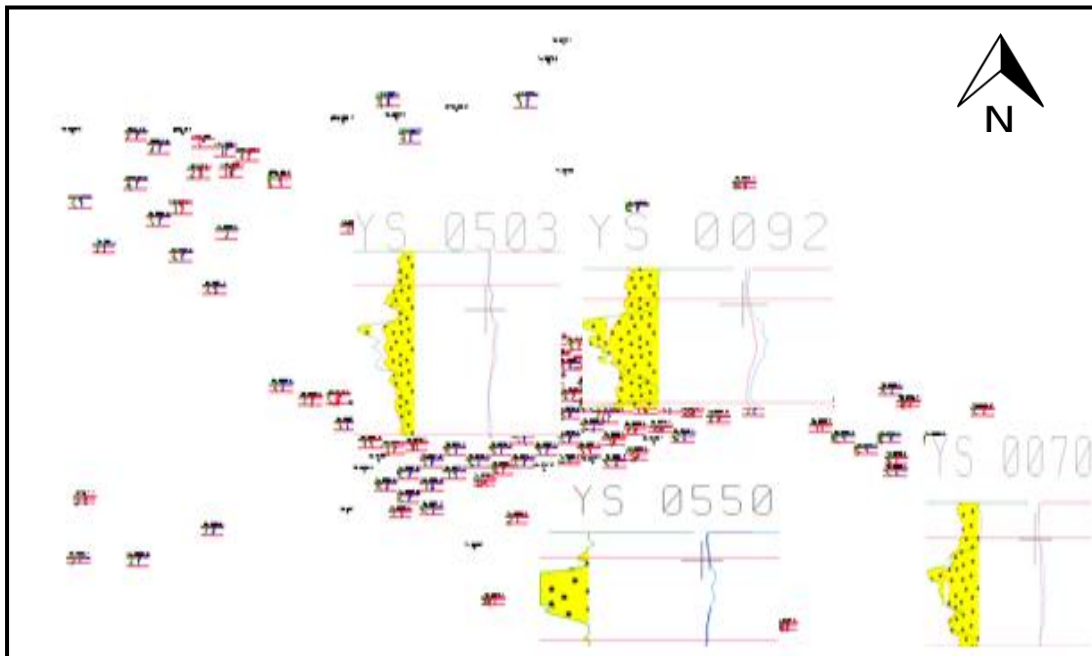


Figura 5.11 Mapa de electrofacies de la Arena N1. Campo Yopales Central.

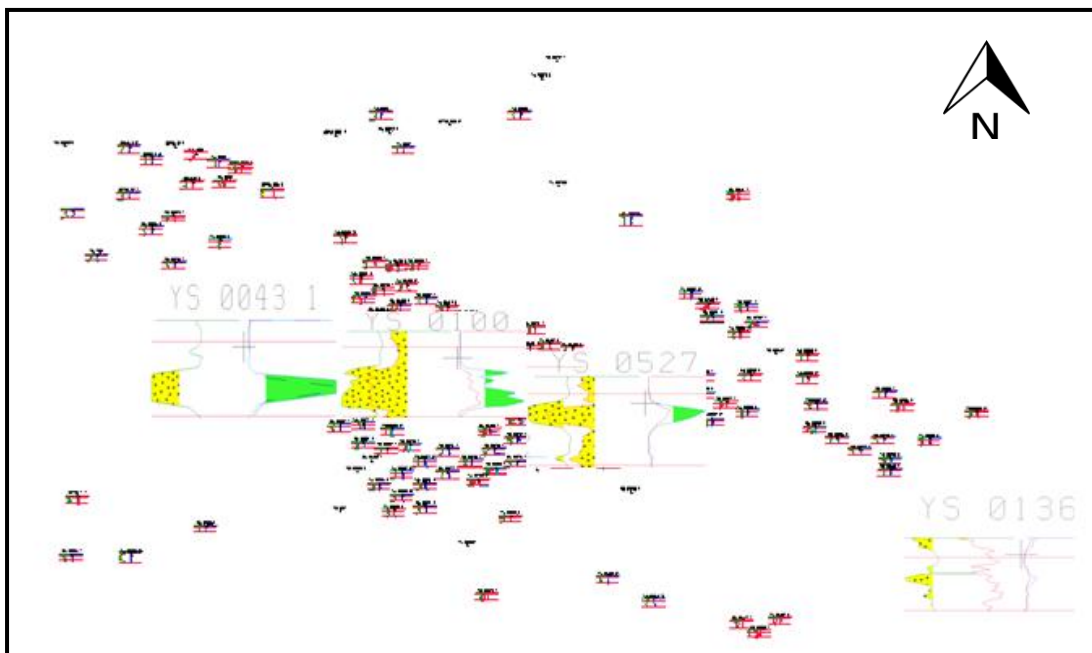


Figura 5.12 Mapa de electrofacies de la Arena N2. Campo Yopales Central.

5.4.2 Mapa de paleoambiente

Una vez elaborado el mapa de electrofacies se procedió a la cartografía de los mapas de paleoambiente que permitió distinguir las facies sedimentarias presentes en la zona y así definir el ambiente sedimentario en el cual se depositaron las Arenas N1 y N2. Se obtuvieron dos (2) mapas de paleoambiente uno por cada subnivel.

De esta forma, podemos observar que el tipo de ambiente que se depositó en el nivel N1 corresponde a un ambiente deltáico con predominio de barras de frente deltáico asemejándose a un pequeño delta lobular, donde las barras de desembocadura son perpendiculares a los canales distributarios y se aprecia que los canales tienen una dirección SE-NW y SO-NE, el tren de la sedimentación va hacia el NW. La litología de este ambiente se cotejó con el pozo YS-534, el cual posee muestra de pared dando como resultado de su análisis litológico que es arena, limonita, gris claro, dura bien compactada, textura fina, matriz arcillosa, cuarzo cristalino y clastos sub-angulares y sub-redondeados de baja o mediana esfericidad. El tipo de ambiente generado para el nivel N2 corresponde a un ambiente deltáico con influencia de marea, el cual tiene presencia de barras deltáicas con orientación SE-NW y la entrada de un canal de marea desde el NW, cabe destacar que para este nivel no se tiene núcleo o muestra de pared (Figuras 5.13 y 5.14) (Apéndice D.1 y D.2).

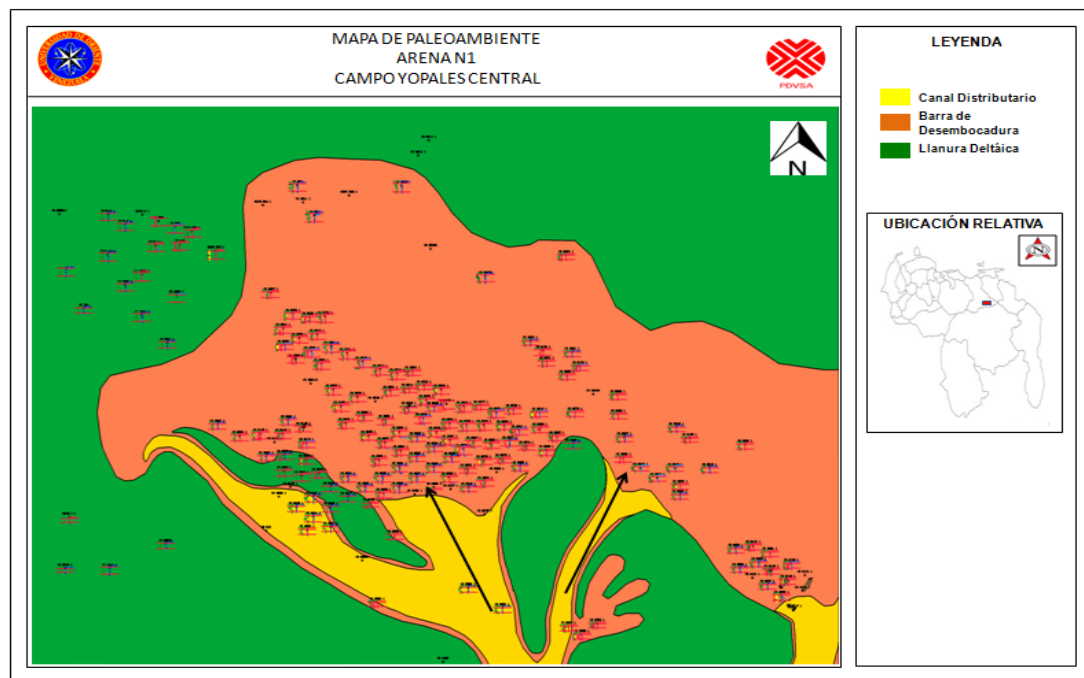


Figura 5.13 Mapa de paleoambiente de la Arena N1.

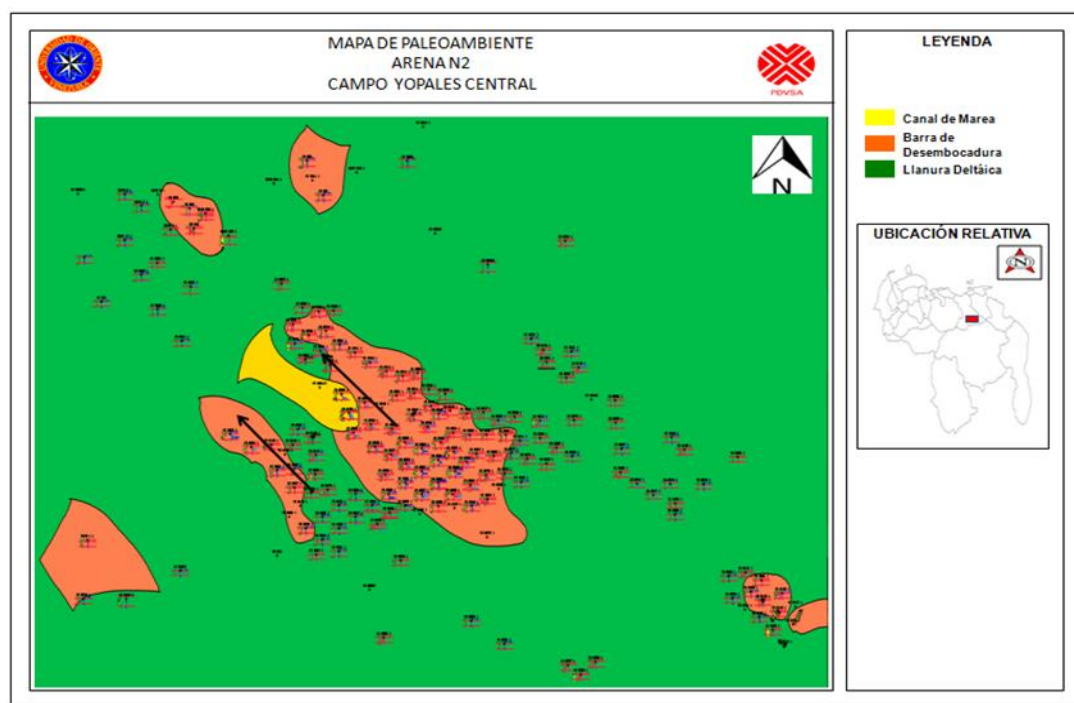


Figura 5.14 Mapa de paleoambiente de la Arena N2.

5.5 Reconocimiento de las áreas prospectivas

5.5.1 Cálculo de los parámetros petrofísicos

El cálculo de las propiedades petrofísicas de la roca para el horizonte estratigráfico de los niveles N1 y N2, se llevó a cabo con el objetivo de definir zonas con mejor calidad de roca y conocer la relación que guardan entre sí para adecuar el drenado de reservas de una forma eficiente y rentable por lo cual sirvió como base para resaltar las variaciones de calidad del reservorio a través de la elaboración de los mapas de isopropiedades. La evaluación petrofísica se realizó con los siguientes cálculos:

5.5.2 Determinación de la resistividad del agua de formación (R_w)

La resistividad del agua de formación (R_w) representa el valor de cuan salina es el agua de formación en un intervalo geológico ya que las sales ionizadas son conductoras de electricidad, por lo tanto es uno de los parámetros básicos más importante para la determinación de los parámetros petrofísicos y definición del modelo petrofísico. Este parámetro fue calculado a través del método de la curva SSP (potencial espontáneo estático) a través de cincuenta y seis (56) pozos en los cuales se ubicaron las arenas con alta saturación de agua, dentro de la Formación Oficina del Campo Yopales Central, El valor promedio obtenido tras el cálculo de este parámetro fue de 0,18 Ohm-m (Tabla 5.1).

Tabla 5.1 Estimación del R_w

POZOS	RW (Ohm-m)	POZOS	RW (Ohm-m)
YS-531	0.11	YS-86	0.18
YS-533	0.20	YS-89	0.14
YS-534	0.22	YS-82	0.32
YS-529	0.07	YS-508	0.24
YS-559	0.21	YS-528	0.15
YS-558	0.09	YS-526	0.29
YS-510	0.30	YS-78	0.23
YS-502	0.07	YS-75	0.12
YS-518	0.11	YS-67	0.15
YS-512	0.08	YS-140	0.08
YS-513	0.08	YS-76	0.11
YS-90	0.26	YS-138	0.21
YS-514	0.09	YS-134	0.08
YS-607	0.24	YS-149	0.29
YS-515	0.10	YS-148	0.25
YS 522	0.12	YS-146	0.11
YS-520	0.14	YS-61	0.18
YS-525	0.23	YS-55	0.21
YS-92	0.16	YS-136	0.10
YS- 521	0.29	YS-56	0.45
YS-74	0.21	YS-135	0.06
YS-503	0.14	YS-88	0.27
YS-100	0.13	YS-98	0.25
YS-95	0.14	YS-132	0.13
YS-96	0.28	YS-611	0.10
YS-97	0.14	YS-85	0.25
YS-535	0.25	YS-147	0.25
YS-519	0.15	YS-72	0.20
RW PROMEDIO= 0.18 (Ohm-m)			

5.5.3 Volumen de arcilla (Vsh)

El volumen de arcillosidad mínimo para la arena N1 fue de 10 y 14% pertenecientes a los pozos YS-534 y YS-528 siendo este porcentaje análogo a la deposición de paquetes de arenas relativamente limpios y compactos. Los Vsh máximos corresponden a los pozos YS-100 y YS-607 con 30% y 28% respectivamente, el promedio ponderado en el volumen de arcillosidad es de 24% para la arena N1. Seguidamente el volumen de arcillosidad mínimo para la arena N2 fue de 7% Y 9% pertenecientes a los pozos YS-508 y YS-526 siendo este porcentaje análogo a la deposición de paquetes de arenas relativamente limpios y compactos. Los Vsh máximos corresponden a los pozos YS-90 y YS-518 ambos con 20%, el promedio ponderado en el volumen de arcillosidad es de 14% para la arena N2. Mediante estos resultados se comprobó que en el depocentro de los yacimientos se encuentra el menor contenido de arcilla en comparación a las barras por desborde, de desembocaduras que se encuentran hacia los límites del yacimiento y poseen mayor volumen de arcilla. Dichos resultados y promedios correspondientes a las arenas N1 y N2 se muestran en el apéndice E respectivamente para cada yacimiento en el campo.

5.5.4 Determinación de Porosidad (Φ)

En el apéndice E se muestran los resultados petrofísicos obtenidos para la porosidad del campo por yacimientos de las arenas N1 y N2. El valor de porosidad fue calculado a través de la ecuación del método de la curva normal corta ya que para este estudio no se pudo emplear los registros de densidad y neutrón del Campo Yopales Central, por lo cual se tuvo que emplear la curva normal corta para calcular la porosidad por el método de Pirson.

La porosidad máxima estimada para el Campo Yopales Central en la arena N1 es de 24% correspondiente al pozo YS-535, la mínima correspondiente a los pozos

YS-510, YS-522 y YS-607 con 16%. La porosidad promedio para la arena N1 resultó ser de un 19%. Seguidamente la porosidad máxima estimada para la arena N2 es de 30% correspondiente al pozo YS-510, la mínima corresponde a los pozos YS-90 y YS-518 ambos con 23%. La porosidad promedio para la arena N2 resultó ser de un 26%. Siendo estos valores más elevados en las zonas de depocentros de los yacimientos mientras que las porosidades más bajas corresponden a las zonas donde se encuentran los límites de los yacimientos y por lo tanto cercanos a los límites de roca.

5.5.5 Determinación de la Permeabilidad (K)

Mediante la ecuación de Timur se determinó el modelo con el cual se lograron obtener los valores permeables en el campo los cuales se muestra en el apéndice E para cada yacimiento de las arenas N1 y N2. Los valores mínimos en permeabilidad para la arena N1 se obtuvieron de los pozos YS-100 y YS-559 con 294 mD y 356 mD para cada uno respectivamente, mientras que el aumento de este parámetro se evidencia en los pozos YS-514 y YS-534 con 1246 mD y 1230 mD. El promedio para la arena N1 es de 699 mD. Seguidamente los valores mínimos en permeabilidad para el nivel N2 se obtuvieron de los pozos YS-90 y YS-518 con 390 mD y 393 mD para cada uno respectivamente, mientras que el aumento de este parámetro se evidencia en los pozos YS-508 y YS-526 con 1169 mD y 1045 mD. El promedio para la arena N2 es de 641 mD.

5.5.6 Determinación de la saturación de agua (S_w)

Para la saturación de agua se implementó el método de Simandoux Modificado, debido a que este es considerado como uno de los más eficaces para las zonas con alta arcillosidad y con baja resistividad, a modo tal que dichos valores de se muestran en el apéndice E por yacimientos de las arenas N1 y N2 en el campo.

Los valores para S_w en la arenas N1 y N2 aumentan a medida que los pozos se acercan a los límites del yacimiento a causa del aumento en el volumen de arcillosidad, que se presta para una S_w más elevada. La arena N1 posee una saturación de agua promedio de 27% lo que refleja que aproximadamente su volumen de hidrocarburo correspondería a un 73%, siendo este fluido drenado en forma eficaz en pozos ubicados hacia los depocentros de los yacimientos en el campo. En las tablas 5.2 y 5.3 se presentan los promedios ponderados de las principales propiedades petrofísicas calculadas para las arenas N1 y N2.

Tabla 5.2 Propiedades petrofísicas promedio Arena N1.

YACIMIENTO	Vsh (%)	Ø (%)	S_w (%)	K (mD)
N1 YS- 66	24	19	27	699.35
N1 YS- 29	25	27	28	663.50
N1 YS- 14	28	26	31	517.50
N1 YS- 47	22	28	26	718.00
N1 YS-15	26	27	29	654.00
N1 YS-18	16	26	22	834.00
N1 YS-61	21	17	24	820.64
N1 YS-550	24	24	28	728.00
N1 YS-601	30	22	32	375.00
N1 YS-43	17	29	23	812.00

Tabla 5.3 Propiedades petrofísicas promedio Arena N2.

YACIMIENTO	Vsh (%)	Øe (%)	Sw (%)	K (mD)
N2 YS- 94	14	26	29	641.11
N2 YS- 40	15	24	29	484.02
N2 YS- 43	13	26	28	646.96
N2 YS- 61	18	24	32	459.01
N2 YS-611	16	24	29	472.73
N2 YS-610	21	28	28	131.90
N2 YS-606	19	24	27	413.79
N2 YS-1	15	23	29	502.90
N2 YS-26	20	24	24	640.83
N2 YS-142	15	23	24	475.63

5.5.7 Saturación de agua irreducible (Swirr)

La Swirr se obtuvo mediante el gráfico Sw vs Rt tal como se refleja en las figuras 5.15 y 5.16 para las arenas N1 y N2 respectivamente, tal como se explicó en el capítulo IV, obteniendo un valor para la arena N1 de 14% y para la arena N2 un valor de 19%, es decir, que solo esta fracción de agua del horizonte en estudio se encuentra adherida a los granos de la roca y no fluye junto al petróleo durante la producción del mismo.

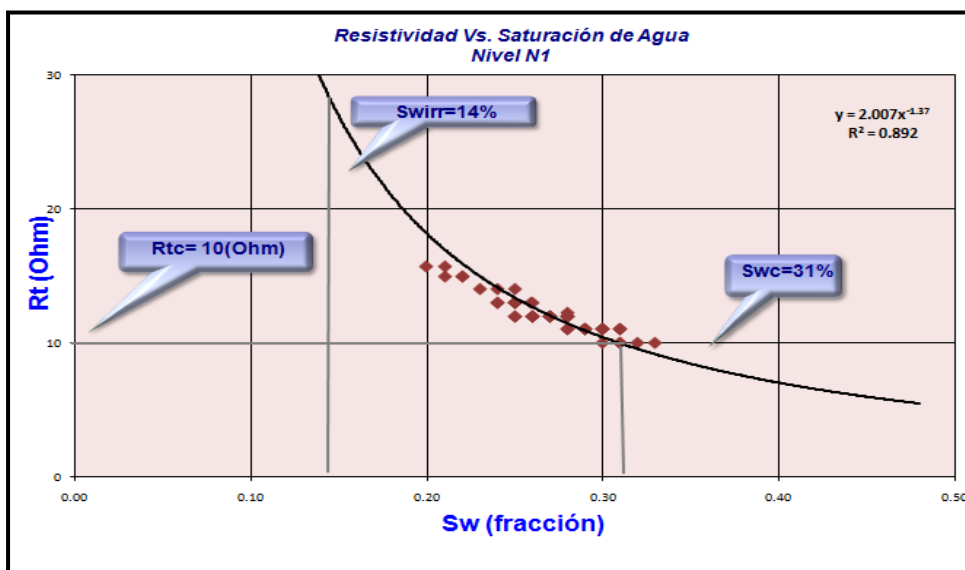


Figura 5.15 Gráfica de Saturación de agua Vs. Resistividad de la arena N1.

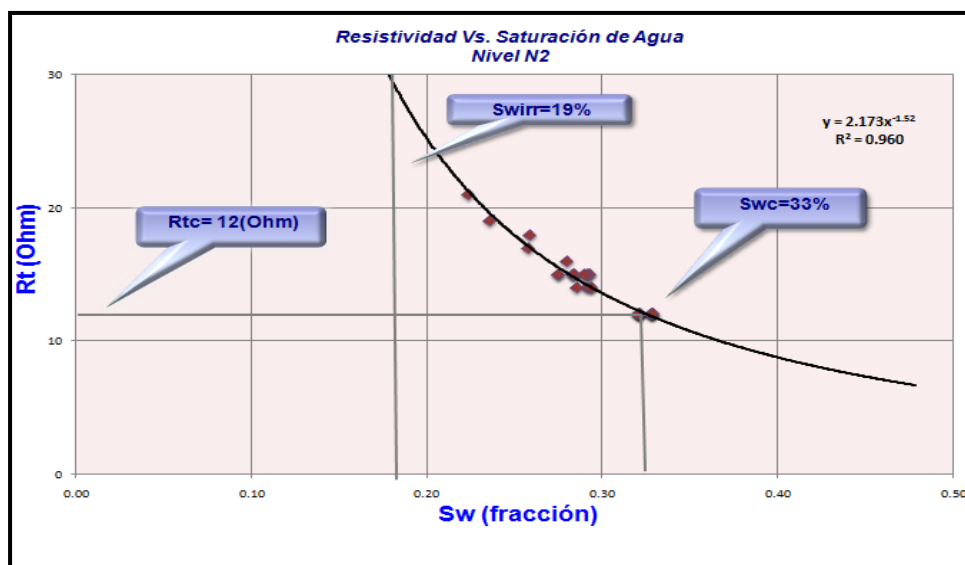


Figura 5.16 Gráfica de Saturación de agua Vs. Resistividad de la arena N2

5.5.8 Determinación de parámetros de corte

Luego de la evaluación petrofísica, se establecieron los parámetros de corte de las propiedades evaluadas en el horizonte estratigráfico. La determinación de estos parámetros define los límites en la calidad de la arena y logran determinar las mejores zonas para la extracción de hidrocarburo. A continuación se muestran los resultados obtenidos de la arena N1 y la arena N2 en las tablas 5.4 y 5.5 respectivamente:

Tabla 5.4 Valores de los parámetros de corte de la arena N1.

PARÁMETROS DE CORTE	RESULTADOS
Rtc	≥ 14 Ohm
Swc	≤ 31 %
Vshc	≤ 29 %
Φ_c	≥ 24 %
Kc	≥ 405 mD

Tabla 5.5 Valores de los parámetros de corte de la arena N2.

PARÁMETROS DE CORTE	RESULTADOS
Rtc	≥ 12 Ohm
Swc	≤ 33 %
Vshc	≤ 19 %
Φ_c	≥ 24 %
Kc	≥ 490 mD

Las figuras (4.17, 4.18, 4.19, 4.20, 4.21, 4.22) muestran los gráficos obtenidos para cada uno de los valores de corte para las arenas N1 y N2.

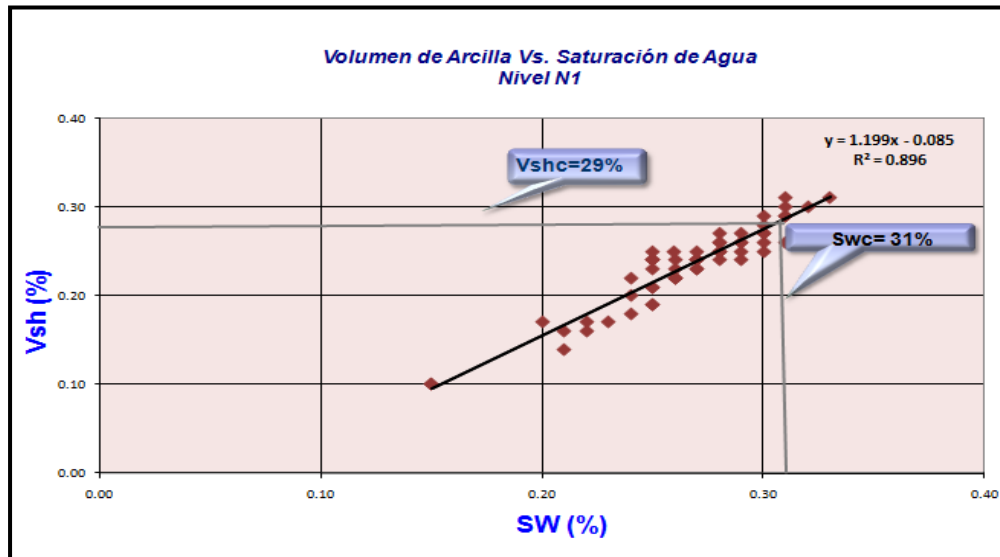


Figura 5.17 Gráfica de Volumen de arcilla Vs. Saturación de agua Arena N1.

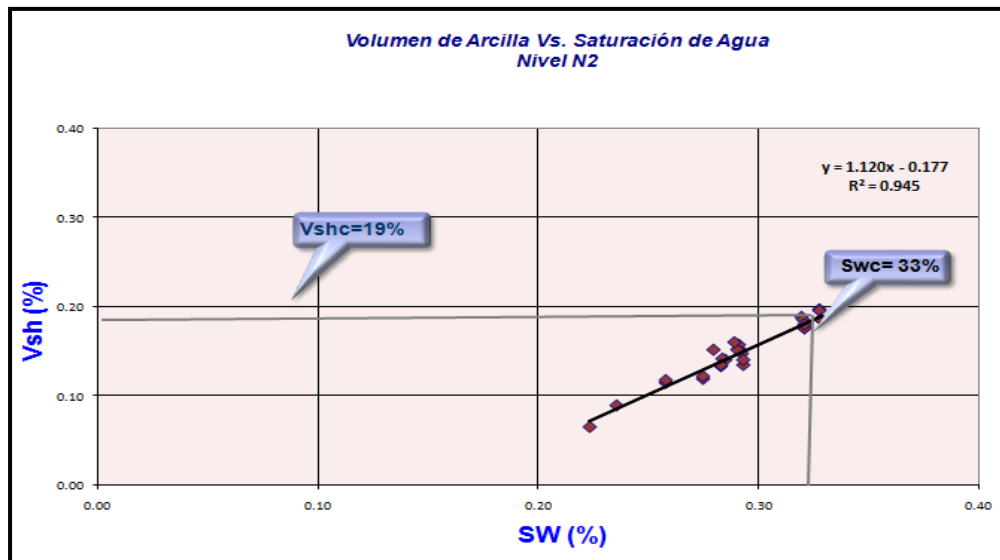


Figura 5.18 Gráfica de Volumen de arcilla Vs. Saturación de agua Arena N2.

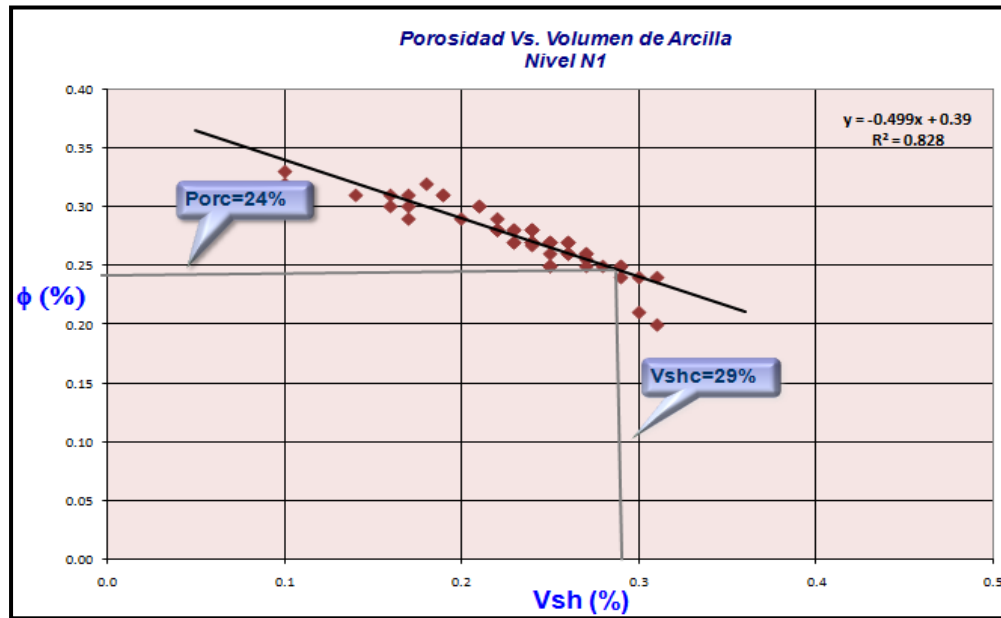


Figura 5.19 Gráfica de Porosidad Vs. Volumen de arcilla de la Arena N1.

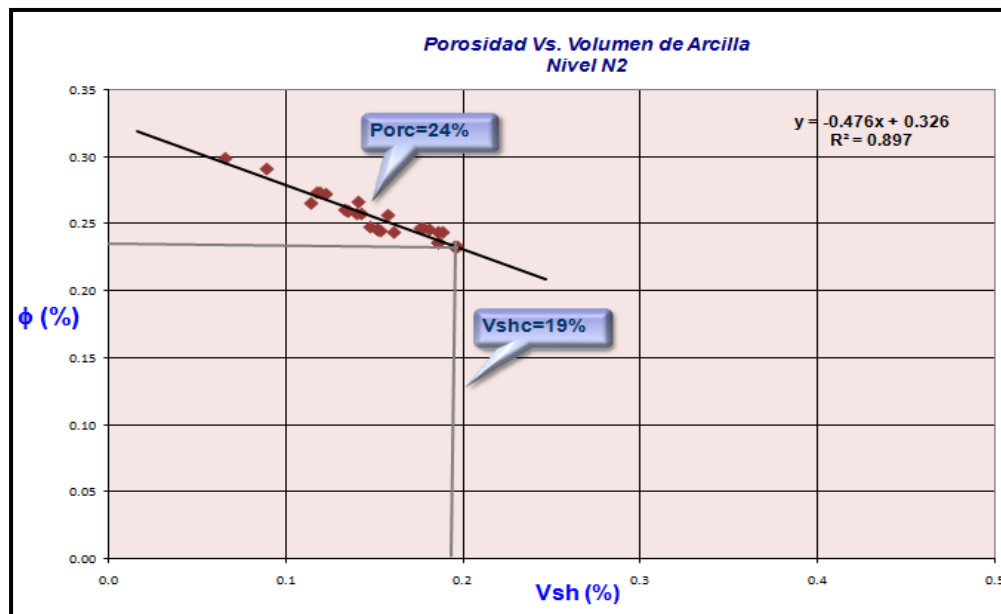


Figura 5.20 Gráfica de Porosidad Vs. Volumen de arcilla de la Arena N2.

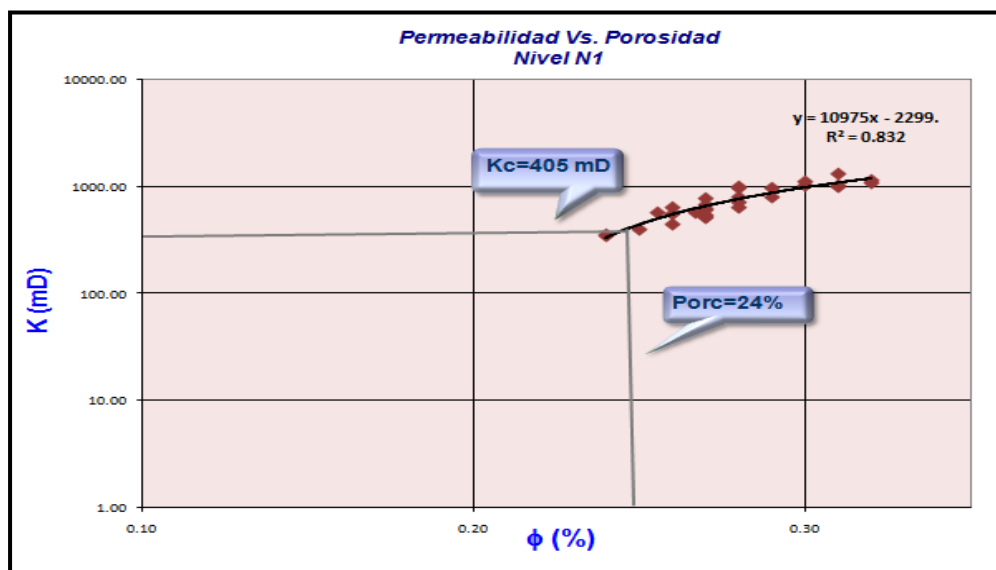


Figura 5.21 Gráfica de Permeabilidad Vs. Porosidad de la Arena N1.

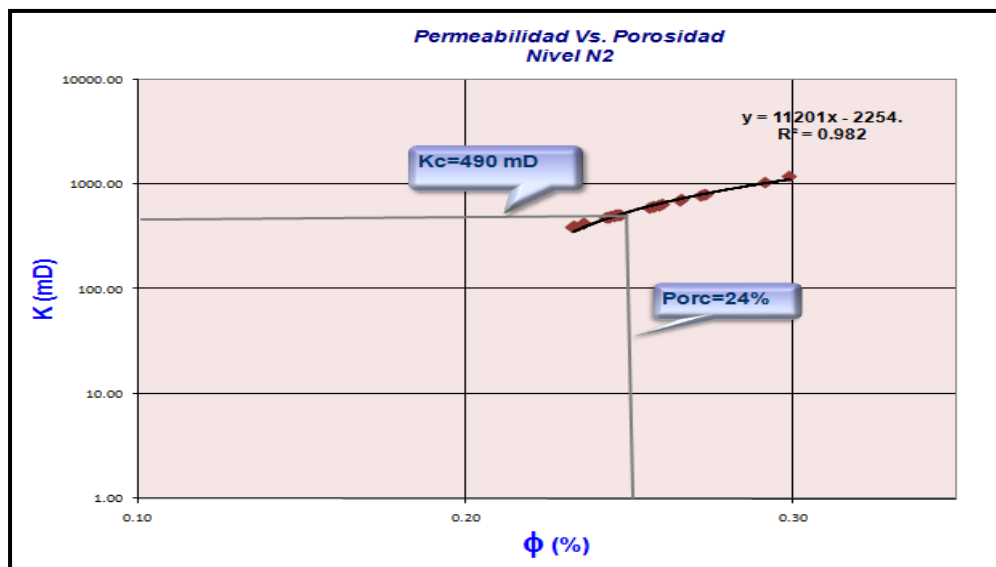


Figura 5.22 Gráfica de Permeabilidad Vs. Porosidad de la Arena N2.

5.5.9 Elaboración de los mapas de Isopropiedades

Obtenidos los datos de las evaluaciones petrofísicas, se realizaron los mapas de isopropiedades, en los cuales se visualizan de forma gráfica las distribuciones de las propiedades evaluadas a lo largo del área en estudio. A continuación se describen en forma más detallada los mapas obtenidos a partir de los valores resultantes en la evaluación petrofísica correspondiente a las arenas N1 y N2 del Campo Yopales Central.

5.5.9.1 Mapa de Isoarcillosidad

Para la arena N1 como para la arena N2 poseen una escala de colores degradados comprendida entre el valor mínimo de 0.00 y como valor máximo de 0.50, mediante estos mapas se genera una interpretación en cuanto a la distribución en los volúmenes de arcilla del campo, ellos nos dan un indicio del porcentaje de arena limpia, los cual nos permite zonificar los yacimientos de acuerdo a su contenido de arcilla en: zonas limpias y arcillosas. En los mapas podemos observar que las zonas limpias se obtuvo un valor de 0.14% que presentan una tonalidad de color más clara corresponden al centro de los cuerpos sedimentarios y las zonas arcillosas se obtuvo un valor de 0.31% que presentan una tonalidad de color más oscura corresponden con los límites estratigráficos de los yacimientos (Figuras 5.23 Y 5.24) (Apéndice F.1 y F.2).

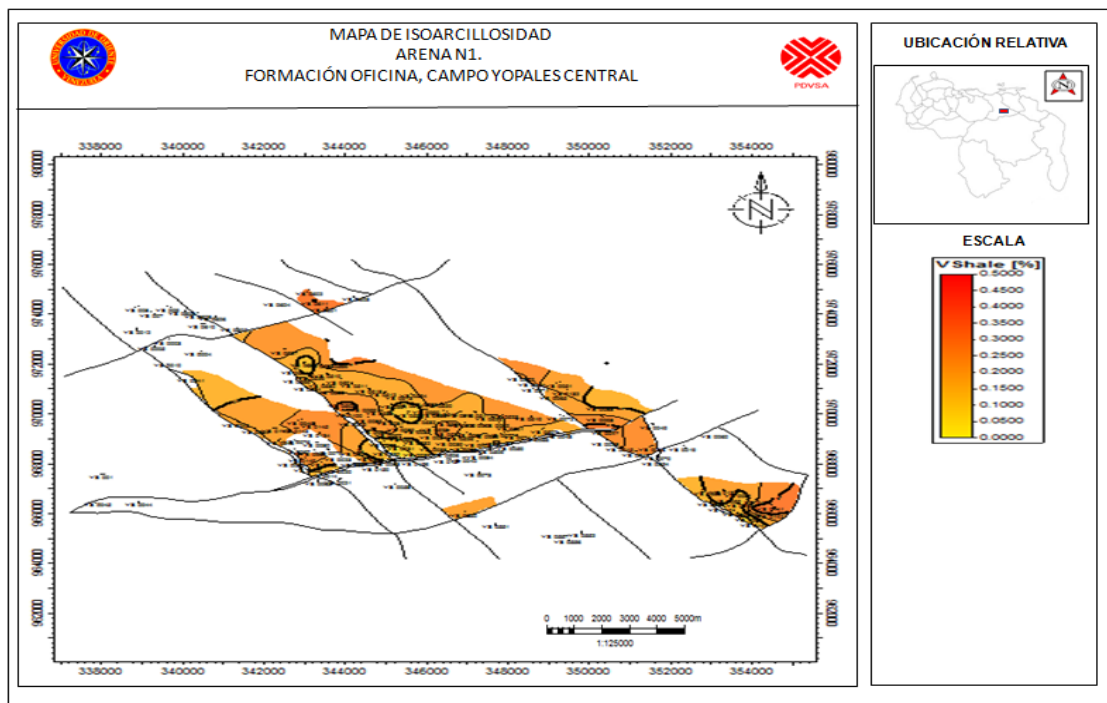


Figura 5.23 Mapa de Isoarcillosidad de la Arena N1.

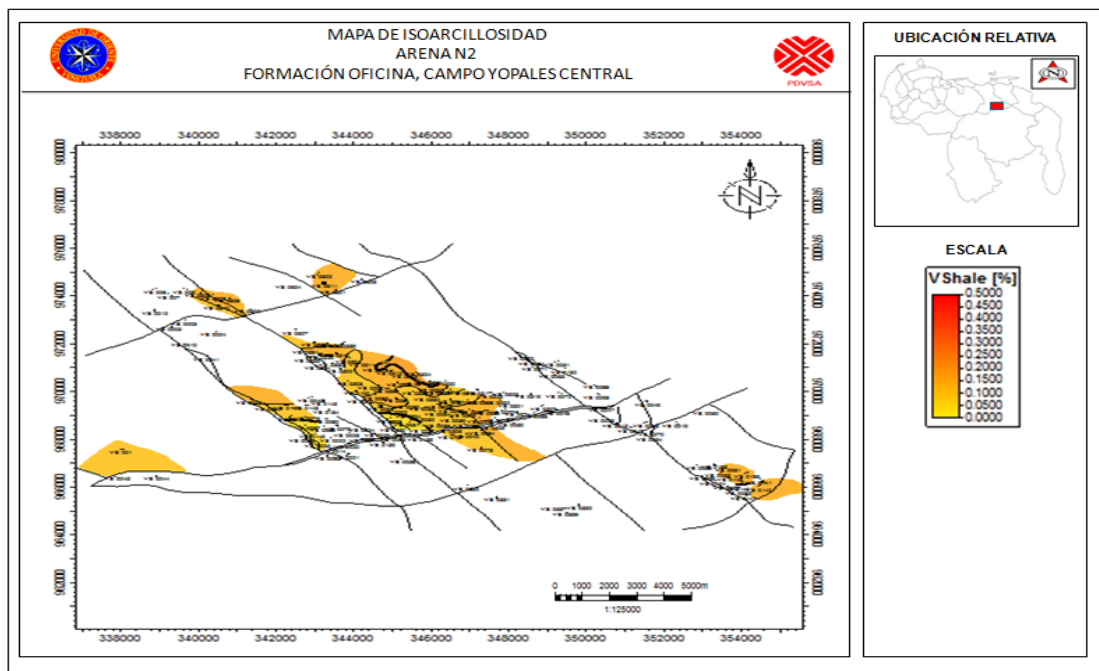


Figura 5.24 Mapa de Isoarcillosidad de la Arena N2.

5.5.9.2 Mapa de Isoporosidad efectiva

De igual manera para la arena N1 como para la arena N2, la escala de colores está comprendida desde 0.20 hasta un rango de 0.33 y 0.34, la interpretación generada a través de estos mapas denota la ubicación de las zonas con mayor capacidad para la acumulación de fluidos en las arenas N1 y N2 a lo largo del campo. Representándose las mayores porosidades con un valor de 0.31% hacia las tonalidades más claras las que se encuentran en la zona del depocentro de los cuerpos sedimentarios, mientras que las tonalidades más oscuras con un valor de 0.20% se encuentran en las zonas de bajas porosidades que son representativas del acercamiento al límite de roca y donde los poros suelen poseer menos espacio. Los mapas de isoporosidad e isopermeabilidad tienen una relación directa y además representan el producto final del análisis petrofísico, reflejando así las mejores zonas porosas permeables (Figuras 5.25 y 5.26) (Apéndice F.3 Y F.4).

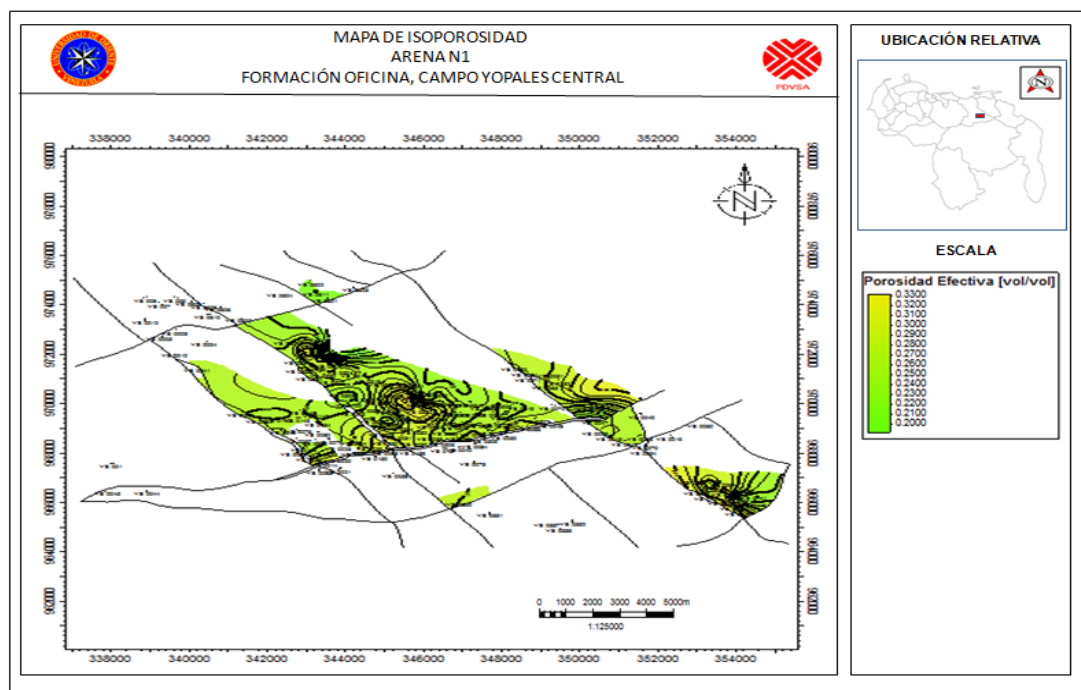


Figura 5.25 Mapa de Isoporosidad de la Arena N1.

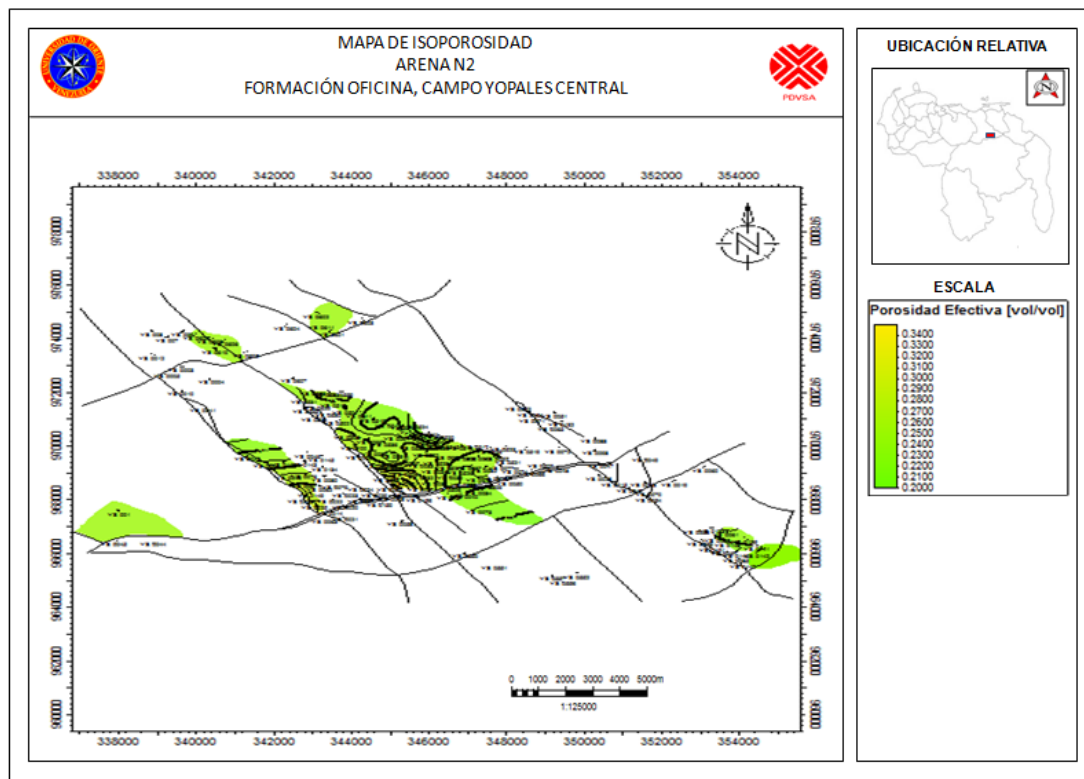


Figura 5.26 Mapa de Isoporosidad de la Arena N2.

5.5.9.3 Mapa de Isosaturación de agua

Las saturaciones de agua en estos mapas fueron representadas con una escala degradada comprendida entre un rango de 0.00 y 0.2 hasta 0.38, siendo representado los mayores valores con un 0.33% con tonalidades oscuras ya que se encuentran buzamiento abajo de la estructura, por estar en esta zona el contacto agua-petróleo, mientras que buzamiento arriba se encuentran los valores más bajo con un 0.14% de saturación de agua debido a que la presencia del agua en esa zona es poca, dejando los espacios porosos restantes para la acumulación de crudo, se presentan con una tonalidad de color claro. Si comparamos los mapas de Isoarcillosidad e Isosaturación de agua observamos que guardan una relación directa ya que las zonas más arcillosas coinciden con las zonas de alto corte de agua (Figuras 3.27 y 3.28) (Apéndice F.5 y F.6).

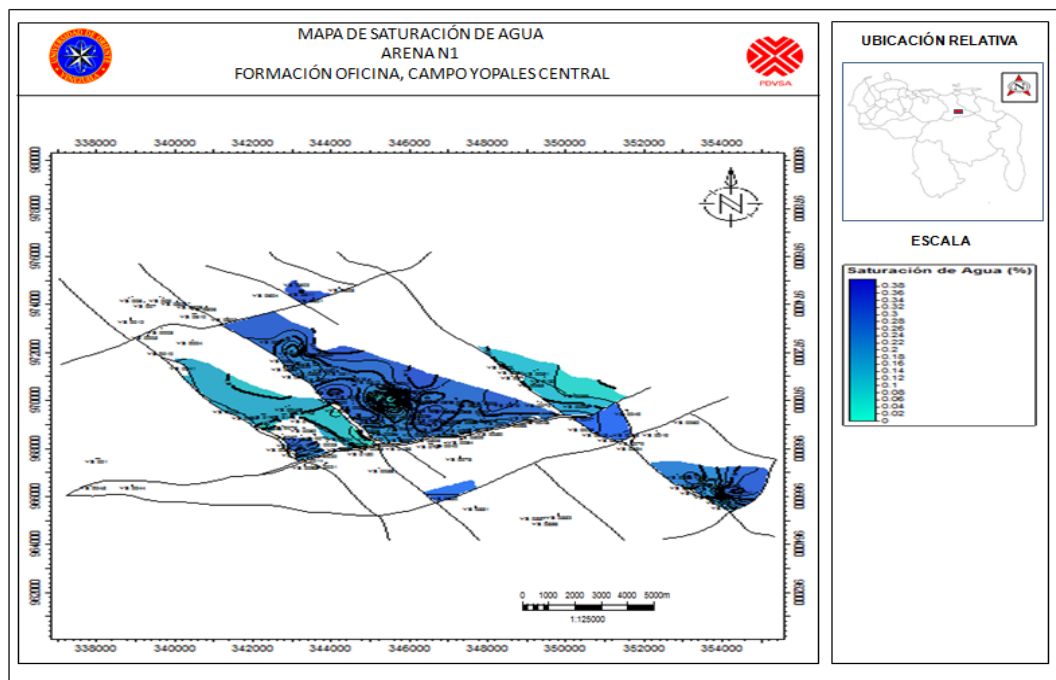


Figura 5.27 Mapa de Isosaturación de agua de la Arena N1

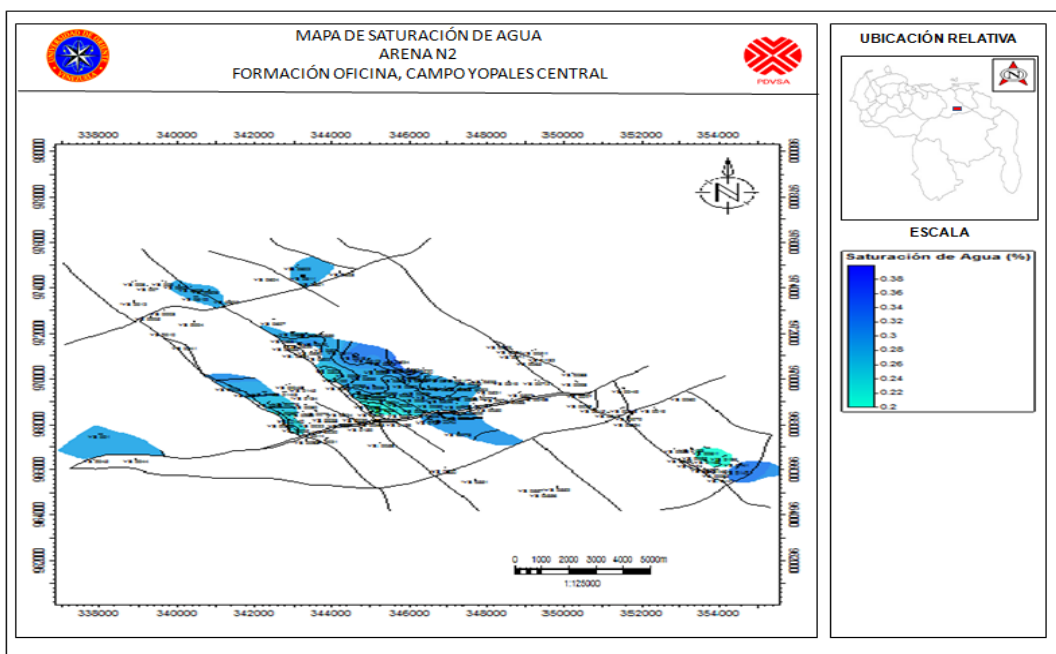


Figura 5.28 Mapa de Isosaturación de agua de la Arena N2.

5.5.9.4 Mapa de Isopermeabilidad

Las permeabilidades de la arena N1 y la arena N2 están comprendidas en una escala de colores que van desde 160 mD y 1400 mD este último valor representa la zona con mayor capacidad de movilidad y desplazamiento de fluidos en el campo. La escala de colores de estos mapas nos muestran las áreas donde los colores más claros vienen dados por zonas con baja arcillosidad y alta porosidad por lo tanto se encuentran en el depocentro de los cuerpos sedimentarios donde se obtuvo un valor de 1230 mD y representan las mejores propiedades de permeabilidad, mientras que las zonas con menos permeabilidad se obtuvo un valor de 268 mD se encuentran cercanas a los límites de roca y vienen representadas de una tonalidad de color más oscuro. Al realizar una comparación con los mapas anteriores podemos decir que las zonas más porosas coinciden con las zonas más permeables (Figuras 3.29 y 3.30) (Apéndice F.7 y F.8).

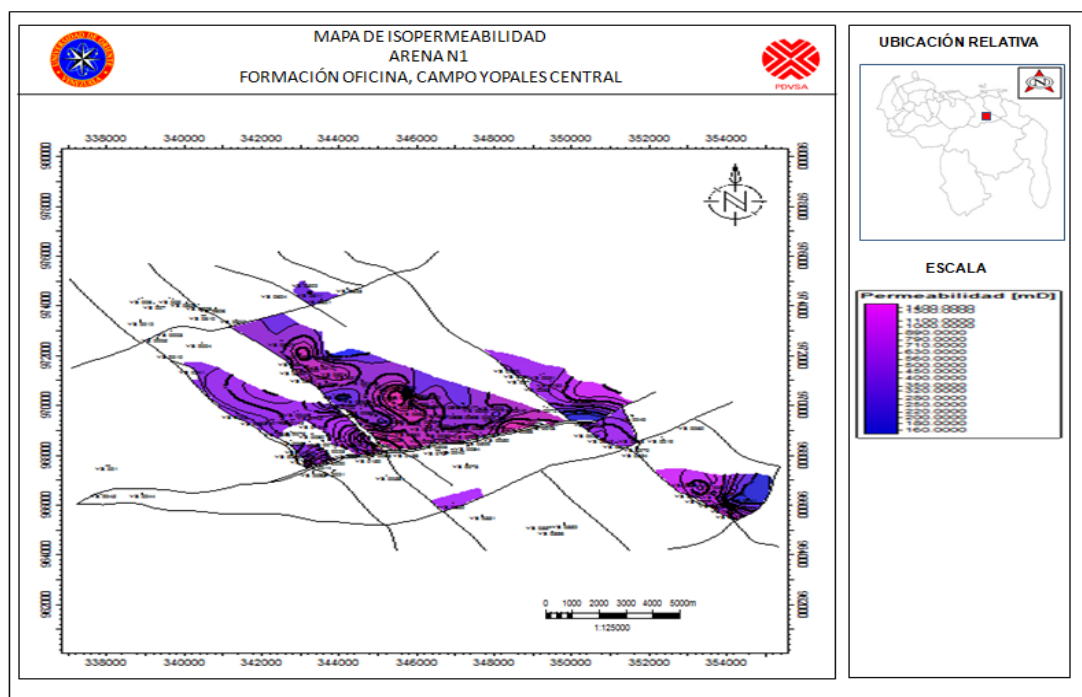


Figura 5.29 Mapa de Isopermeabilidad de la Arena N1.

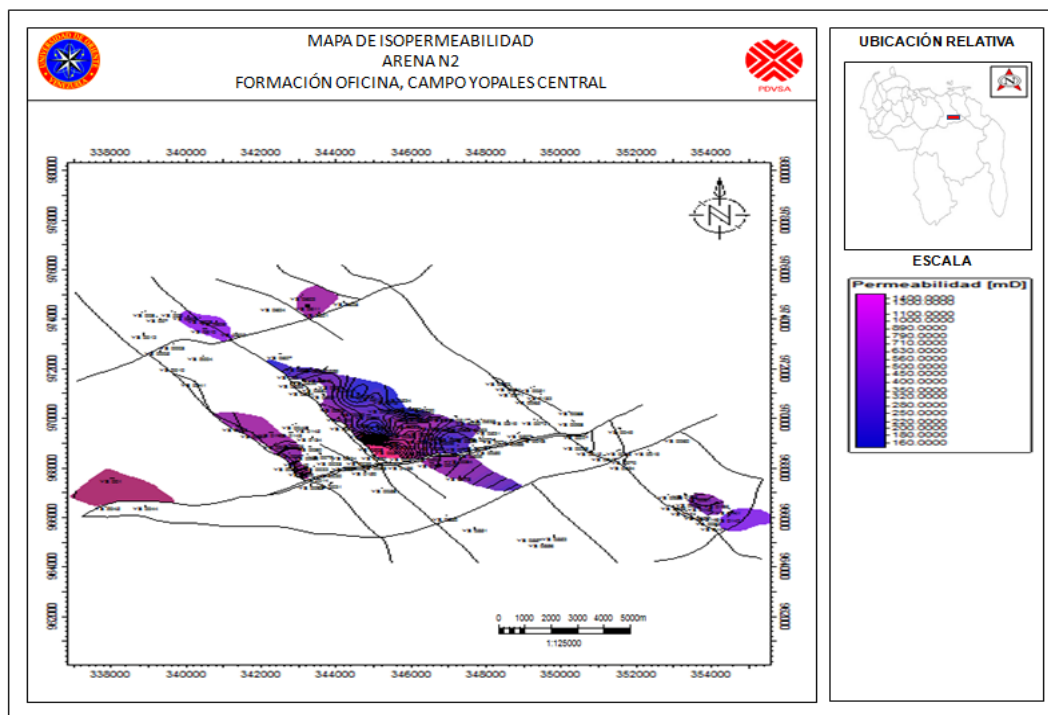


Figura 5.30 Mapa de Isopermeabilidad de la Arena N2.

5.6 Determinación de los límites de los yacimientos

Basados en resultados e información obtenida durante las etapas anteriores se establecieron los nuevos límites de roca de los yacimientos tomando en cuenta las estructuras presentes en el campo y la modificación en los espesores de arena a lo largo del área en estudio. Los resultados obtenidos se integraron para obtener un modelo estático de mayor confiabilidad en cuanto a los límites de sedimentación y localización de fluidos presentes en las arenas N1 y N2, resultando ser los límites de los mismos : fallas sellantes, contactos agua-petróleo (CAPO), contactos gas-petróleo (CGPO), contactos gas-agua (CGAO) y límites de roca. (Tablas 5.6 y 5.7).

Tabla 5.6 Límites de los yacimientos de la arena N1.

YACIMIENTO	ESTADO	NORTE	SUR	ESTE	OESTE
N1 YS-66	Probado	Contacto Agua-Petróleo Estimado @-3230'.	Falla principal. Rum: SW-NE (Buz: SE).	Intercepción de Contacto Agua-Petróleo Estimado @-3230' y falla normal.	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).
N1 YS-29	Probado	Contacto Agua-Petróleo Estimado @-3113'	Límite de roca.	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).
N1 YS-14	Probado	Límite de roca.	Falla principal. Rum: SW-NE (Buz: SE).	Intercepción entre límite de roca con la falla principal.	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).
N1 YS-47	Probado	Contacto Agua-Petróleo Estimado @-3294'.	Falla principal. Rum: SW-NE (Buz: SE).	Límite de roca.	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).
N1 YS-15	Probado	Falla principal. Rum:SW-NE (Buz: SE).	Intercepción de dos fallas normales.	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).	Falla normal. Rum: NE-SW (Buz:SW)
N1 YS-18	Probado	Falla principal. Rum:SW-NE (Buz: SE).	Intercepción de dos fallas normales.	Falla normal. Rum: NE-SW (Buz:SW).	Falla normal. Rum: NE-SW (Buz:SE).
N1 YS-61	Probado	Contacto Gas-Petróleo Estimado @-3128'.	Intercepción de dos fallas normales.	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).	Falla normal. Rum: NE-SW (Buz:SE).
N1 YS-550	Posible	Contacto Agua-Petróleo Estimado @-3020'	Falla normal. Rum: NE-SW (Buz:SE).	Límite de roca.	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).
N1 YS-601	Probado	Contacto Gas-Agua Estimado @-3411'.	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).	Falla normal. Rum: NE-SW (Buz:NW).	Límite de roca.
N1 YS-43	Posible	Contacto Agua-Petróleo Estimado @ -3020'.	Límite de roca.	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).

Tabla 5.7 Límites de los yacimientos de la arena N2.

YACIMIENTO	ESTADO	NORTE	SUR	ESTE	OESTE
N2 YS-94	Probado	Contacto Agua -Petróleo Estimado @-3204'.	Falla principal. Rum: SW-NE (Buz:SE).	Límite de roca.	Falla normal. Rum NW-SE (Buz:SW).
N2 YS-40	Probado	Falla principal. Rum: SW-NE (Buz: SE).	Falla normal de rumbo NE-SW (Buz:SE).	Límite de roca.	Límite de roca.
N2 YS-43	Probado	Límite de roca.	Límite de roca.	Límite de roca.	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).
N2 YS-61	Probado	Límite de roca.	Límite de roca.	Límite de roca.	Límite de roca.
N2 YS-611	Probado	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SE).	Intercepción de dos fallas normales.	Límite de roca.	Límite de roca.
N2 YS-606	Probado	Límite de roca.	Falla normal. Rum: NE-SW (Buz:SE).	Límite de roca.	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).
N2 YS-610	Probado	Límite de roca.	Falla normal. Rum: NE-SW (Buz:SE).	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).	Límite de roca.
N2 YS-1	Probado	Contacto Agua -Petróleo Estimado @-2897'.	Falla normal. Rum: NE-SW (Buz:SE).	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).	Límite de roca.
N2 YS-26	Probado	Límite de roca.	Límite de roca.	Falla normal. Rum: NW-SE (Buz:SW).	Intercepción de falla normal y límite de roca.
N2 YS-142	Probado	Límite de roca.	Límite de roca.	Límite de roca.	Límite de roca.

5.7 Elaboración del mapa Isópaco-Estructural

Enmarcado en el modelo estructural ya estructurado, revisado y validado se procedió a la elaboración de los mapas Isópaco-Estructural con la información obtenida de la correlación litoestratigráfica, la validación de espesores tanto de arena neta como arena neta petrolífera de las arenas de interés y la configuración estructural del campo, es decir, la información de fallas y contornos estructurales. Este permitió observar la orientación de los cuerpos de arena, geometría y delimitación de los yacimientos presentes, apreciando la distribución de los fluidos en el campo e identificando las modificaciones de los límites en los yacimientos con respecto al mapa oficial. Para la arena N1 los yacimientos a continuación fueron los de mayor énfasis para ese nivel en el trabajo realizado, sin embargo a su vez fueron estudiados el resto de los yacimientos mostrando pequeñas variaciones con respecto a espesores y contactos.

5.7.1 Yacimiento N1 YS-66

Tal y como es el caso para este yacimiento donde en el mapa oficial al norte del yacimiento está delimitado por un límite arbitrario y se modificó con la creación de un contacto agua-petróleo (CAPO) que se encuentra a @-3220' estimado a esta profundidad debido a que pozos ubicados hacia la parte norte de este yacimiento permanecían como interpretados agua ya que se pudieron observar mediante las respuestas de la evaluación de los registros (Figura 5.32) (Anexo 1).

- N1 YS-29: para este yacimiento se logró extender sus límites gracias a la nueva reinterpretación donde hubo una configuración de los contornos Isópacos-Estructurales cambiando la tendencia de las curvas isópacas y por ende se presenta un incremento tanto de área como de volumen, es decir, que la nueva interpretación de

este yacimiento presenta mayor área que el oficial, el contacto agua-petróleo (CAPO) se encontraba anteriormente a @-3117' y con la nueva reinterpretación se encuentra a @-3113' esto debido a las variaciones de los espesores (Figura 5.32) (Anexo 1).

- N1 YS-61: Se evidenció un cambio en el contacto gas-petróleo (CGPO) ya que en el mapa oficial los pozos YS-151, YS-57, YS 85, YS-147 presentaban gas y con la nueva reinterpretación, validada y revisada se observa que solo los pozos YS-151 y YS-57 son los que presentan gas, restándole área y por lo tanto al volumen a la capa de gas para este yacimiento, ya que a los otros pozos posteriormente se le realizó la revisión de la producción acumulada y daban crudo (Figura 5.32) (Anexo 1).

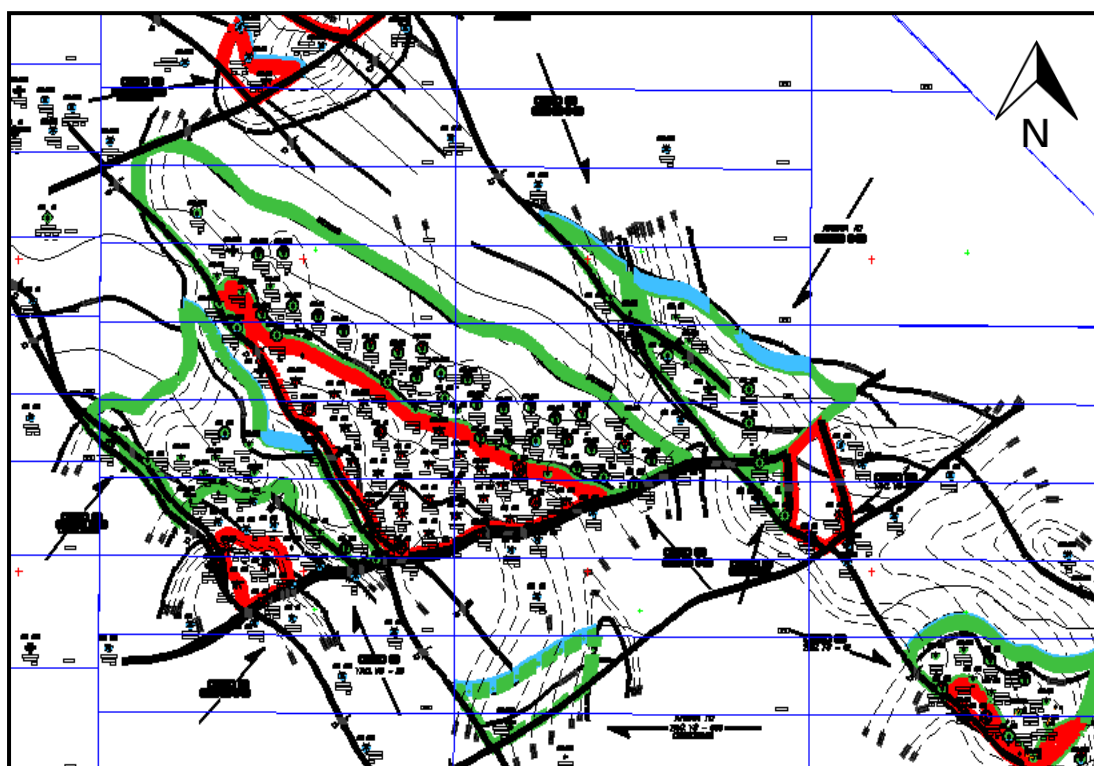


Figura 5.31 Mapa Isópaco-Estructural oficial de la Arena N1.

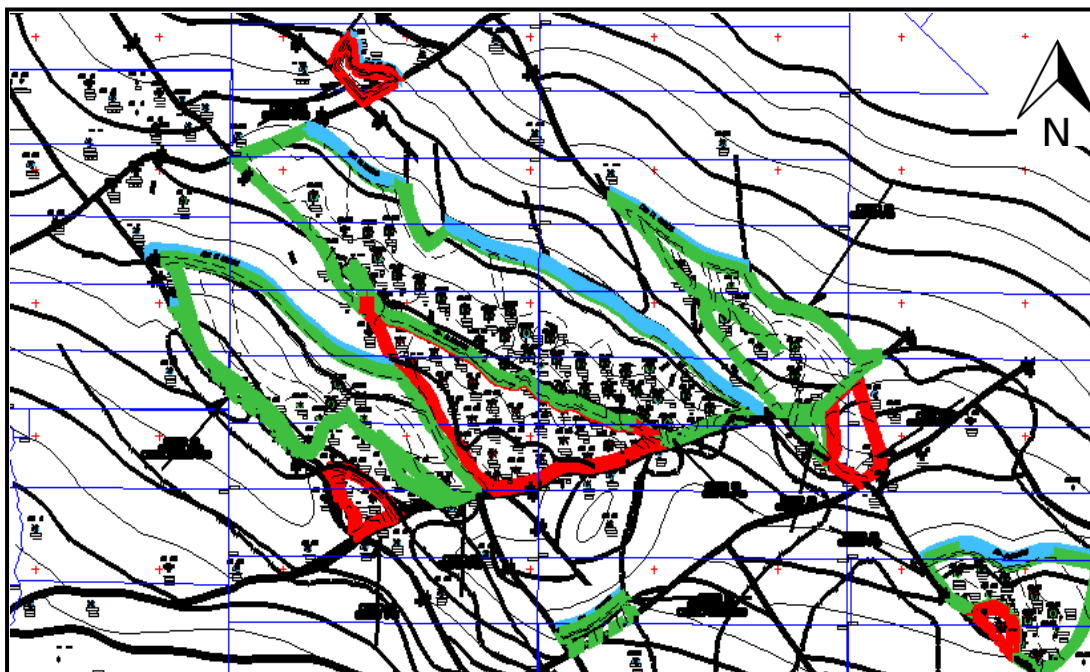


Figura 5.32 Mapa Isópaco-Estructural actualizado de la Arena N1.

Cabe destacar que para la arena N1 como para a arena N2 la tendencia de sedimentación se realizó considerando la interpretación de los patrones del mapa de electrofacies. Y de igual manera los yacimientos mencionados fueron los de mayor énfasis para cada uno de los niveles estratigráficos en estudio del trabajo realizado, sin embargo a su vez fueron estudiados el resto de los yacimientos mostrando pequeñas variaciones con respecto a espesores donde se puede evidenciar cambios claros con información respaldada en cuanto a modificaciones estructurales y estratigráficas.

5.7.2 Yacimiento N2 YS-94

Para este yacimiento el cual es el principal del nivel N2, se puede observar que en el mapa oficial al norte del yacimiento está delimitado por un límite arbitrario y se modificó con la creación de un contacto agua-petróleo (CAPO) que se encuentra a @-

3204' estimado a esa profundidad debido a que el pozo YS-559 anteriormente estaba interpretado como crudo y con la nueva reinterpretación vista también en el registro del pozo se observó que el pozo estaba interpretado de agua (Figura 5.34) (Anexo 2).

- N2 YS-43: anteriormente este yacimiento se encontraba delimitado al norte por un contacto agua-petróleo(CAPO) a una profundidad de @-3140' fue cambiado por la nueva reinterpretación debido a la respuesta sedimentológica por ser una barra aislada (Figura 5.34) (Anexo 2).

- N2 YS-142: con respecto al mapa oficial donde este yacimiento presentaba un límite arbitrario al norte y una orientación de hacia el SE, se modificó la dirección de la orientación de deposición del cuerpo sedimentario, con una orientación EW quedando así debido a la respuesta sedimentológica como una barra aislada (Figura 5.34) (Anexo 2).

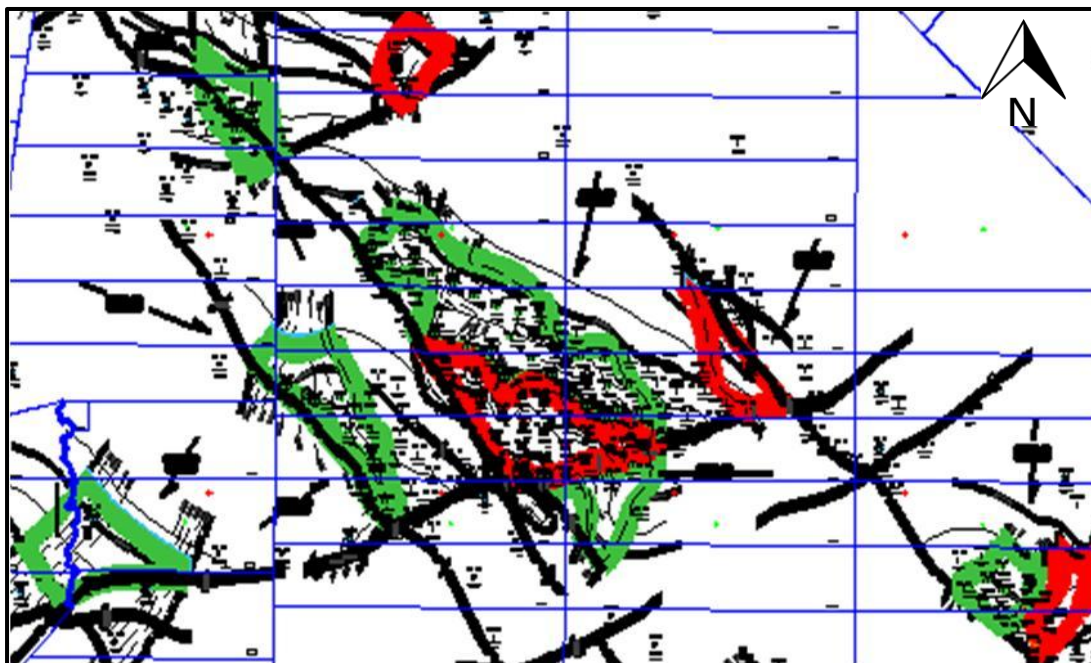


Figura 5.33 Mapa Isópaco-Estructural oficial de la Arena N2.

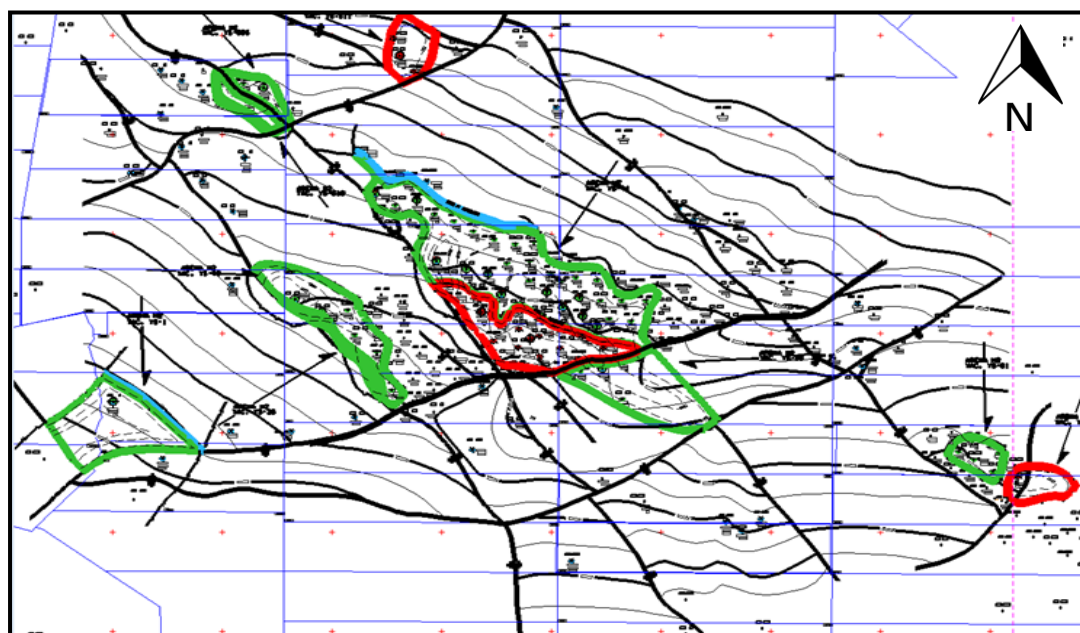


Figura 5.34 Mapa Isópaco-Estructural actualizado de la Arena N2.

5.8 Cálculo de POES y Reservas

5.8.1 Cálculo de área y volumen

Mediante los mapas isópacos-estructurales de las arenas N1 y N2 del Campo Yopales Central se obtuvieron las áreas en acres y volúmenes en acres-pies de los yacimientos existentes para cada horizonte estratigráfico del área de estudio como se pueden observar en las tablas 5.8 y 5.9. Dichos cálculos fueron realizados por un instrumento de medición conocido como el “Planímetro” y para verificar con la herramienta de Sigemap V8, dando resultados similares entre las dos herramientas.

Tabla 5.8 Área y volumen de los yacimientos de la arena N1.

YACIMIENTO	ÁREA (ACRES)		VOLUMEN (ACRES/PIES)	
	OFICIAL	EVALUADO	OFICIAL	EVALUADO
N1 YS-66 (PETRÓLEO)	1863	3122	18630	31006
N1 YS-66 (CAPA DE GAS)	1249	1130	12490	11547
N1 YS-61 (PETRÓLEO)	586	778	7801	8370
N1 YS-61 (CAPA DE GAS)	120	51	1542	536
N1 YS-47	934	990	10494	10175
N1 YS-550	306	102	3688	1229
N1 YS-15	80	74	1380	478
N1 YS-43	64	86	414	556
N1 YS-29	1050	1564	8320	20639
N1 YS-14	178	157	1773	1063
N1 YS-18	250	243	4585	4456
N1 YS-601	108	108	607	1073

Tabla 5.9 Área y volumen de los yacimientos de la arena N2.

YACIMIENTO	ÁREA (ACRES)		VOLUMEN (ACRES/PIES)	
	OFICIAL	EVALUADO	OFICIAL	EVALUADO
N2 YS-94 (PETRÓLEO)	1563	1663	13291	12053
N2 YS-94 (CAPA DE GAS)	822	684	8772	5921
N2 YS-43	492	513	3033	3445
N2 YS-40	353	653	2566	4592
N2 YS-61	300	171	1343	765
N2 YS-26	80	292	878	1088
N2 YS-1	574	689	9220	5425
N2 YS-142	215	183	939	745
N2 YS-606	258	130	952	435
N2 YS-610	133	141	438	278
N2 YS-611	230	232	842	849

Como se visualiza en las tablas comparativas anteriores (Tabla 5.8 y 5.9), se pudo determinar el área y el volumen de los yacimientos en estudio tanto para la arena N1 como para la arena N2. Donde para la arena N1 los yacimientos donde se incrementó tanto el área como el volumen fueron N1 YS-66, N1 YS-61, N1 YS-43 y N1 YS-29 y para la arena N2 los yacimientos donde se incrementó tanto el área como el volumen fueron N2 YS-40, N2 YS-26 y N2 YS-611 con respecto a los valores oficiales. La razón del incremento del área se debe a la modificación de los límites estratigráficos de los yacimientos como también el incremento de profundidad de los contacto agua-petróleo (CAPO), en cuanto al volumen se debe al aumento de espesores de arena neta petrolífera. Mientras que para los otros yacimientos donde hubo disminución tanto de área como de volumen a raíz de la modificación de límites de roca y disminución de espesores de arena neta petrolífera y no se observaron cambios significativos con respecto al mapa oficial.

5.8.2 Cálculo de petróleo original en sitio (POES)

Tras el Cálculo del área y volumen en los yacimientos del Campo Yopales Central tanto para la arena N1 como para la arena N2. El cálculo del POES se definió por el método volumétrico. Con los resultados obtenidos se realizaron las comparaciones pertinentes con la producción acumulada de los yacimientos en estudio hasta la fecha y de esta forma estar al tanto de las reservas remanentes y reservas recuperables para cada yacimiento.

En las tablas 5.10 y 5.11 se muestran los resultados del cálculo de reservas de los yacimientos de la arena N1 como de la arena N2. Los cuales para el nivel estratigráfico N1 son: N1 YS- 66, N1 YS-47, N1 YS-29, N1 YS-43, N1 YS-15, N1 YS-61, N1 YS-550, N1 YS-14, N1 YS-18, N1 YS-601 y para el nivel estratigráfico N2 son: N2 YS-94, N2 YS-40, N2 YS-43, N2 YS-26, N2 YS-1, N2 YS-61, N2 YS-

606, N2 YS-610, N2 YS-142 y N2 YS-611 , en paralelo con los datos oficiales del Libro de Reservas Ayacucho 2016. En estas tablas se denota el incremento o disminución del POES y las reservas de los yacimientos en estudio, dicho incremento es influenciado por los resultados de área y volumen obtenidos, y también por los valores de porosidad calculados anteriormente observándose cambios de aumento en cuanto a porosidades promedio de los yacimientos en el campo.

Tabla 5.10 Resultados del cálculo de reservas para la arena N1.

YACIMIENTO	POES (MBN)		RESERVAS RECUPERABLES (MBN)		RESERVAS REMANENTES (MBN)	
	OFICIAL	EVALUADO	OFICIAL	EVALUADO	OFICIAL	EVALUADO
N1 YS-66	17028	31099	7441	13590	1710	7859
N1 YS-47	10945	13085	2080	2486	1965	2370
N1 YS-61	10055	9107	2815	2867	2279	2431
N1 YS-550	2851	1446	428	217	428	217
N1 YS-15	1706	503	742	218	742	218
N1 YS-43	552	9	99	149	99	149
N1 YS-29	8678	26191	1215	3667	1200	3652
YACIMIENTO	GOES (MMPCN)		RESERVAS RECUPERABLES (MMPCN)		RESERVAS REMANENTES (MMPCN)	
	OFICIAL	EVALUADO	OFICIAL	EVALUADO	OFICIAL	EVALUADO
N1 YS-14	1044	691	786	520	786	520
N1 YS-18	2866	1002	2158	755	2158	755
N1 YS-601	551	698	406	514	406	514

Tabla 5.11 Resultados del cálculo de reservas para la arena N2.

YACIMIENTO	POES (MBN)		RESERVAS RECUPERABLES (MBN)		RESERVAS REMANENTES (MBN)	
	OFICIAL	EVALUADO	OFICIAL	EVALUADO	OFICIAL	EVALUADO
N2 YS-94	14500	13126	5162	4673	1287	798
N2 YS-43	3530	4354	635	784	450	599
N2 YS-40	3097	5037	465	756	465	756
N2 YS-61	1473	794	236	127	236	127
N2 YS-26	848	1211	127	182	127	182
N2 YS-1	8510	5843	911	625	902	616
N2 YS-606	1122	499	168	75	168	75
N2 YS-610	537	331	107	66	107	66
YACIMIENTO	GOES (MMPCN)		RESERVAS RECUPERABLES (MMPCN)		RESERVAS REMANENTES(MMPCN)	
	OFICIAL	EVALUADO	OFICIAL	EVALUADO	OFICIAL	EVALUADO
N2 YS-142	529	531	396	398	396	398
N2 YS-611	605	655	484	524	484	524

En cuanto a las reservas y su cálculo se establecieron gráficas comparativas de los yacimientos principales tanto para la arena N1 como para arena N2. Para resaltar el porcentaje del aumento o disminución de las mismas en comparación a las cifras oficiales manejadas por la empresa. Así mismo se observaron cambios en el resto de los yacimientos pertenecientes a estos niveles estratigráficos (Figura 5.35).

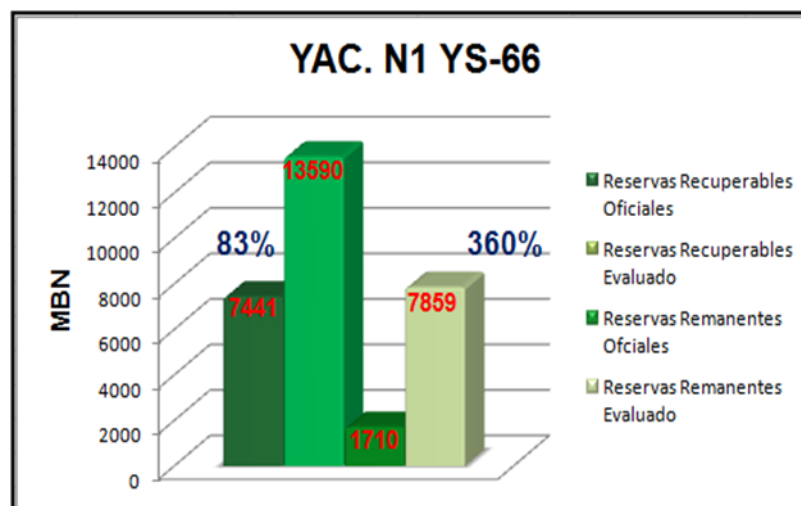


Figura 5.35 Gráfico comparativo de las reservas oficiales y actualizadas del yacimiento N1 YS-66.

En el gráfico comparativo del yacimiento N1 YS-66 se denota el incremento de reservas recuperables de un 83% y reservas remanentes de un 360%, estos resultados fueron influenciados tanto por el aumento de porosidad como de área y volumen. En cuanto a las reservas de gas existente para este yacimiento se observó un aumento debido al incremento de reservas de la zona de petróleo lo cual se tradujo en un incremento de las reservas de gas asociado. Teniendo este yacimiento una porosidad oficial de 16% y con la nueva reinterpretación un aumento de 19%.

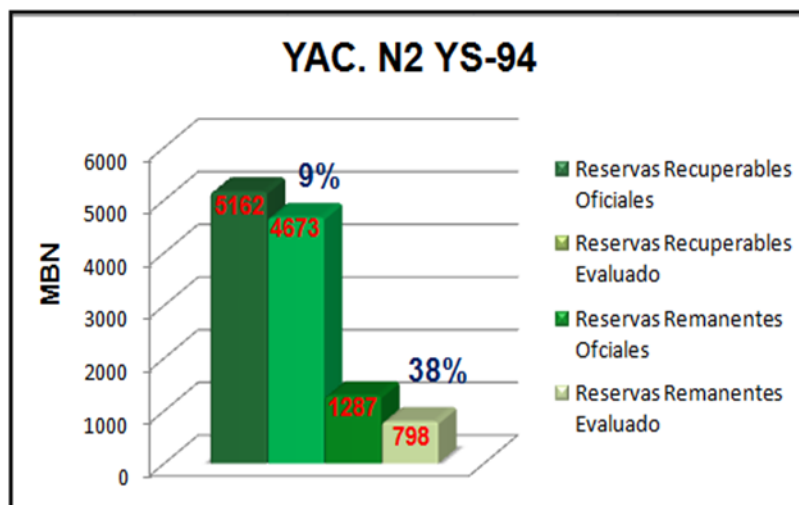


Figura 5.36 Gráfico comparativo de las reservas oficiales y actualizadas del yacimiento N2 YS-94.

En el gráfico comparativo del yacimiento N2 YS-94 (Figura 5.36) se denota una disminución de reservas recuperables de un 9% y reservas remanentes de un 38%, estos resultados fueron influenciados por la disminución de volumen y saturación de petróleo. En cuanto a las reservas de gas existente para este yacimiento se observó una disminución de área, volumen y saturación de gas. También se puede recalcar que se disminuyó la capa de gas debido a que se completaron nuevos pozos productores de petróleo en la zona originalmente de gas. Como el área de gas se disminuyó esto produjo una disminución considerable de las reservas de gas, resultando reservas negativas y para poder mejorar el estado de estas reservas; se incrementó el RSI de acuerdo con el yacimiento original N2 YS-81 del cual se reinterpretó el yacimiento N2 YS-94, además se ajustaron los factores de recobro de gas en solución y capa de gas de acuerdo con el yacimiento N1 YS-66, el cual este presenta características similares.

5.8.3 Calculo del GOES

Para el cálculo del gas original en sitio para cada yacimiento de los dos niveles estratigráficos en estudio fue necesario determinar el GOES de las capas de gas si existe en los yacimientos y el GOES en solución, la suma de estas dos variables representara el GOES total para cada uno de los yacimientos.

5.8.3.1 GOES de la capa de gas

Para el nivel estratigráfico N1 solo dos yacimientos presentaban capa de gas (N1 YS-66 y N1 YS-61) y tres yacimientos netos de gas (N1 YS-14, N1 YS-18 y N1 YS-601). Y para el nivel estratigráfico N2 solo un yacimiento presentaba capa de gas como lo es el N2 YS-94 y dos yacimientos netos de gas (N2 YS-142 y N2 YS-611). El volumen de dichas capas y yacimientos se determinó utilizando la herramienta *SigeMap* V8 y el resultado se representa en la tabla 5.12

Tabla 5.12 GOES de la capa de gas.

NIVEL N1		
YACIMIENTO	VOLUMEN DE CAPA DE GAS (ACRES/PIES)	GOES CAPA DE GAS (MMPCN)
N1 YS-66	11547	4861
N1 YS-61	536	552
N1 YS-14	1063	691
N1 YS-18	4456	3422
N1 YS-601	528	359
NIVEL 2		
YACIMIENTO	VOLUMEN DE CAPA DE GAS (ACRES/PIES)	GOES CAPA DE GAS (MMPCN)
N2 YS-94	5921	6708
N2 YS-142	531	745
N2 YS-611	506	390

5.8.3.2 GOES en solución y GOES total

Una vez determinado el POES para cada yacimiento de los dos niveles estratigráficos, es necesario calcular la cantidad de gas en solución que este posee. Y seguidamente una vez calculados los GOES de la capa de gas y los GOES en solución, se procedió a la suma de ambos para así obtener el GOES total. Los resultados de los dos niveles estratigráficos se muestran en las tablas a continuación (Tablas 5.13 y 5.14).

Tabla 5.13 GOES en solución.

NIVEL N1	
YACIMIENTO	GOES EN SOLUCIÓN (MMPCN)
N1 YS-66	5847
N1 YS-47	4580
N1 YS-61	13661
N1 YS-550	362
N1 YS-15	207
N1 YS-43	227
N1 YS-29	9167
N1 YS-14	691
N1 YS-18	1002
N1 YS-601	698
NIVEL N2	
YACIMIENTO	GOES EN SOLUCION (MMPCN)
N2 YS-94	4725
N2 YS-43	1228
N2 YS-40	1839
N2 YS-61	230
N2 YS-26	327
N2 YS-1	1624
N2 YS-606	173
N2 YS-610	149
N2 YS-142	531
N2 YS-611	390

Tabla 5.14 GOES total.

NIVEL N1	
YACIMIENTO	GOES TOTAL (MMPCN)
N1 YS-66	10708
N1 YS-47	4580
N1 YS-61	14213
N1 YS-550	362
N1 YS-15	207
N1 YS-43	227
N1 YS-29	9167
N1 YS-14	691
N1 YS-18	1002
N1 YS-601	698
NIVEL N2	
YACIMIENTO	GOES TOTAL (MMPCN)
N2 YS-94	11433
N2 YS-43	1228
N2 YS-40	1839
N2 YS-61	230
N2 YS-26	327
N2 YS-1	1624
N2 YS-606	173
N2 YS-610	149
N2 YS-142	531
N2 YS-611	390

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. La correlación litoestratigráfica realizada en el Campo Yopales Central aplicada a 166 pozos, logró definir que los niveles N1 y N2 presentan continuidad lateral con intercalaciones lutíticas y arenas con espesores promedio entre 4' y 21' aproximadamente.
2. El modelo Sedimentológico obtenido en el nivel estratigráfico N1 se interpretó como un ambiente Deltáico con predominio de Barras de frente Deltáico, cuya dirección de sedimentación es hacia el NW. Y en el Nivel N2 se interpretó un ambiente Deltáico con Influencias de Mareas.
3. Estructuralmente las características principales del Campo Yopales Central se definen por un homoclinal de rumbo Noroeste-Sureste con buzamiento suave hacia el Noreste.
4. La estructura se ve afectada por una falla normal (principal) de dirección SW- NE y buzamiento hacia el Sureste y un conjunto de fallas secundarias algunas paralela a la falla principal y la mayoría con rumbo Noroeste - Sureste.
5. Mediante la evaluaciones petrofísicas se obtuvieron valores para cada yacimiento de los Niveles N1 y N2 del Campo Yopales Central, resultando un promedio en el Nivel N1 de una $\Phi = 23\%$, $K = 682 \text{ mD}$, $V_{sh} = 23\%$ y $S_w = 27\%$ y en el Nivel N2 $\Phi = 25\%$, $K = 486 \text{ mD}$, $V_{sh} = 17\%$ y $S_w = 28\%$. A través de los mapas de isopropiedades se ubicaron las áreas con mejores calidad de roca.

6. El yacimiento principal del nivel estratigráfico N1 del Campo Yopales Central, Yac. N1 YS-66, se estimó un POES de 31.099 MBN con Reservas Remanentes de 7.859 MBN; con un aumento de reservas remanentes de 360%. Mientras que para el yacimiento principal del nivel estratigráfico N2, Yac. N2 YS-94 se obtuvo un POES de 13.126 MBN y Reservas Remanentes de 798 MBN, con una disminución de reservas remanentes de 38%.

Recomendaciones

1. Realizar un proyecto de captura de información para los pozos antiguos perforados en el Campo Yopales Central, con el objetivo de sustentar y desarrollar un mejor modelado de los yacimientos existentes, para futuras interpretaciones.

2. Considerar la toma y análisis de núcleos para fortalecer el modelo petrofísico y sedimentológico del área.

3. Estudiar desde el punto de vista dinámico los Yacimientos N1 YS-66 Y N2 YS-94 con la finalidad de analizar los volúmenes de gas inyectados y producidos para validar la distribución de los mismos y así obtener una mayor profundidad de estudio para estos yacimientos.

4. Someter ante el Ministerio del Poder Popular del Petróleo (MPPEP), el modelo estático realizado en este trabajo con la finalidad de oficializar las reservas estimadas y lograr drenar las mismas de una manera óptima y rentable.

REFERENCIAS

Acosta, E. (2006). **CRITERIO PARA LA INTERPRETACIÓN DE ELECTROFACIES PDVSA** San Tomé, Anzoátegui, Venezuela pp 25.

Alcalá, E y Garrido, N. (2005). **EVALUACIÓN DE FORMACIONES.** PDVSA Exploración y Producción. San Tomé, Anzoátegui, Venezuela.

Alcalá, E. (2012). **EVALUACIÓN DE FORMACIONES A TRAVÉS DE REGISTROS DE POZOS.** San Tomé, Anzoátegui, Venezuela.

Alfonsi, Pedro Pablo. (1983). **AMBIENTES SEDIMENTARIOS.** Departamento de Exploración del Distrito San Tomé. Caracas. Venezuela, pp 9-27.

Alfonsi, Pedro Pablo (1999). **SEDIMENTOLOGÍA DE LOS CLÁSTICOS Y ELECTROFACIES.** Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), Filial de Petróleos de Venezuela, S.A, pp 2-45.

Arias, Fidias. (1999). **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.** Editorial Episteme, Caracas, Venezuela, pp 20-21.

González de Juana, Iturralde Clemente y Xavier Picar (1980). **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS.** Editorial Foninves. Caracas, Venezuela, pp 617-619, 644-646, 655-657, 671, 926-928, 950-954.

Hedberg, (1950). **GEOLOGY EASTERN VENEZUELA BASIN (ANZOÁTEGUI MONAGAS-SUCRE EASTERN GUÁRICO PORTION).** Bull, Geol. Soc. Amer, 1173-12515.

Lima C. Liliana del C. (2005). **REINTERPRETACIÓN GEOLÓGICA DEL YACIMIENTO YS-34, ARENA R3 DEL CAMPO YOPALES CENTRAL, ÁREA MAYOR DE OFICINA, ESTADO ANZOÁTEGUI,** Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra. PDVSA Gerencia de Yacimientos, Distrito San Tomé. Ciudad Bolívar, Enero 2005.

Mazzuco, N. (2015). **REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LA ARENA O1 DEL CUADRÁNGULO YOPALES, FORMACIÓN OFICINA, CAMPOS YOPALES NORTE Y YOPALES CENTRAL, PERTENECIENTE AL DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Universidad de Oriente, Núcleo de Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Venezuela; trabajo de grado no publicado, pp 69-90.

Méndez, C. (1991). **METODOLOGÍA GUÍA PARA ELABORAR DISEÑOS DE INVESTIGACIÓN**. Editora Mc Graw Hill, México, P. 14.

Miranda, J. (2004). **TALLER BÁSICO DE PETROFÍSICA**. PDVSA San Tomé, CD.

Petróleos de Venezuela S.A. -Centro Internacional de Educación y Desarrollo (PDVSA-CIED) (1997). **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS**. Segunda edición. Centro internacional de educación y desarrollo. Caracas, Venezuela, pp 2-34.

Petróleos de Venezuela S.A. -Centro Internacional de Educación y Desarrollo (PDVSA-CIED) (1998). **INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS**. Centro de Educación y Desarrollo. Caracas, Venezuela.

Petróleos de Venezuela S.A. -Centro Internacional de Educación y Desarrollo (PDVSA-CIED) (1999). **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS**. Caracas, Venezuela, pp 34-40.

Petróleos de Venezuela S.A. - Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo (PDVSA-INTEVEP) (1997). **CÓDIGO GEOLÓGICO DE VENEZUELA**. 10 de Diciembre de 2013, [<http://www.pdvsa.com/lexico/utilid/glosario/glosario.htm>].

Petróleos de Venezuela S.A. - Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo (PDVSA-INTEVEP) (2006). **CÓDIGO GEOLÓGICO DE VENEZUELA (CGV)**, (Consulta: 15 de Octubre 2014) [<http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/lexico.htm>].

Rivadulla, R. (2004) **CARTOGRAFÍA DE SUPERFICIE Y SUBSUELO**. FundaGeominas, Ciudad Bolívar, P 417.

Schlumberger. (1983). **INTERPRETACIÓN DE PERFILES**. Volumen I (Fundamentos). Schlumberger. New York, EUA, pp 137, 139-150.

Schlumberger, OilfieldReview, Verano. (2002). **LA ERA DE LAS IMÁGENES EN ESCALA DE PROFUNDIDAD**. Houston, Texas, EUA, pp 2-17.

Tamayo, M. (2000). **EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA**. Prentice Hill, Barcelona España, P. 51,115.

APÉNDICES

Apéndice A

Tabla de base de datos

A.1 Base de Datos de la información general de los pozos del área de estudio.

REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS N1 Y N2 PERTENECIENTE A LA UP. LIVIANO-MEDIANO DEL CAMPO YOPALES CENTRAL, DE LA DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS.															
Nº	POZO	TIPO DE POZO	COORDENADAS DE SUPERFICIE (UTM)		COORDENADAS DE FONDO (UTM)		EMR (PIES)	TOPE-BASE (TVD)		PROFUNDIDAD (TVDSS)		ARENA NETA (PIES)		ARENA NETA PETROLÍFERA	
			N	E	N	E		N1	N2	N1	N2	N1	N2	N1	N2
1	YS-1	VERTICAL	338006.10	967630.28			831	3662	3716	2831	2885	8'	12'	8'	12'
2	YS-2	VERTICAL	339933.78	973638.52			955	4267	4314	3312	3359	6'+3'	0'	6'+3'	0'
3	YS-3	VERTICAL	339623.79	972997.88			935	4124	4180	3189	3245	7'+(4'+9')	0'	7'+(4'+9')	0'
4	YS-4	VERTICAL	340404.54	972537.79			936	4110	4157	3174	3221	5'+(4'+5')	5'+3'	5'+(4'+5')	5'+3'
5	YS-5	VERTICAL	339251.47	972764.17			924	4109	4156	3185	3232	7'+12'	3'	7'+12'	3'
6	YS-6	VERTICAL	339640.74	973874.62			957			NP	NP	NP	NP	NP	NP
7	YS-7	VERTICAL	339256.68	979498.06			947	4263	4317	3316	3370	14'+(6'+3')	3'	14'+(6'+3')	3'
8	YS-8	VERTICAL	338872.52	974321.53			952	4263	4307	3311	3355	6'+10'	2'+3'	6'+10'	2'+3'
9	YS-9	VERTICAL	339642.47	974318.57			964			NP	NP	NP	NP	NP	NP
10	YS-10	VERTICAL	339633.93	972096.75			921	4061	4112	3140	3191	12'+12'	3'+3'	12'+12'	3'+3'
11	YS-12	VERTICAL	338869.15	973432.58			935	4218	4271	3283	3336	9'+(4'+2')	0'	9'+(4'+2')	0'
12	YS-14	VERTICAL	343461.33	967641.03			868	3842	3883	2974	3015	5'+14'	0'	5'+14'	0'
13	YS-15	VERTICAL	350776.72	968722.19			859	4064	4091	3205	3232	19'	0'	19'	0'
14	YS-17	VERTICAL	351157.80	968499.64			823	3986	4018	3163	3195	21'	0'	21'	0'
15	YS-18	VERTICAL	351550.91	968717.75			834	3984	4023	3150	3189	25'	4'	25'	4'
16	YS-19	VERTICAL	352320.82	968714.80			846	4062	4094	3216	3248	22'	0'	22'	0'
17	YS-20	VERTICAL	343847.56	967857.07			875	3863	3899	2988	3024	0'	0'	0'	0'
18	YS-21	VERTICAL	343848.76	967414.12			870	3931	3963	3061	3093	20'	0'	20'	0'
19	YS-22	VERTICAL	343461.12	968080.67			868	3865	3908	2997	3040	7'+17'	0'	7'+17'	0'
20	YS-23	VERTICAL	343846.38	968301.16			876	3899	3937	3023	3061	0'	0'	0'	0'
21	YS-24	VERTICAL	344233.95	968522.33			894	3937	3976	3043	3082	2'+14'	0'	2'+14'	0'
22	YS-25	VERTICAL	343077.28	967860.11			880	3677	3884	2797	3004	7'+15'	3'+7'	7'+15'	3'+7'
23	YS-26	VERTICAL	342691.39	968083.79			885	3907	4022	3022	3137	4'+12'	7'	4'+12'	7'

Continuación de la tabla A.1

REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS N1 Y N2 PERTENECIENTE A LA UP. LIVIANO-MEDIANO DEL CAMPO YOPALES CENTRAL, DE LA DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS.															
Nº	POZO	TIPO DE POZO	COORDENADAS DE SUPERFICIE (UTM)		COORDENADAS DE FONDO (UTM)		EMR (PIES)	TOPE-BASE (TVD)		PROFUNDIDAD (TVDSS)		ARENA NETA (PIES)		ARENA NETA PETROLÍFERA	
			N	E	N	E		N1	N2	N1	N2	N1	N2	N1	N2
24	YS-27	VERTICAL	344232.17	968079.73			894	3925	3963	3031	3069	0'	0'	0'	0'
25	YS-28	VERTICAL	350397.95	968945.10			851	4154	4186	3303	3335	17'	0'	17'	0'
26	YS-29	VERTICAL	344617.65	968300.81			906	3933	3966	3027	3060	12'	0'	12'	0'
27	YS-30	VERTICAL	345004.22	968521.46			917	3889	3920	2972	3003	13'	8'	13'	8'
28	YS-31	VERTICAL	345388.48	968741.72			915	3904	3944	2989	3029	12'	12'	12'	12'
29	YS-32	VERTICAL	345775.04	968963.93			908	3916	3949	3008	3041	14'	16'	14'	16'
30	YS-33	VERTICAL	345779.00	969404.82			923	4005	4010	3082	3087	13'	13'	13'	13'
31	YS-34	VERTICAL	346158.85	969183.15			892	3934	3967	3042	3075	12'	5'+13'	12'	5'+13'
32	YS-34A	VERTICAL	349720.39	970351.51			867	4099	4137	3232	3270	18'	0'	18'	0'
33	YS-35	VERTICAL	345385.39	968298.82			904	3855	4896	2951	3992	10'	0'	10'	0'
34	YS-36	VERTICAL	346168.65	970072.05			909	4033	4068	3124	3159	6'	4'	6'	4'
35	YS-36A	VERTICAL	345438.44	974967.36			1011	4511	4570	3500	3559	3'+(8'+3')	0'	3'+(8'+3')	0'
36	YS-37	VERTICAL	345772.06	968518.16			896	3858	3897	2962	3001	13'	12'	13'	12'
37	YS-38	VERTICAL	346157.29	968735.73			906	3895	3933	2989	3027	12'	13'	12'	13'
38	YS-38A	VERTICAL	347308.03	972962.51			955	4289	4337	3334	3382	20'+9'	0'	20'+9'	0'
39	YS-39	VERTICAL	346547.16	968959.09			882	3902	3938	3020	3056	14'	14'	14'	14'
40	YS-39A	VERTICAL	346083.00	973565.02			968	4401	4450	3433	3482	14'+(4'+1')	2'	14'+(4'+1')	2'
41	YS-40	VERTICAL	346929.22	968292.35			869	3983	4013	3114	3144	15'	15'	15'	15'
42	YS-41	VERTICAL	340193.96	971485.31			869	5013	4049	4144	3180	3'+6'	1'+2'	3'+6'	1'+2'
43	YS-42	VERTICAL	342408.40	968978.76			906	3911	3946	3005	3040	10'	5'	10'	5'
44	YS-43	VERTICAL	341318.68	969683.53			940	4022	4056	3082	3116	2'+7'	17'	2'+7'	17'
45	YS-44	VERTICAL	338906.67	966492.93			829	3696	3749	2867	2920	5'	3'+29'	5'	3'+29'
46	YS-45	VERTICAL	338906.67	966496.74			850	3681		2831	FALLADO	5'	FALLADO	5'	FALLADO

Continuación de la tabla A.1

REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS N1 Y N2 PERTENECIENTE A LA UP. LIVIANO-MEDIANO DEL CAMPO YOPALES CENTRAL, DE LA DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS.															
Nº	POZO	TIPO DE POZO	COORDENADAS DE SUPERFICIE (UTM)		COORDENADAS DE FONDO (UTM)		EMR (PIES)	TOPE-BASE (TVD)		PROFUNDIDAD (TVDSS)		ARENA NETA (PIES)		ARENA NETA PETROLÍFERA	
			N	E	N	E		N1	N2	N1	N2	N1	N2	N1	N2
47	YS-46	VERTICAL	342895.98	969776.30			912	4003	4039	3091	3127	17'	0'	17'	0'
48	YS-47	VERTICAL	350416.65	969398.96			862	4011	4043	3149	3181	18'	0'	18'	0'
49	YS-48	VERTICAL	349266.19	969253.36			895	4045	4043	3150	3148	0'	0'	0'	0'
50	YS-49	VERTICAL	351578.35	969619.61			904	4144	3921	3240	3017	17'	2'	17'	2'
51	YS-50	VERTICAL	348083.64	968758.47			904	3995	4138	3091	3234	15'	0'	15'	0'
52	YS-51	VERTICAL	349248.94	971278.21			938	4217	4246	3279	3308	15'	0'	15'	0'
53	YS-52	VERTICAL	348314.95	971526.74			954	4203	4252	3249	3298	15'	3'	15'	3'
54	YS-53	VERTICAL	352906.29	966933.45			796	3891	3921	3095	3125	10'+10'	0'	10'+10'	0'
55	YS-54	VERTICAL	351655.73	968124.40			794	3987	4018	3193	3224	24'	0'	24'	0'
56	YS-55	VERTICAL	353420.14	966631.89			763	3825	3857	3062	3094	8'+5'	5'	8'+5'	5'
57	YS-56	VERTICAL	352991.92	966507.30			788	3847	3877	3059	3089	8'+9'	0'	8'+9'	0'
58	YS-57	VERTICAL	353613.91	966137.21			751	3790	3821	3039	3070	8'+10'	0'	8'+10'	0'
59	YS-58	VERTICAL	345283.95	967238.7			916	4095	4120	3179	3204	6'	8'	6'	8'
60	YS-59	VERTICAL	346157.84	968291.67			895		3927	FALLADO	3032	FALLADO	8'	FALLADO	8'
61	YS-60	VERTICAL	353115.71	969238.73			845	4091	4126	3246	3281	15'	0'	15'	0'
62	YS-61	VERTICAL	353670.35	966854.11			747	3852	3906	3105	3159	13'+10'	5'	13'+10'	5'
63	YS-62	VERTICAL	343201.13	968546.22			880	3883	3928	3003	3048	0'	0'	0'	0'
64	YS-63	VERTICAL	343323.03	967352.32			855	3899	3933	3044	3078	15'	0'	15'	0'
65	YS-64	VERTICAL	341813.91	969430.83			923	3936	3965	3013	3042	11'	11'	11'	11'
66	YS-65	VERTICAL	349132.02	970773.71			911	4175	4208	3264	3297	12'	0'	12'	0'
67	YS-65I	VERTICAL	337931.83	973096.18			911	4224	4271	3313	3360	12'+12'	0'	12'+12'	0'
68	YS-66	VERTICAL	348670.81	969115.64			916	4062	4095	3146	3179	15'	0'	15'	0'
69	YS-67	VERTICAL	342811.59	968648.74			893	3885	3925	2992	3032	0'	7'	0'	7'

Continuación de la tabla A.1

REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS N1 Y N2 PERTENECIENTE A LA UP. LIVIANO-MEDIANO DEL CAMPO YOPALES CENTRAL, DE LA DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS.															
Nº	POZO	TIPO DE POZO	COORDENADAS DE SUPERFICIE (UTM)		COORDENADAS DE FONDO (UTM)		EMR (PIES)	TOPE-BASE (TVD)		PROFUNDIDAD (TVDSS)		ARENA NETA (PIES)		ARENA NETA PETROLÍFERA	
			N	E	N	E		N1	N2	N1	N2	N1	N2	N1	N2
68	YS-66	VERTICAL	348670.81	969115.64			916	4062	4095	3146	3179	15'	0'	15'	0'
69	YS-67	VERTICAL	342811.59	968648.74			893	3885	3925	2992	3032	0'	7'	0'	7'
70	YS-67I	VERTICAL	337139.62	975099.10			831	4122	4170	3291	3339	2'+(5'+1')	0'	2'+(5'+1')	0'
71	YS-68	VERTICAL	345028.96	968164.47			918	3942		3024	FALLADO	15'	FALLADO	15'	FALLADO
72	YS-69	VERTICAL	348527.71	969606.13			909	4075	4111	3166	3202	14'	0'	14'	0'
73	YS-70	VERTICAL	351663.44	968343.37			814	4074	4110	3260	3296	20'	2'+2'	20'	2'+2'
74	YS-71	VERTICAL	348678.21	971075.41			940			FALLADO	FALLADO	FALLADO	FALLADO	FALLADO	FALLADO
75	YS-72	VERTICAL	349313.85	969953.09			874	4177	4210	3303	3336	19'	3'	19'	3'
76	YS-73	VERTICAL	347292.49	967690.01			878	4018	4058	3140	3180	16'	7'	16'	7'
77	YS-74	VERTICAL	348226.23	969207.30			911	4020	4045	3109	3134	10'	0'	10'	0'
78	YS-75	VERTICAL	347700.05	968922.08			899	3968	3996	3069	3097	10'	0'	10'	0'
79	YS-76	VERTICAL	342811.31	969009.11			905	3922	3957	3017	3052	0'	2'	0'	2'
80	YS-77	VERTICAL	347851.22	969311.59			910	4025	4067	3115	3157	15'	0'	15'	0'
81	YS-78	VERTICAL	347271.29	968892.23			893	3924	3959	3031	3066	12'	8'	12'	8'
82	YS-78I	VERTICAL	338328.61	972244.74			899	4169	4208	3270	3309	13'+8'	12'	13'+8'	12'
83	YS-79	VERTICAL	343590.29	968606.47			878	3919	3957	3041	3079	0'	0'	0'	0'
84	YS-80	VERTICAL	343300.55	968911.07			890	3936	3973	3046	3083	0'	0'	0'	0'
85	YS-81	VERTICAL	345086.41	969784.22			936	3988	4026	3052	3090	2'+10'	7'	2'+10'	7'
86	YS-82	VERTICAL	347446.49	969260.28			899	3992	4031	3093	3132	10'	5'	10'	5'
87	YS-82I	VERTICAL	340169.90	969987.88			900	4018	4065	3118	3165	3'+6'	3'+3'	3'+6'	3'+3'
88	YS-83	VERTICAL	346914.01	968701.06			881	3893	3935	3012	3054	13'	12'	13'	12'
89	YS-83I	VERTICAL	342409.61	967329.59			869	3905	3955	3036	3086	16'	4'	16'	4'
90	YS-84	VERTICAL	347302.35	968423.61			877	4013	4048	3136	3171	16'	7'	16'	7'

Continuación de la tabla A.1

REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS N1 Y N2 PERTENECIENTE A LA UP. LIVIANO-MEDIANO DEL CAMPO YOPALES CENTRAL, DE LA DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS.															
Nº	POZO	TIPO DE POZO	COORDENADAS DE SUPERFICIE (UTM)		COORDENADAS DE FONDO (UTM)		EMR (PIES)	TOPE-BASE (TVD)		PROFUNDIDAD (TVDSS)		ARENA NETA (PIES)		ARENA NETA PETROLÍFERA	
			N	E	N	E		N1	N2	N1	N2	N1	N2	N1	N2
91	YS-84I	VERTICAL	341258.57	967033.97			848	3820	3866	2972	3018	7'	2'+18'	7'	2'+18'
92	YS-85	VERTICAL	353932.13	965893.54			742	3800	3838	3058	3096	20'	0'	20'	0'
93	YS-85I	VERTICAL	340158.73	967038.16			836	3751	3792	2915	2956	7'	2'+23'	7'	2'+23'
94	YS-86	VERTICAL	344596.15	969870.21			916	3951	3988	3035	3072	10'	8'	10'	8'
95	YS-87	VERTICAL	347044.65	969308.24			899	3975	4013	3076	3114	12'	12'	12'	12'
96	YS-88	VERTICAL	350270.30	970334.43			875	4140	4170	3265	3295	15'	0'	15'	0'
97	YS-89	VERTICAL	345385.36	969527.42			927	3954	3989	3027	3062	10'	9'	10'	9'
98	YS-89I	VERTICAL	344556.85	966671.51			900	3989	4024	3089	3124	18'	2'	18'	2'
99	YS-90	VERTICAL	345987.80	970227.05			916	4053	4093	3137	3177	10'	5'	10'	5'
100	YS-91	VERTICAL	345187.30	979429.79			947	4063	4092	3116	3145	2'+16'	6'	2'+16'	6'
101	YS-91I	VERTICAL	343401.84	970585.54			920	4047	4092	3127	3172	3'	0'	3'	0'
102	YS-92	VERTICAL	347727.11	969667.47			915	4040	4074	3125	3159	15'	5'	15'	5'
103	YS-93	VERTICAL	347277.48	969672.69			914	4038	4083	3124	3169	7'	3'	7'	3'
104	YS-94	VERTICAL	346502.21	969712.70			898	4005	4047	3107	3149	13'	11'	13'	11'
105	YS-95	VERTICAL	344187.16	969713.45			912	3940	3983	3028	3071	15'	9'	15'	9'
106	YS-96	VERTICAL	344692.44	969437.89			920	3920	3957	3000	3037	12'	10'	12'	10'
107	YS-97	VERTICAL	345061.78	969289.33			913	3940	3980	3027	3067	12'	9'	12'	9'
108	YS-98	VERTICAL	350278.64	969904.42			882	4098	4129	3216	3247	10'	0'	10'	0'
109	YS-99	VERTICAL	344448.45	970294.88			923	3980	4021	3057	3098	14'	7'	14'	7'
110	YS-100	VERTICAL	344078.23	970089.44			933	3935	4001	3002	3068	14'	22'	14'	22'
111	YS-132	VERTICAL	349422.75	970972.57			915	4164	4194	3249	3279	12'	0'	12'	0'
112	YS-133	VERTICAL	353297.25	967008.32			768	3862	3896	3094	3128	11'	0'	11'	0'
113	YS-134	VERTICAL	343310.95	969275.99			901	3956	3992	3055	3091	12'	0'	12'	0'

Continuación de la tabla A.1

REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS N1 Y N2 PERTENECIENTE A LA UP. LIVIANO-MEDIANO DEL CAMPO YOPALES CENTRAL, DE LA DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS.															
Nº	POZO	TIPO DE POZO	COORDENADAS DE SUPERFICIE (UTM)		COORDENADAS DE FONDO (UTM)		EMR (PIES)	TOPE-BASE (TVD)		PROFUNDIDAD (TVDSS)		ARENA NETA (PIES)		ARENA NETA PETROLÍFERA	
			N	E	N	E		N1	N2	N1	N2	N1	N2	N1	N2
114	YS-135	VERTICAL	351874.77	969380.66			890	4090	4115	3200	3225	15'	0'	15'	0'
115	YS-136	VERTICAL	354151.60	966604.12			753	3829	3861	3076	3108	12'	5'	12'	5'
116	YS-138	VERTICAL	342595.64	969290.16			914	3937	4001	3023	3087	7'	2'	7'	2'
117	YS-140	VERTICAL	342277.74	969479.90			929	3964	4008	3035	3079	12'	8'	12'	8'
118	YS-141	VERTICAL	354453.59	966346.00			758	3841	3883	3083	3125	3'+8'	0'	3'+8'	0'
119	YS-142	DESVIADO	354582.27	966268.54	353770.20	964850.39	765	3832	3877	3067	3112	4'+6'	5'	4'+6'	5'
120	YS-143	VERTICAL	342776.24	969477.30			921	3982	3716	3061	3099	3'+16'	0'	3'+16'	0'
121	YS-145	VERTICAL	343238.17	969638.30			909	4012	4048	3103	3139	10'	0'	10'	0'
122	YS-146	DESVIADO	353908.89	966076.45	351157.80	968499.64	744	3809	3849	3065	3105	17'	8'	17'	8'
123	YS-147	DESVIADO	354081.29	965665.54	351550.91	968717.74	741	3793	3839	3052	3098	8'+8'	0'	8'+8'	0'
124	YS-148	VERTICAL	353697.83	966472.98			748	3823	3852	3075	3104	9'+5'	3'+2'	9'+5'	3'+2'
125	YS-149	VERTICAL	342950.10	968297.74			890	3867	3907	2977	3017	4'+11'	2'	4'+11'	2'
126	YS-150	VERTICAL	344742.17	967942.42			918	3990	4015	3072	3097	3'	3'	3'	3'
127	YS-151	VERTICAL	353284.47	966288.46			777	3825	3860	3048	3083	6'+14'	0'	6'+14'	0'
128	YS-154	VERTICAL	348601.20	971315.67			952	4238	4242	3286	3290	10'	15'	10'	15'
129	YS 156	VERTICAL	345727.96	968135.33			888			FALLADO	FALLADO	FALLADO	FALLADO	FALLADO	FALLADO
130	YS-157	VERTICAL	346530.16	968248.98			884	3985	4018	3101	3134	0'	8'	0'	8'
131	YS-501	VERTICAL	343862.87	971413.17			933	4065	4114	3132	3181	10'	10'	10'	10'
132	YS-502	VERTICAL	343640.26	971023.87			913	4015	4058	3102	3145	10'	0'	10'	0'
133	YS-503	VERTICAL	343904.04	970459.40			908	3977	4031	3069	3123	7'	3'+20'	7'	3'+20'
134	YS-504	VERTICAL	345413.50	969108.49			933	3936	3984	3003	3051	13'	14'	13'	14'
135	YS-505	VERTICAL	346888.22	969669.71			908	4027	4075	3119	3167	12'	6	12'	6
136	YS-506	VERTICAL	346493.47	968515.75			894	3891	3925	2997	3031	13'	11'	13'	11'

Continuación de la tabla A.1

REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS N1 Y N2 PERTENECIENTE A LA UP. LIVIANO-MEDIANO DEL CAMPO YOPALES CENTRAL, DE LA DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS.															
Nº	POZO	TIPO DE POZO	COORDENADAS DE SUPERFICIE (UTM)		COORDENADAS DE FONDO (UTM)		EMR (PIES)	TOPE-BASE (TVD)		PROFUNDIDAD (TVDSS)		ARENA NETA (PIES)		ARENA NETA PETROLÍFERA	
			N	E	N	E		N1	N2	N1	N2	N1	N2	N1	N2
137	YS-507	VERTICAL	348901.87	969419.71			907	4065	4099	3158	3192	10'	0'	10'	0'
138	YS-508	VERTICAL	344926.42	968899.61			910	3922	3957	3012	3047	10'	5'	10'	5'
139	YS-509	VERTICAL	347563.62	968624.27			885			FALLADO	FALLADO	FALLADO	FALLADO	FALLADO	FALLADO
140	YS-510	VERTICAL	343541.96	971677.50			951	4082	4124	3131	3173	12'	8'	12'	8'
141	YS-511	VERTICAL	344220.30	971264.85			935	4064	4118	3129	3183	10'	6'	10'	6'
142	YS-512	VERTICAL	344952.96	970899.60			939	4069	4117	3130	3178	13'	10'	13'	10'
143	YS-513	VERTICAL	345332.62	970808.16			952	4091	4131	3139	3179	13'	5'	13'	5'
144	YS-514	VERTICAL	345598.28	970475.95			946	4074	4098	3128	3152	15'	2'+5'	15'	2'+5'
145	YS-515	VERTICAL	346439.85	970134.01			903	4023	4076	3120	3173	12'	6'	12'	6'
146	YS-516	VERTICAL	346828.69	970082.50			908	4049	4094	3141	3186	12'	6'	12'	6'
147	YS-517	VERTICAL	347208.21	970102.23			919	4084	4126	3165	3207	14'	0'	14'	0'
148	YS-518	VERTICAL	344570.86	971071.93			941	4078	4127	3137	3186	14'	6'	14'	6'
149	YS-519	VERTICAL	348518.95	969946.14			905	4114	4146	3209	3241	20'	0'	20'	0'
150	YS-520	VERTICAL	346319.50	970461.53			921	4089	4111	3168	3190	16'	0'	16'	0'
151	YS-521	VERTICAL	348057.53	969557.91			912	4050	4086	3138	3174	15'	0'	15'	0'
152	YS-522	VERTICAL	345938.05	970546.04			934	4095	4121	3161	3187	14'	0'	14'	0'
153	YS-523	VERTICAL	347929.63	970018.56			924	4096	4129	3172	3205	11'	0'	11'	0'
154	YS-524	VERTICAL	345678.17	970863.74			954	4101	4133	3147	3179	8'	4'	8'	4'
155	YS-525	VERTICAL	347551.24	969949.35			924	4085	4128	3161	3204	14'	0'	14'	0'
156	YS-526	VERTICAL	346813.98	969142.35			891	3967	3999	3076	3108	13'	9'	13'	9'
157	YS-527	VERTICAL	346515.68	969340.43			891	3963	4003	3072	3112	10'	11'	10'	11'
158	YS-528	VERTICAL	346211.16	969523.08			905	3961	4001	3056	3096	15'	10'	15'	10'
159	YS-529	VERTICAL	343143.62	971596.37			951	4045	4082	3094	3131	12'	6'	12'	6'

Continuación de la tabla A.1

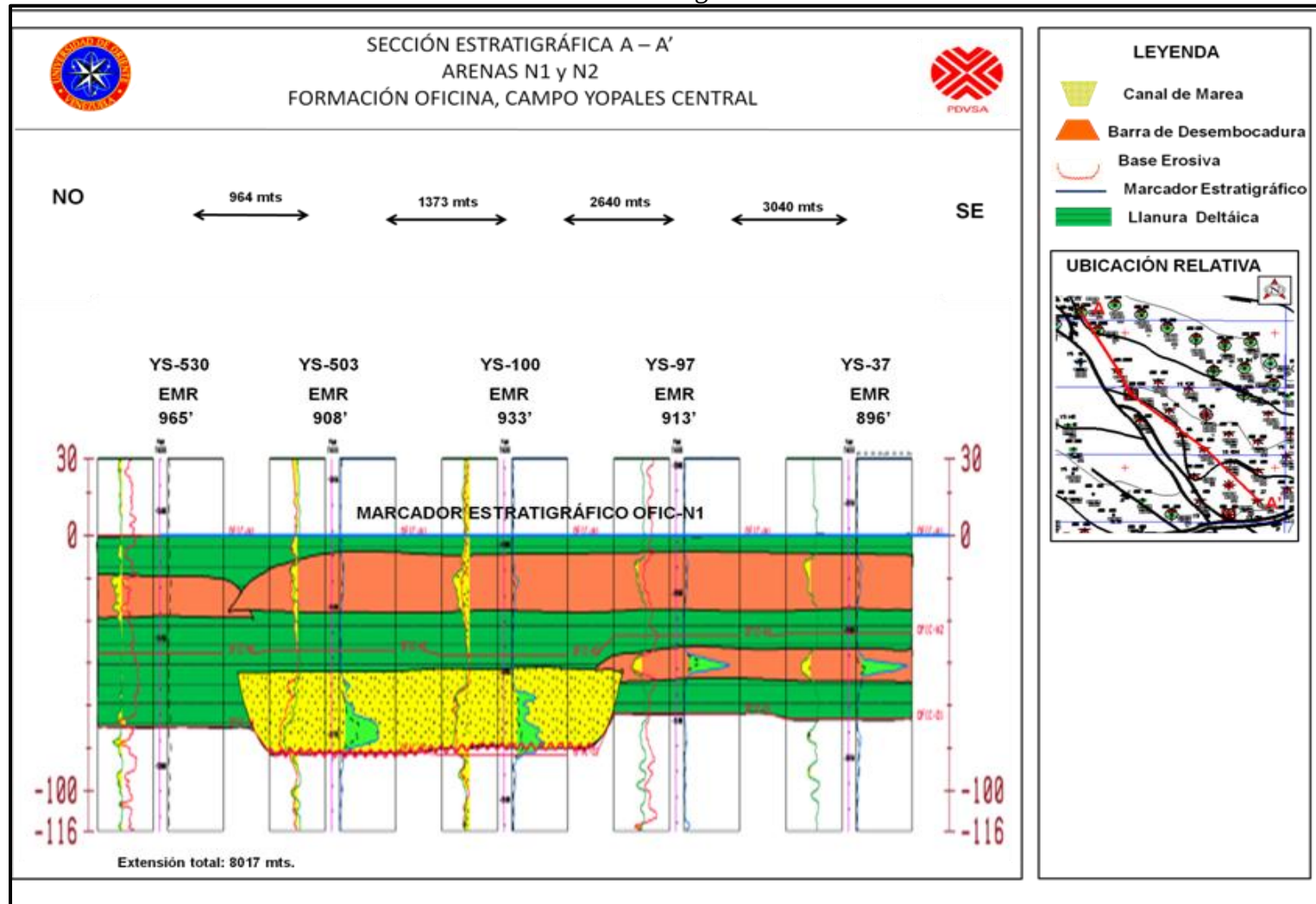
REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS N1 Y N2 PERTENECIENTE A LA UP. LIVIANO-MEDIANO DEL CAMPO YOPALES CENTRAL, DE LA DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS.															
Nº	POZO	TIPO DE POZO	COORDENADAS DE SUPERFICIE (UTM)		COORDENADAS DE FONDO (UTM)		EMR (PIES)	TOPE-BASE (TVD)		PROFUNDIDAD (TVDSS)		ARENA NETA (PIES)		ARENA NETA PETROLÍFERA	
			N	E	N	E		N1	N2	N1	N2	N1	N2	N1	N2
160	YS-530	VERTICAL	343421.47	971294.05			941	4050	4097	3109	3156	13'	0'	13'	0'
161	YS-531	VERTICAL	342783.79	971808.09			965	4089	4130	3124	3165	15'	5'	15'	5'
162	YS-532	VERTICAL	345914.13	969825.91			920	3995	4036	3075	3116	12'	12'	12'	12'
163	YS-533	VERTICAL	343377.94	972056.07			978	4131	4177	3153	3199	14'	5'	14'	5'
164	YS-534	VERTICAL	343068.79	971128.85			932	4059	4102	3127	3170	15'	0'	15'	0'
165	YS-535	VERTICAL	345579.77	970087.29			933	4032	4088	3099	3155	10'	10'	10'	10'
166	YS-536	VERTICAL	344850.29	970190.06			936	4003	4053	3067	3117	14'	8'	14'	8'
167	YS-550	VERTICAL	346923.43	966069.60			824	3826	3850	3002	3026	17'	0'	17'	0'
168	YS-551	VERTICAL	347690.67	965621.72			836	3818	3848	2982	3012	9'	3'+7'	9'	3'+7'
169	YS-552	VERTICAL	349812.11	965275.74			861	3861	3890	3000	3029	4'	2'	4'	2'
170	YS-554	VERTICAL	349112.13	973423.50			943	4390	4427	3447	3484	11'	0'	11'	0'
171	YS-555	VERTICAL	342825.18	971437.66			936	4040	4072	3104	3136	12'	0'	12'	0'
172	YS-556	VERTICAL	349470.24	965033.07			872	3840	3872	2968	3000	15'	6'	15'	6'
173	YS-557	VERTICAL	349170.96	965214.17			884	3849	3880	2965	2996	15'	3'	15'	3'
174	YS-558	VERTICAL	343005.70	972127.22			977	4139	4180	3162	3203	14'	5'	14'	5'
175	YS-559	VERTICAL	343724.66	972073.86			952	4127	4180	3175	3228	12'	6'	12'	6'
176	YS-601	VERTICAL	343487.92	974305.58			1015	4397	4440	3382	3425	8'+10'	1'+2'	8'+10'	1'+2'
177	YS-602	VERTICAL	343108.32	974972.26			1019	4430	4479	3411	3460	4'+10'	2'+2'	4'+10'	2'+2'
178	YS-603	VERTICAL	344261.63	974744.88			993	4439	4495	3446	3502	27'+(8'+4')	0'	27'+(8'+4')	0'
179	YS-604	VERTICAL	342336.00	974530.27			1022	4375	4433	3353	3411	5'	0'	5'	0'
180	YS-605	VERTICAL	341283.29	973523.37			1000	4257	4320	3257	3320	7'+3'	4'	7'+3'	4'
181	YS-606	VERTICAL	340750.29	973951.68			985	4270	4319	3285	3334	9+15'	5'	9+15'	5'
182	YS-607	VERTICAL	342509.57	972598.76			988	4152	4192	3164	3204	14'	4'	14'	4'

Continuación de la tabla A.1

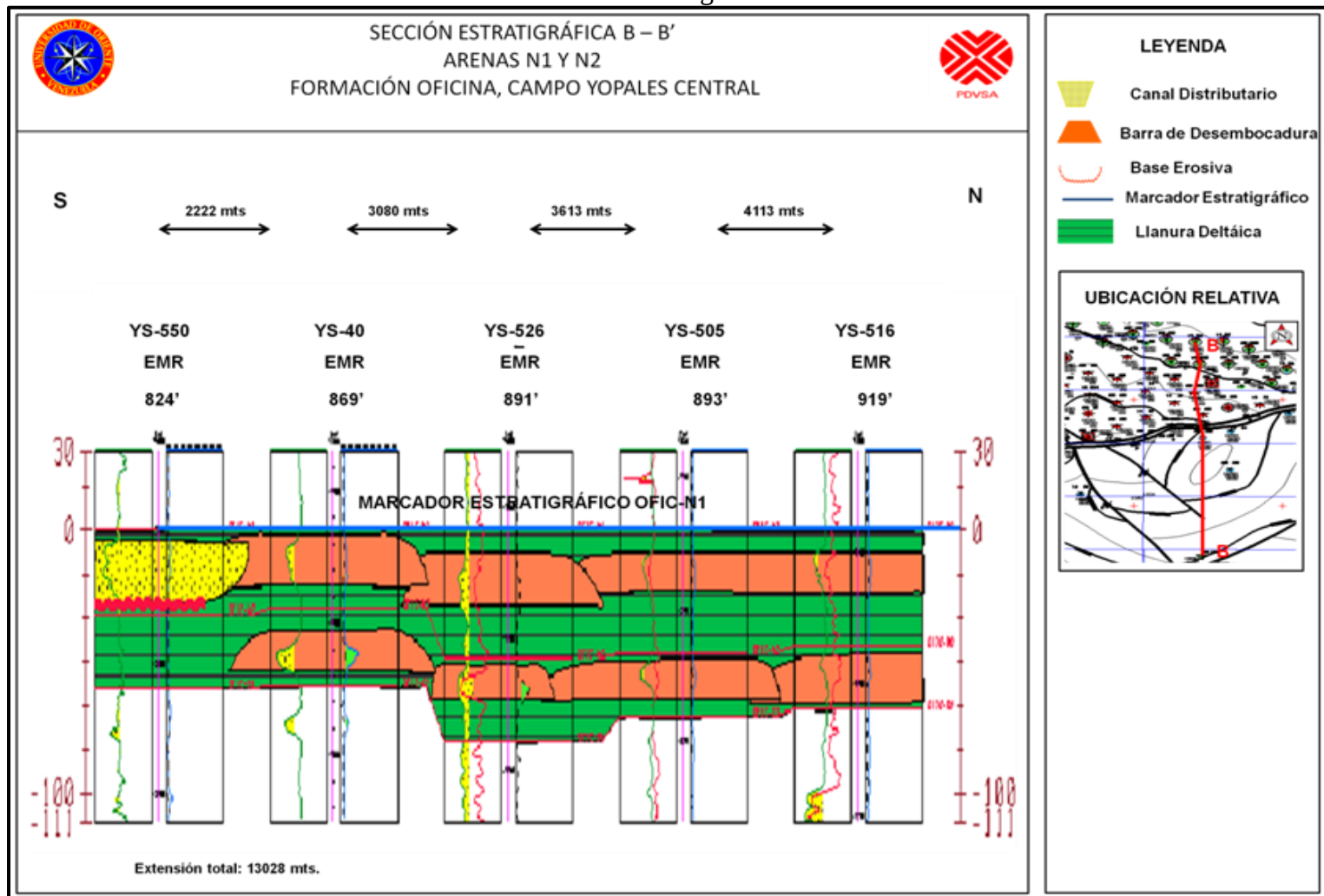
REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS N1 Y N2 PERTENECIENTE A LA UP. LIVIANO-MEDIANO DEL CAMPO YOPALES CENTRAL, DE LA DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS.															
N°	POZO	TIPO DE POZO	COORDENADAS DE SUPERFICIE (UTM)		COORDENADAS DE FONDO (UTM)		EMR (PIES)	TOPE-BASE (TVD)		PROFUNDIDAD (TVDSS)		ARENA NETA (PIES)		ARENA NETA PETROLÍFERA	
			N	E	N	E		N1	N2	N1	N2	N1	N2	N1	N2
183	YS-608	VERTICAL	340375.30	974046.81			971	4284	4329	3313	3358	5'	5'	5'	5'
184	YS-609	VERTICAL	340000.89	974178.21			968	4291	4336	3323	3368	8'	3'	8'	3'
185	YS-610	VERTICAL	340478.00	973664.33			976	4284	4339	3308	3363	7'	5'	7'	5'
186	YS-611	VERTICAL	343235.55	974592.36			1021	4435	4485	3414	3464	6'+11'	2'+5'	6'+11'	2'+5'

Apéndice B
Secciones Estratigráficas
Arenas N1 Y N2

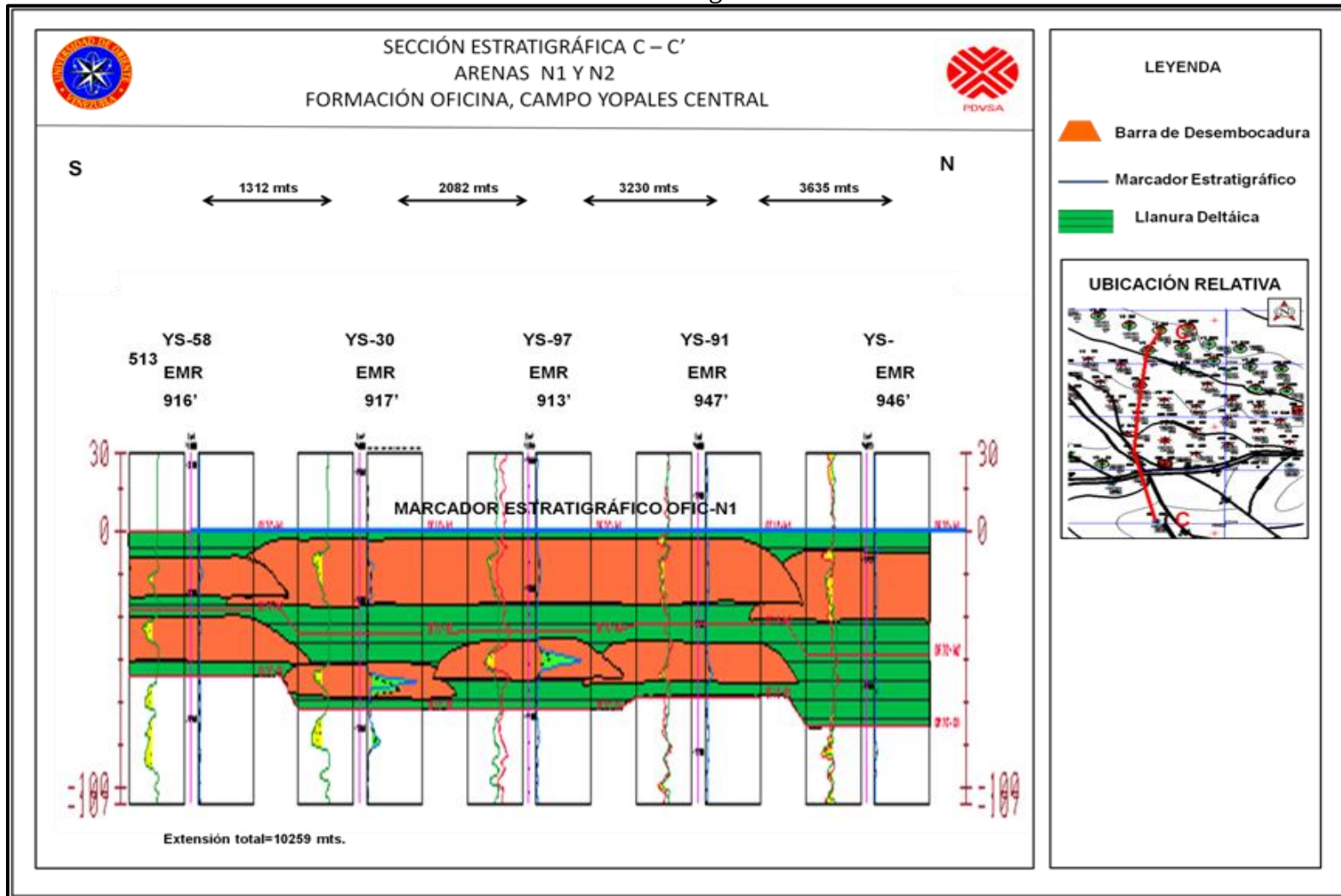
B.1 Sección estratigráfica A-A'.



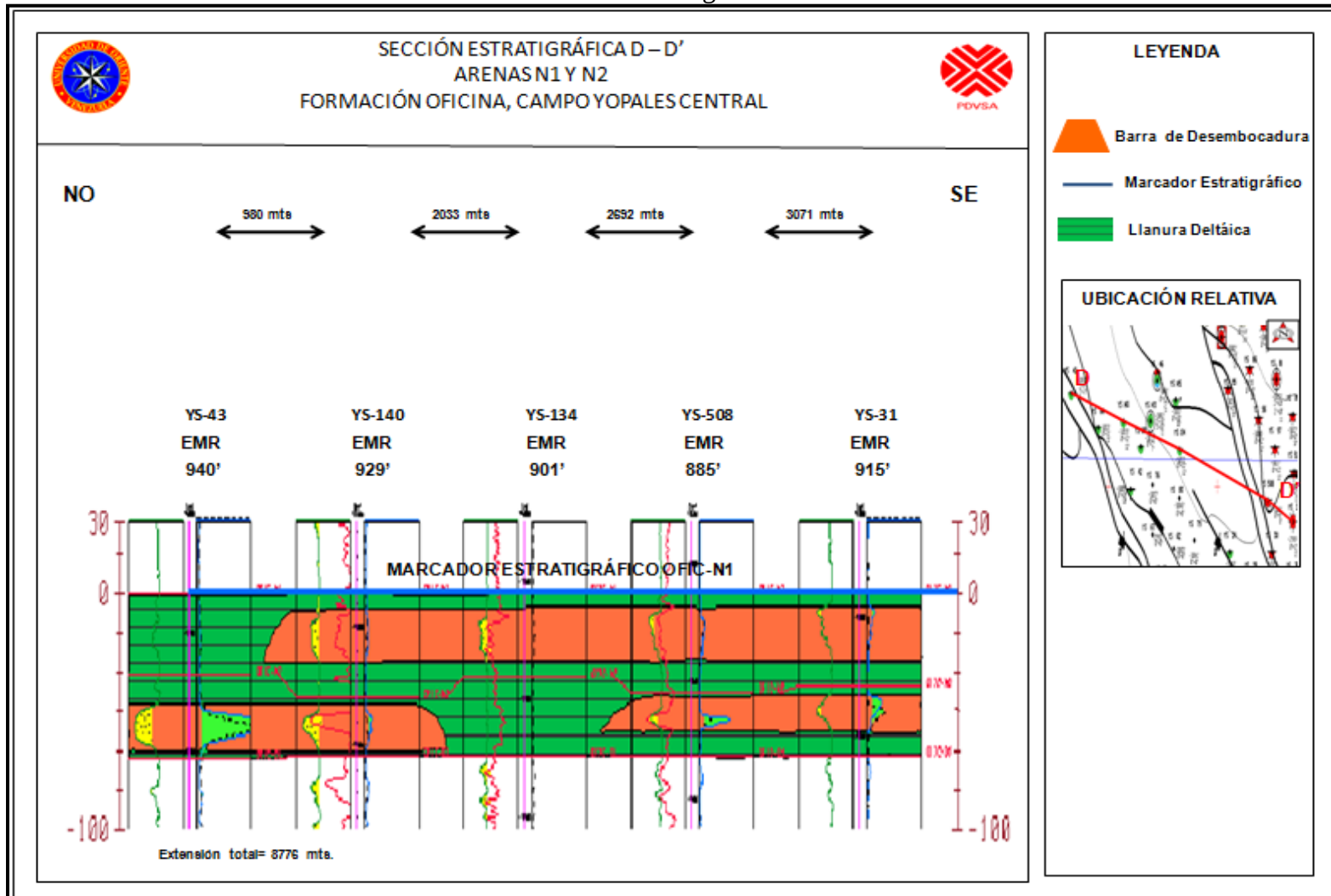
B.2 Sección estratigráfica B-B'.



B.3 Sección estratigráfica C-C'.

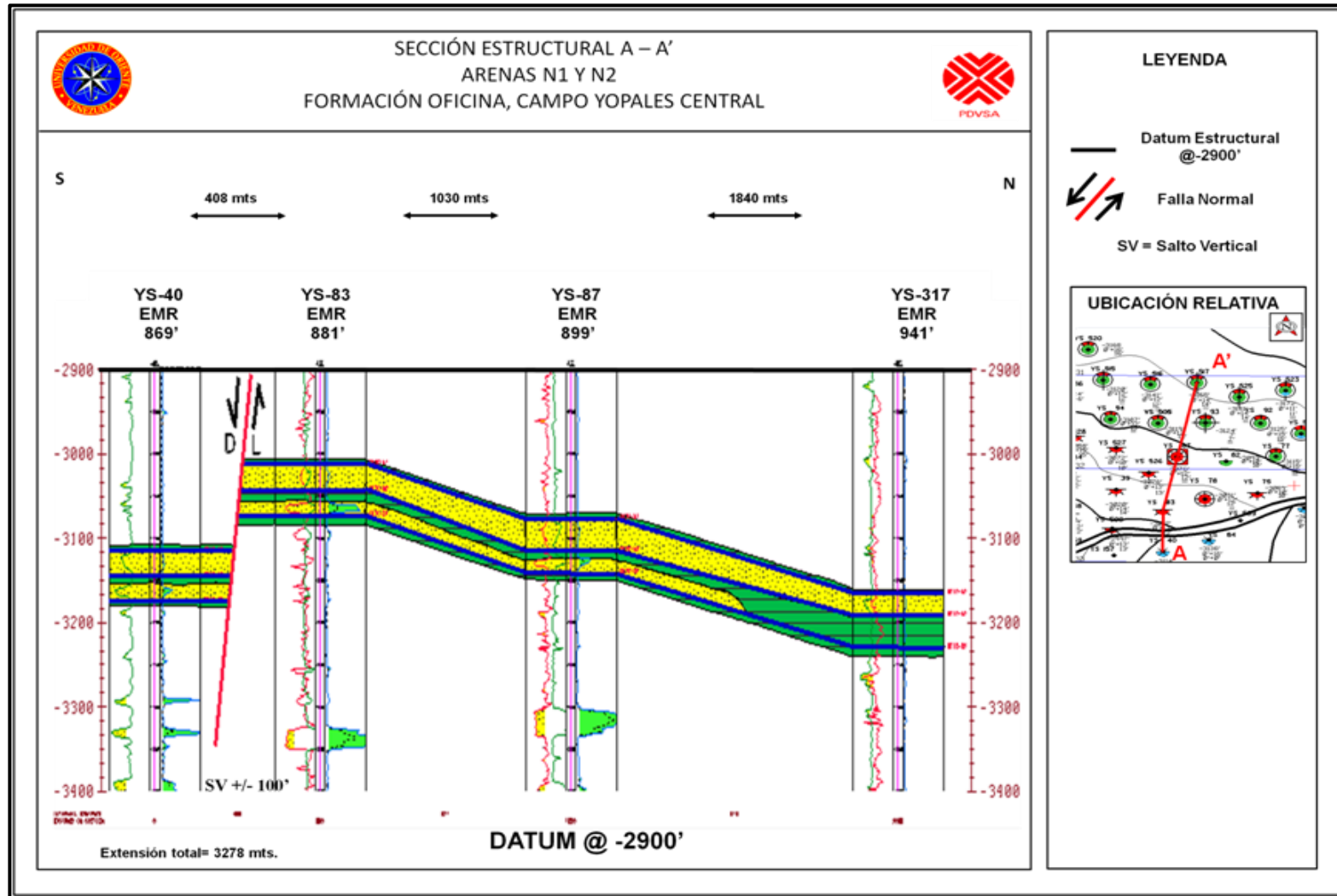


B.4 Sección estratigráfica D-D'.

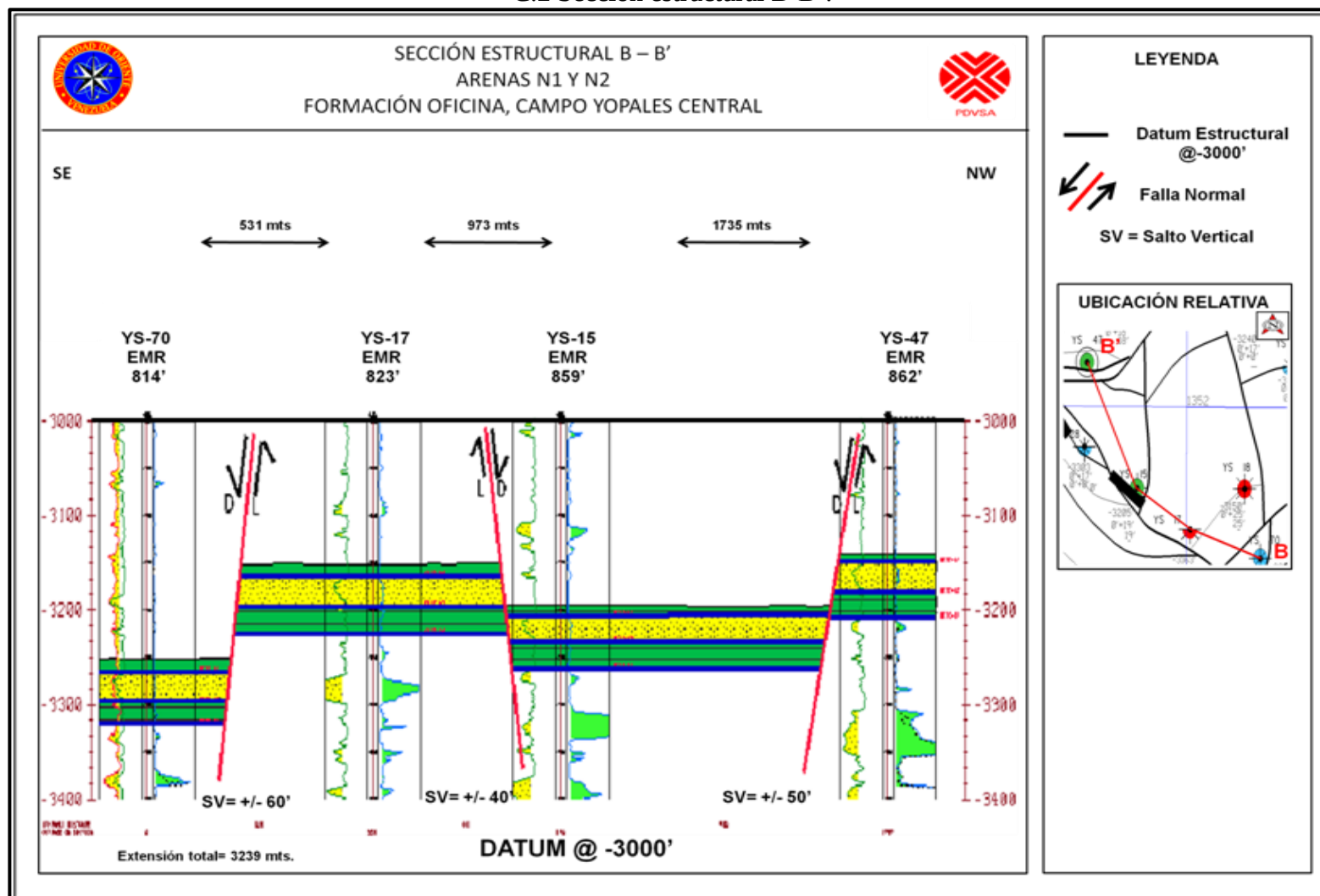


Apéndice C
Secciones Estructurales
Arenas N1 Y N2

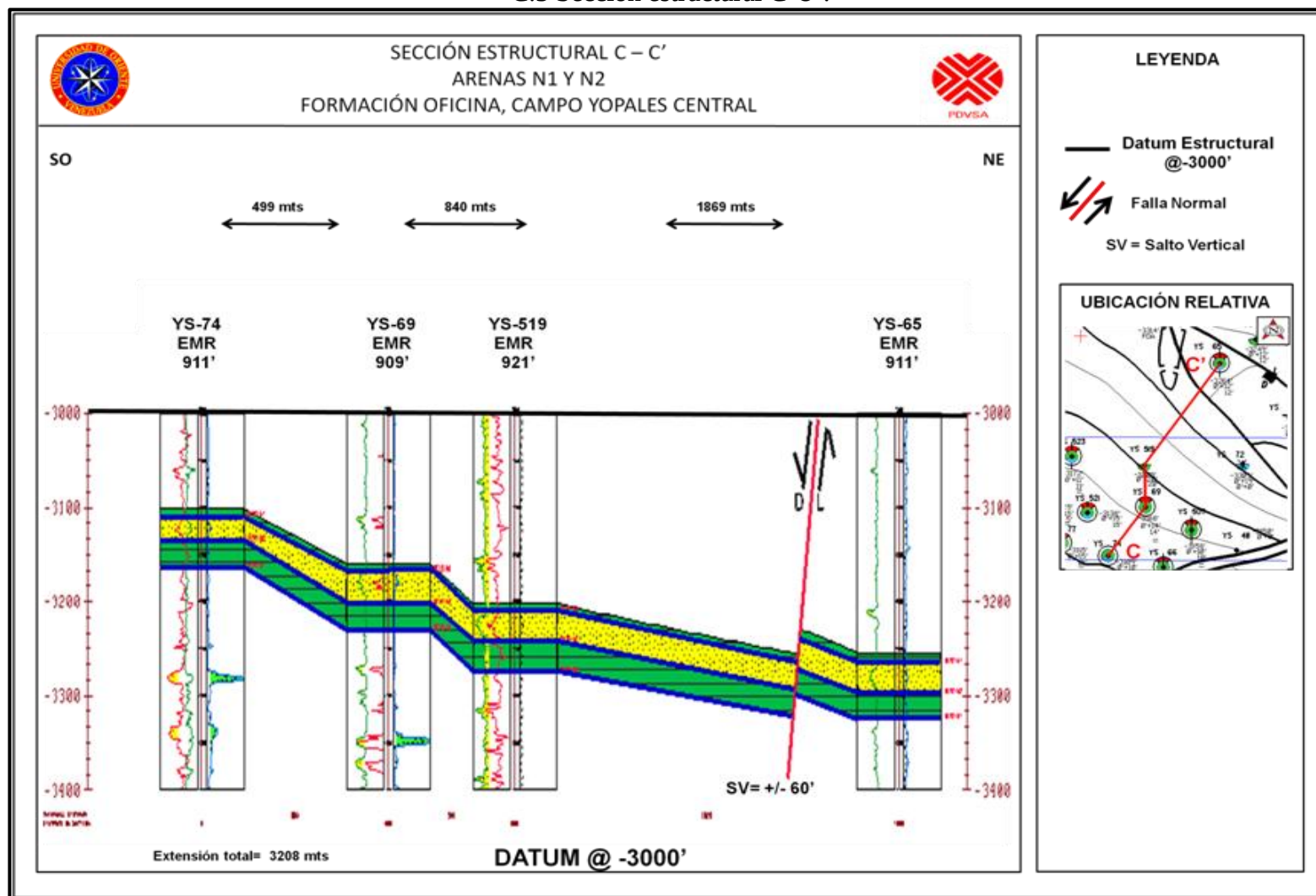
C.1 Sección estructural A-A'.



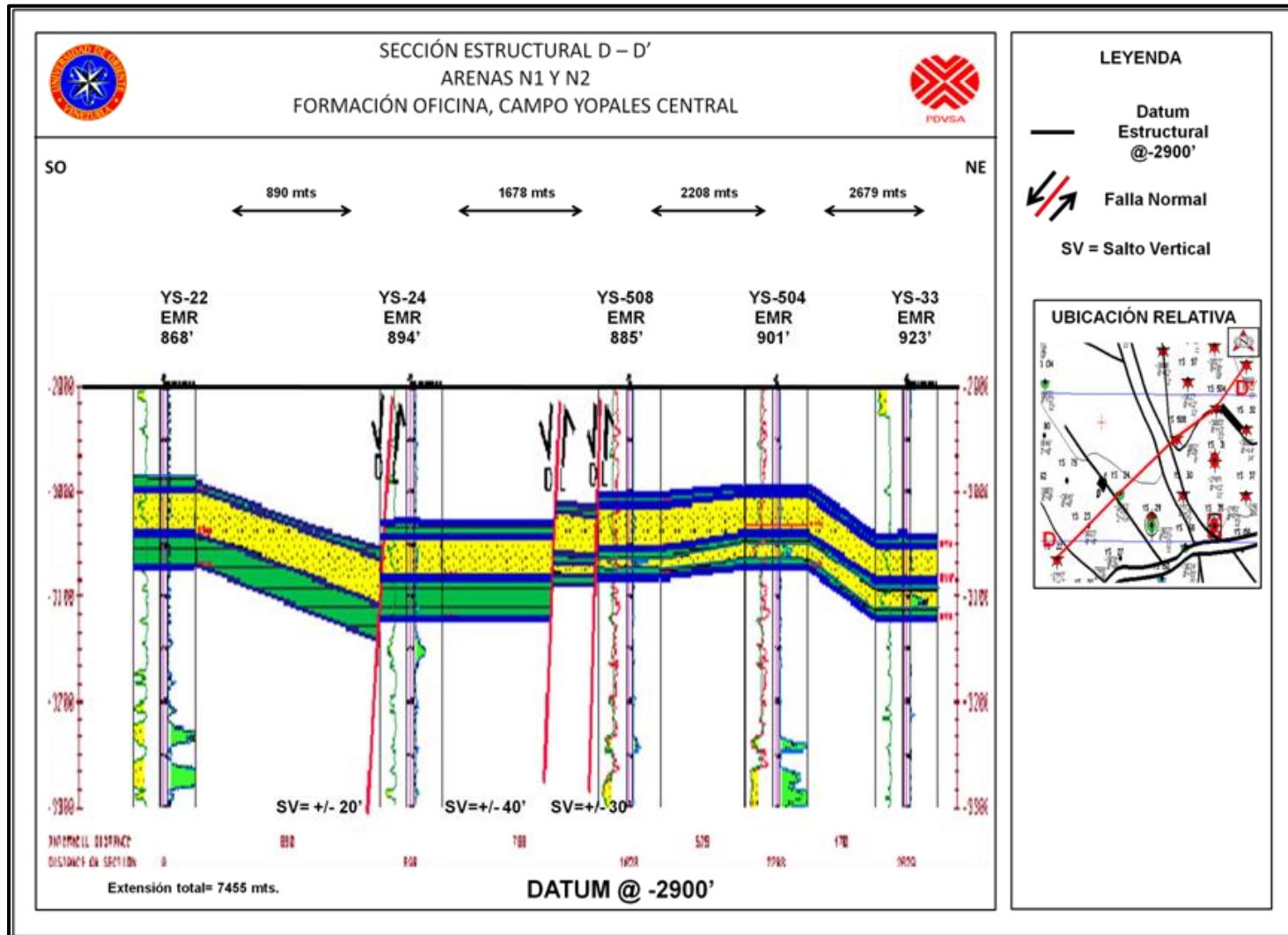
C.2 Sección estructural B-B'.



C.3 Sección estructural C-C'.

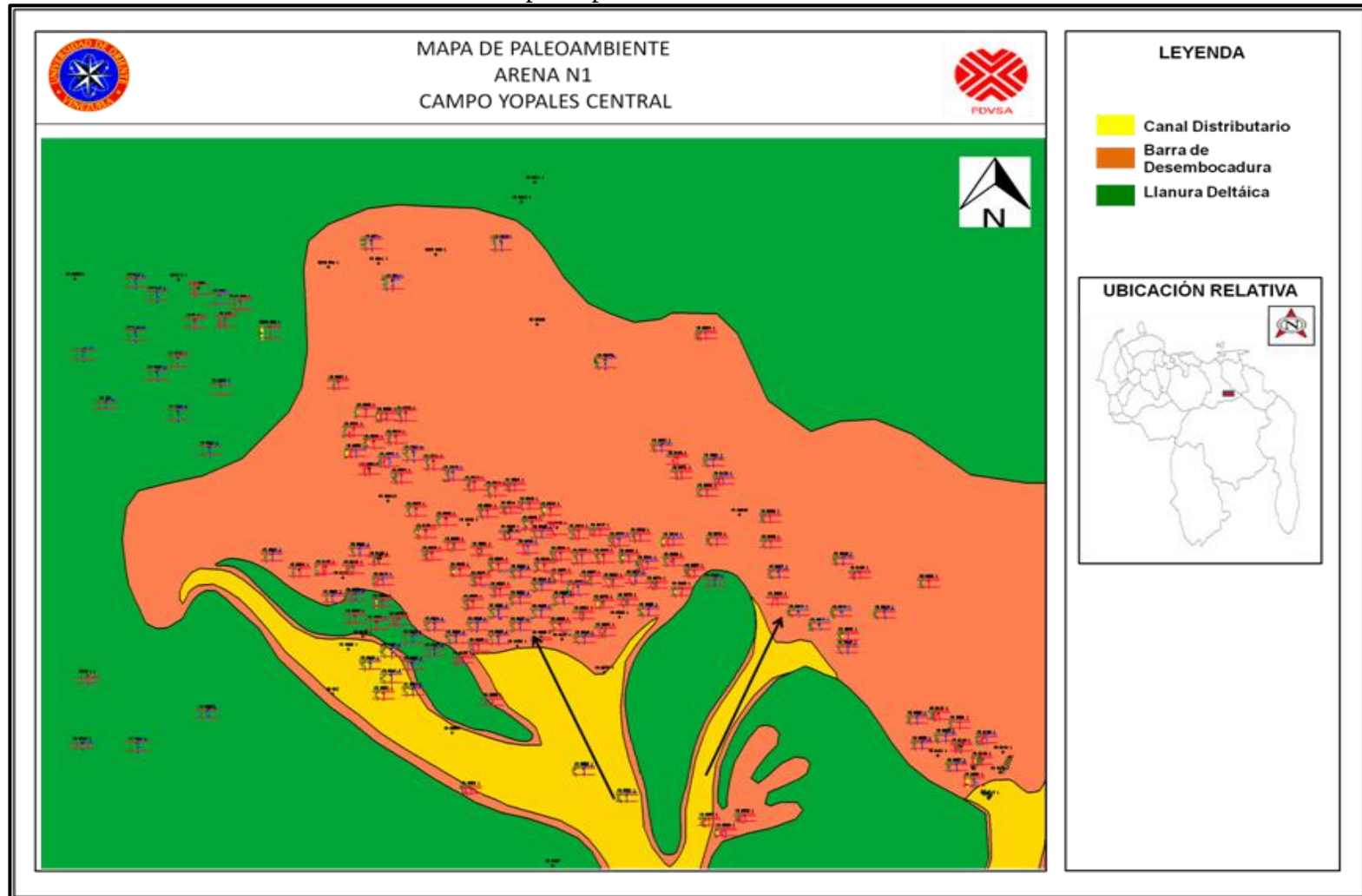


C.4 Sección estructural D-D'.

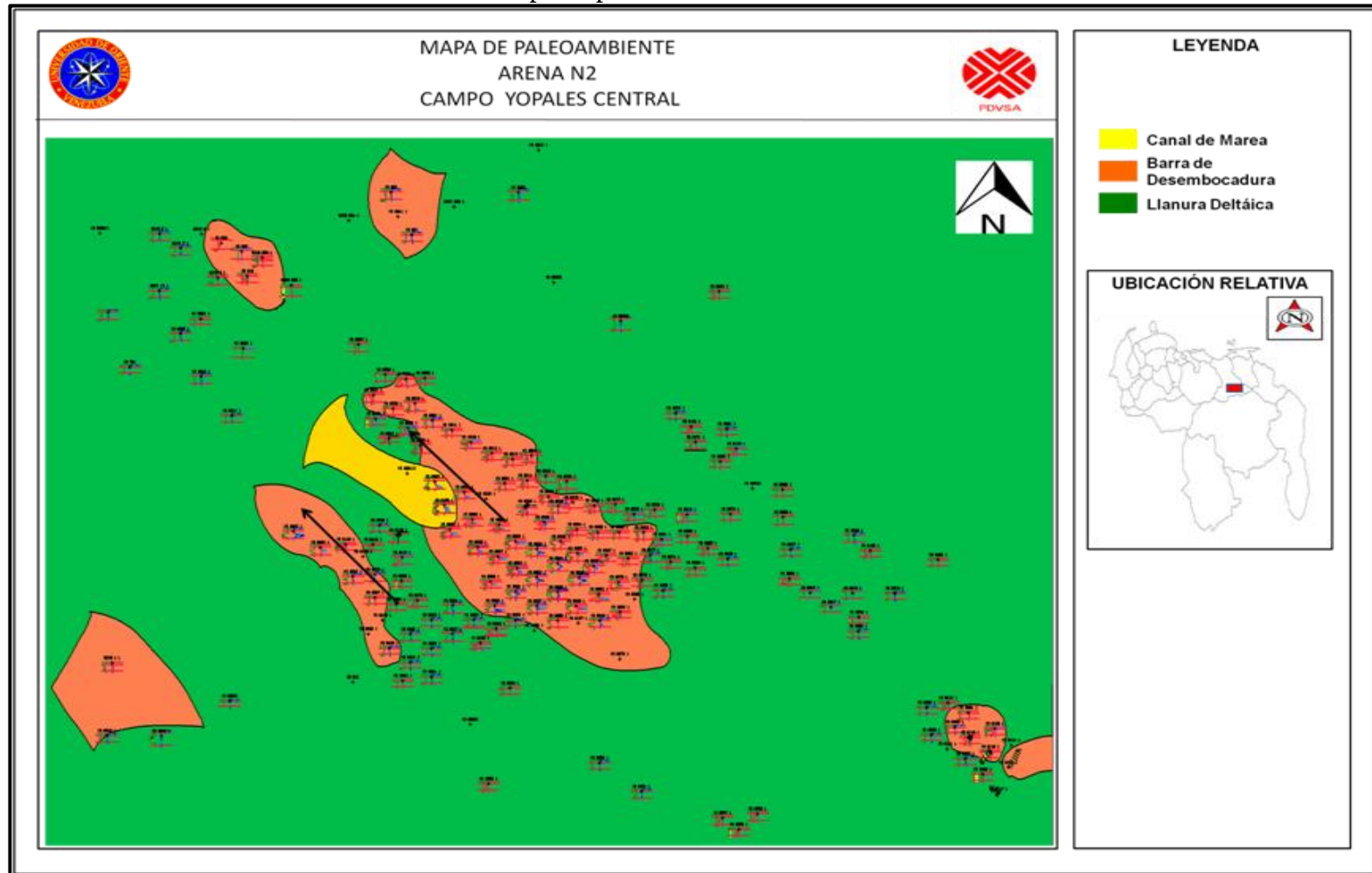


Apéndice D
Mapas de Paleoambiente
Arenas N1 Y N2

D.1 Mapa de paleoambiente de la Arena N1.



D.2 Mapa de paleoambiente de la Arena N2.



Apéndice E
Tabla de datos y resultados petrofísicos
Arenas N1 Y N2

E.1 Resultados petrofísicos de la arena N1

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE (TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N1 YS-66	YS- 74	4030	4040	10	4035	148	4.66	105	5.63	85	0.23	0.18	0.26	1002.00
	YS- 75	3978	3988	10	3983	150	7.15	88	6.39	88	0.25	0.19	0.25	679.00
	YS- 78	3933	3945	12	3939	160	5	90	5.2	86	0.24	0.20	0.25	803.00
	YS- 90	4058	4070	12	4064	150	5.2	80	5.6	80	0.25	0.20	0.28	772.70
	YS- 92	4048	4063	15	4056	148	5.1	80	5.6	80	0.24	0.17	0.27	534.00
	YS- 95	3955	3970	15	3963	146	7.8	86	7.2	70	0.25	0.20	0.26	645.00
	YS- 96	3935	3948	13	3942	145	8.5	80	9.5	78	0.26	0.18	0.29	602.00
	YS- 97	3950	3962	12	3956	154	5.28	87	5	77	0.29	0.19	0.30	402.00
	YS- 100	3942	3956	14	3949	144	5	80	5	80	0.30	0.18	0.31	356.00
	YS- 501	3980	3990	10	3985	160	5.2	72	4.54	72	0.23	0.17	0.27	896.00
	YS- 502	4130	4140	10	4135	153	4.14	102	5.44	83	0.24	0.18	0.25	719.00
	YS- 508	3932	3940	8	3936	148	3.09	148	4.56	85	0.20	0.18	0.24	1029.00
	YS- 510	4100	4112	12	4106	148	4.3	76	4.6	76	0.22	0.16	0.26	820.00
	YS- 512	3990	4003	13	3997	125	2.3	80	1.99	95	0.24	0.20	0.27	623.00
	YS- 514	4070	4095	16	4083	140	2.2	80	1.9	80	0.21	0.17	0.25	1246.00
	YS- 515	4040	4052	12	4046	140	2.8	90	2.1	90	0.23	0.20	0.25	657.00
	YS- 518	4088	4102	14	4095	138	2.53	90	2.4	88	0.24	0.18	0.26	628.00
	YS- 520	4084	4100	16	4092	148	2.4	78	3	76	0.26	0.20	0.31	589.00
	YS- 521	4057	4072	15	4065	134	3.7	85	3.5	85	0.27	0.17	0.30	448.00
	YS- 522	4099	4113	14	4106	144	3.2	80	2.8	85	0.25	0.16	0.29	420.00
	YS- 523	4100	4111	11	4106	140	4.2	60	2.9	60	0.26	0.20	0.30	611.00
	YS- 525	4094	4108	14	4101	151	3.71	86	3.46	78	0.25	0.18	0.28	489.00
	YS- 526	3968	3981	13	3975	151	6.34	100	5.34	75	0.24	0.20	0.29	639.00
	YS- 528	3964	3986	15	3975	162	3.2	80	2.8	80	0.14	0.18	0.21	897.00
	YS- 529	4060	4072	12	4066	120	2.87	70	2.5	70	0.22	0.20	0.26	795.00
	YS- 531	4105	4120	15	4113	120	5.1	64	3.6	62	0.23	0.20	0.27	642.00
	YS- 533	4142	4156	14	4149	162	3.2	85	2.4	85	0.25	0.17	0.30	662.34
	YS- 534	4043	4053	10	4081	162	4.26	80	3.94	75	0.10	0.20	0.15	1230.00
	YS- 535	3830	3847	17	4048	159	3.2	95	3.2	79	0.24	0.24	0.28	728.00
	YS- 558	4153	4167	14	4160	150	2.2	80	1.95	80	0.17	0.20	0.22	1024.00
	YS- 559	4140	4152	12	4146	144	3.25	80	2.96	80	0.30	0.18	0.32	294.00
	YS-607	4169	4183	14	4176	166	2.44	84	9.2	84	0.28	0.16	0.30	497.00
PROMEDIO PONDERADO											0.24	0.19	0.27	699.35

Continuación de la tabla E.1

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE (TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N1 YS-29	YS- 42	3914	3924	10	4068	175	6.7	75	5.96	75	0.25	0.27	0.28	521.00
	YS- 68	3950	3965	16	4807	150	2.37	100	4.99	75	0.19	0.31	0.25	995.00
	YS- 134	3968	3980	12	4700	155	1.24	85	1.35	75	0.27	0.26	0.28	562.00
	YS- 140	3976	3988	12	4676	150	1.75	80	1.31	80	0.27	0.255	0.29	576.00
	PROMEDIO PONDERADO										0.25	0.27	0.28	663.50

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE (TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N1 YS-14	YS-149	4068	4072	4	4528	151	4.19	74	3.77	74	0.29	0.25	0.31	489.00
		4079	4090	11							0.27	0.26	0.3	546.00
	PROMEDIO PONDERADO											0.28	0.26	0.31

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE (TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N1 YS-47	YS- 47	4012	4030	18	5033	148	5	75	4.36	75	0.17	0.29	0.23	812.00
	YS- 51	4221	4236	15	5102	150	5.6	84	4.92	84	0.24	0.28	0.27	651.00
	YS- 52	4207	4225	15	4995	140	6.1	80	5.39	80	0.19	0.31	0.25	1042.00
	YS- 88	4150	4165	10	4955	150	7	80	6.03	80	0.26	0.26	0.28	453.00
	YS- 98	4110	4120	18	4809	152	5.28	87	7.31	78	0.26	0.27	0.28	632.00
	PROMEDIO PONDERADO										0.22	0.28	0.26	718.00

Continuación de la tabla E.1

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE (TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N1 YS-15	YS-15	4070	4089	19	5200	151	4.19	74	3.77	74	0.26	0.27	0.29	654.00
	PROMEDIO PONDERADO										0.26	0.27	0.29	654.00

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE (TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N1 YS-18	YS-17	3990	4011	21	4670	141	3.2	91	2.7	91	0.16	0.26	0.22	834.00
	PROMEDIO PONDERADO										0.16	0.26	0.22	834.00

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE (TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N1 YS-61	YS-55	3830	3838	8	4726	143	3.77	90	5.62	87	0.24	0.16	0.27	583.26
		3842	3847	5							0.22	0.17	0.24	987.00
	YS-56	3850	3858	8	4759	140	6.5	88	8.2	76	0.21	0.18	0.25	1028.00
		3862	3871	9							0.18	0.20	0.24	1078.00
	YS-61	3852	3865	13	4622	150	5.1	95	5.9	95	0.16	0.18	0.21	1325.00
		3870	3880	10							0.24	0.20	0.25	723.00
	YS- 85	3812	3830	18	4680	160	7	75	9	74	0.17	0.21	0.20	1123.00
	YS-136	3840	3852	12	4598	147	1.81	85	1.81	85	0.25	0.16	0.27	542.00
	YS-146	3948	3966	12	4902	140	1.2	140	1.7	80	0.47	0.27	0.47	517.50
	YS-148	3822	3831	18	4122	150	3	68	2.55	68	0.05	0.08	0.08	577.00
		3840	3845	9							0.12	0.09	0.14	543.33
	PROMEDIO PONDERADO											0.21	0.17	0.24

Continuación de la tabla E.1

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE (TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N1 YS-550	YS-550	3830	3847	17	4708	148	5	82	4.36	82	0.24	0.24	0.28	728.00
	PROMEDIO PONDERADO										0.24	0.24	0.28	728.00

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE (TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N1 YS-601	YS-601	4410	4450	10	4505	141	2.32	89	1.97	75	0.31	0.2	0.33	268.00
		4428	4436	8							0.29	0.24	0.31	482.00
	PROMEDIO PONDERADO											0.30	0.22	0.32

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE (TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N1 YS-43	YS-43	4034	4047	13	4912	130	5.2	80	5.6	80	0.17	0.29	0.23	812.00
	PROMEDIO PONDERADO										0.17	0.29	0.23	812.00

E.2 Resultados petrofísicos de la arena N2

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE(TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N2 YS-94	YS-78	3972	3980	8	4756	160	5	90	5.2	86	0.15	0.25	0.28	589.57
	YS-90	4098	4103	6	4820	150	5.2	80	5.6	80	0.20	0.23	0.33	390.31
	YS-92	4075	4080	5	4821	148	5.1	80	5.6	80	0.16	0.26	0.29	594.04
	YS-95	4000	4009	9	4777	146	7.8	86	7.2	70	0.14	0.27	0.29	703.45
	YS-96	3970	3980	10	4855	145	8.5	80	9.5	78	0.13	0.26	0.28	637.77
	YS-97	3985	3994	9	4728	154	5.28	87	5	77	0.14	0.26	0.28	604.33
	YS-100	3994	4016	22	4745	144	5	80	5	80	0.11	0.27	0.26	695.96
	YS-501	4025	4033	8	5493	160	5.2	72	1.81	80	0.14	0.26	0.28	627.53
	YS-508	3972	3977	6	5135	148	3.09	148	4.56	85	0.07	0.30	0.22	1169.94
	YS-510	4154	4162	8	5056	148	4.3	76	4.6	76	0.18	0.25	0.32	506.69
	YS-512	4130	4140	10	4286	125	2.3	80	1.99	95	0.19	0.24	0.32	474.56
	YS-515	4082	4088	6	4344	140	2.8	90	2.1	90	0.14	0.26	0.29	627.53
	YS-518	4132	4138	6	5059	138	2.53	90	2.4	88	0.20	0.23	0.33	393.34
	YS-526	4003	4012	9	4628	151	6.34	100	5.34	75	0.09	0.29	0.24	1045.07
	YS-528	4003	4013	10	4733	162	3.2	80	2.8	80	0.12	0.27	0.26	791.08
	YS-529	3094	4100	6	5027	120	2.87	70	2.5	70	0.19	0.24	0.32	480.36
	YS-531	4129	4134	6	5124	120	5.1	64	3.6	62	0.15	0.25	0.29	496.61
	YS-533	4175	4180	6	5338	162	3.2	85	2.4	85	0.12	0.27	0.27	771.92
	YS-535	4980	4990	7	4708	159	3.2	95	3.2	79	0.14	0.25	0.28	580.95
PROMEDIO PONDERADO											0.14	0.26	0.29	641.11

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE(TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N2 YS-40	YS-84	4058	4065	7	4680	160	7	75	9	74	0.15	0.24	0.29	484.02
	PROMEDIO PONDERADO										0.15	0.24	0.29	484.02

Continuación de la tabla E.2

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE(TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N2 YS-43	YS-42	3960	3965	6	4068	175	6.7	75	5.96	75	0.12	0.27	0.27	786.10
	YS-140	4016	4024	8	4676	150	1.81	80	1.81	85	0.15	0.25	0.29	507.83
	PROMEDIO PONDERADO										0.13	0.26	0.28	646.96

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE(TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N2 YS-61	YS-55	3859	3864	6	4726	143	3.77	90	5.62	87	0.19	0.24	0.33	413.79
	YS- 61	3886	3891	6	4622	138	3.62	98	4.58	78	0.18	0.25	0.32	502.04
	YS- 136	3868	3873	6	4598	147	1.81	80	1.81	85	0.19	0.24	0.33	414.42
	YS-146	3978	3986	8	4902	140	1.2	140	1.7	80	0.18	0.25	0.29	505.78
PROMEDIO PONDERADO											0.18	0.24	0.32	459.01

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE(TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N2 YS-611	YS-611	4513	4520	7	4607	141	1.5	141	1.97	75	0.16	0.24	0.29	472.73
	PROMEDIO PONDERADO										0.16	0.24	0.29	472.73

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE(TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N2 YS-606	YS-606	4332	4338	6	5341	152	4.85	87	5.47	79	0.19	0.24	0.27	413.79
	PROMEDIO PONDERADO										0.19	0.24	0.27	413.79

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE(TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N2 YS-610	YS-610	4320	4325	6	5164	141	1.5	141	1.97	75	0.21	0.28	0.28	131.90
	PROMEDIO PONDERADO										0.21	0.28	0.28	131.90

Continuación de la tabla E.2

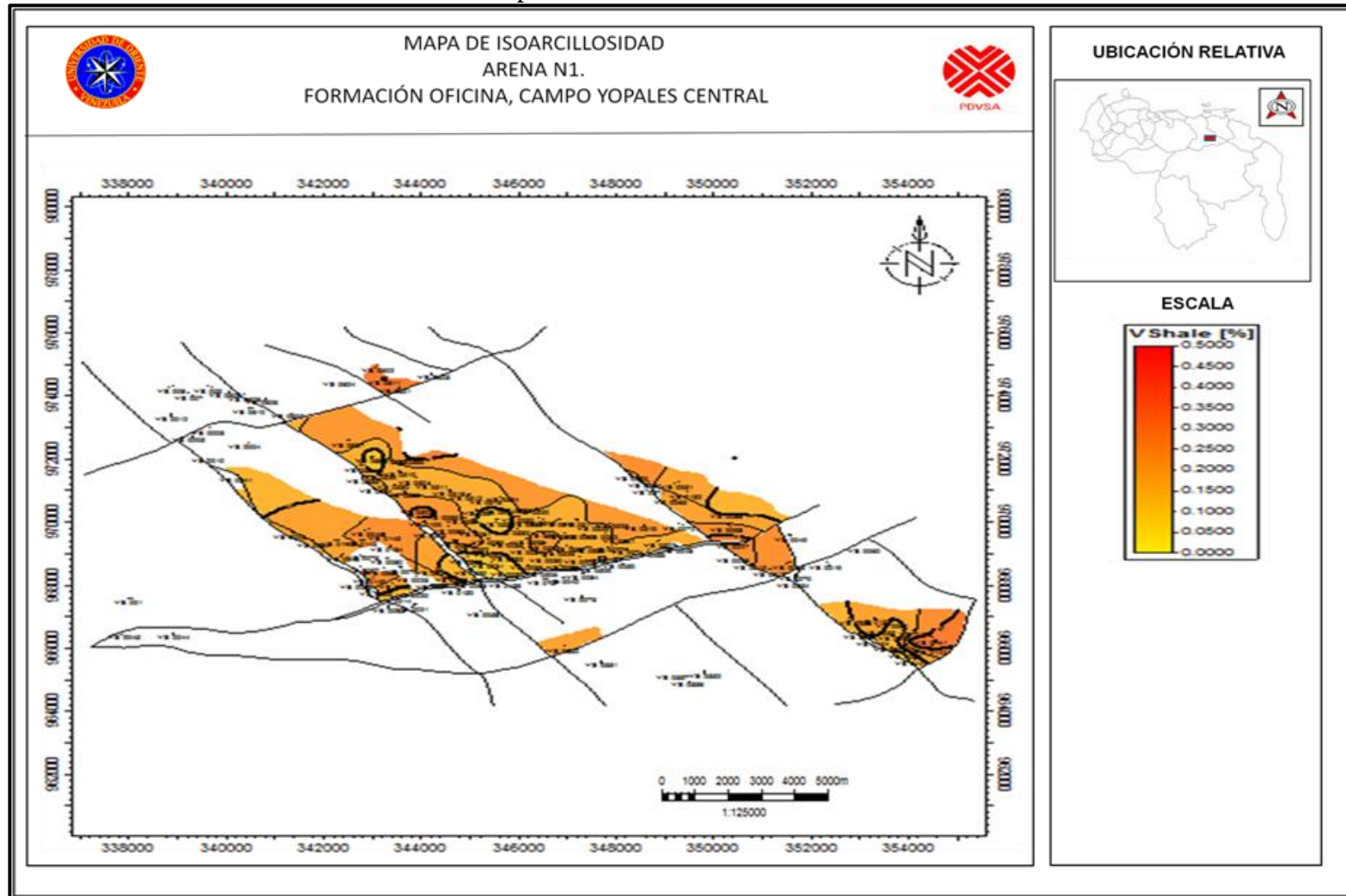
YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE(TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N2 YS-1	YS-1	3745	3756	11	6015	160	5.1	70	3.8	68	0.15	0.23	0.29	502.90
	PROMEDIO PONDERADO										0.15	0.23	0.29	502.90

YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE(TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N2 YS-26	YS-26	4030	4040	10	4788	151	5.3	86	4.58	80	0.20	0.24	0.24	640.83
	PROMEDIO PONDERADO										0.20	0.24	0.24	640.83

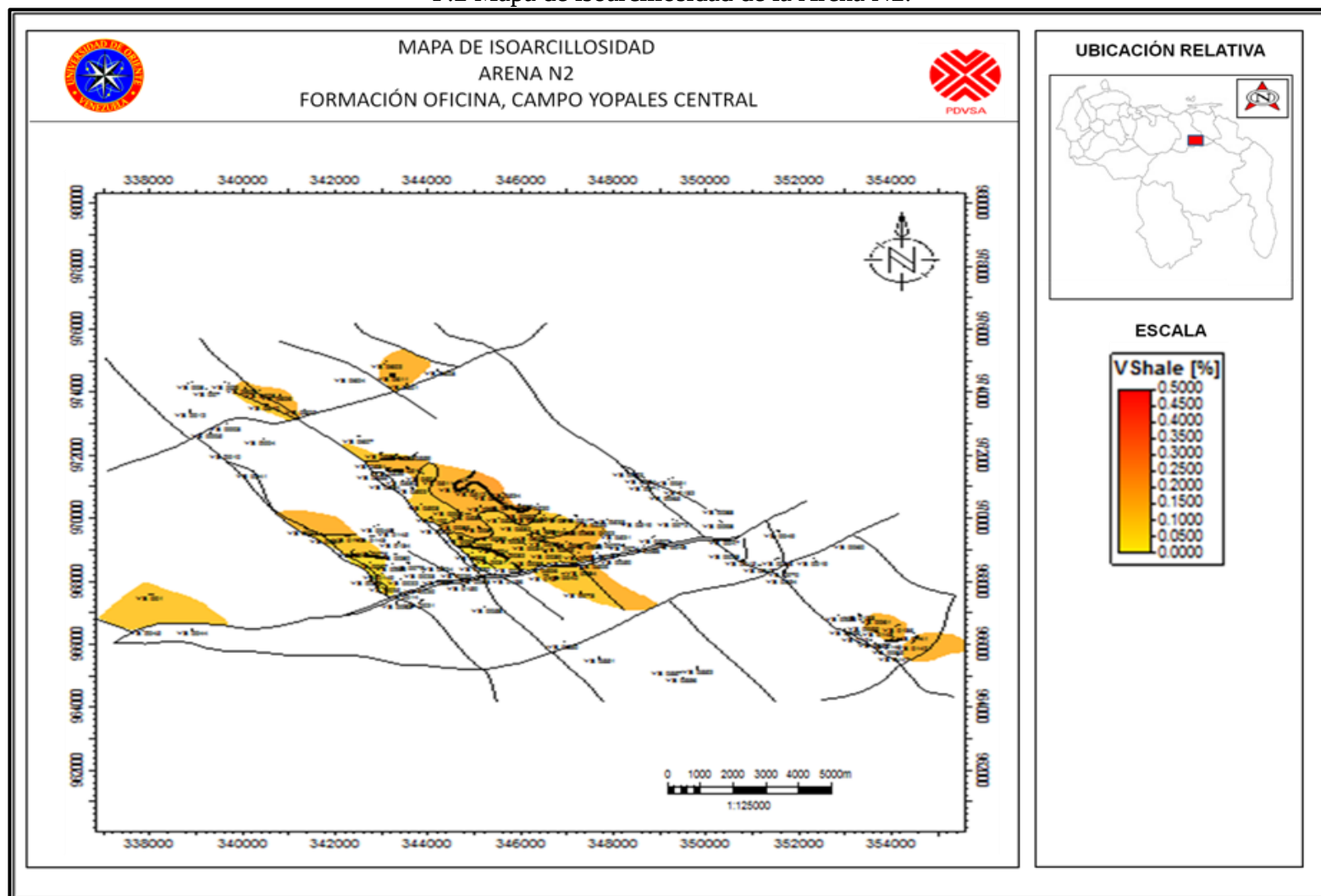
YACIMIENTO	POZO	TOPE (TVD)	BASE(TVD)	ANP	PROF TOTAL	TEMP. FONDO	RM	TEMP. MEDIDA	RMF	TEMP. MEDIDA	VSH (%)	Φ (%)	SW (%)	K (mD)
N2 YS-142	YS-142	4015	4021	6	4784	155	5.99	90	6.11	90	0.15	0.23	0.24	475.63
	PROMEDIO PONDERADO										0.15	0.23	0.24	475.63

Apéndice F
Mapas de Isopropiedades
Arenas N1 Y N2

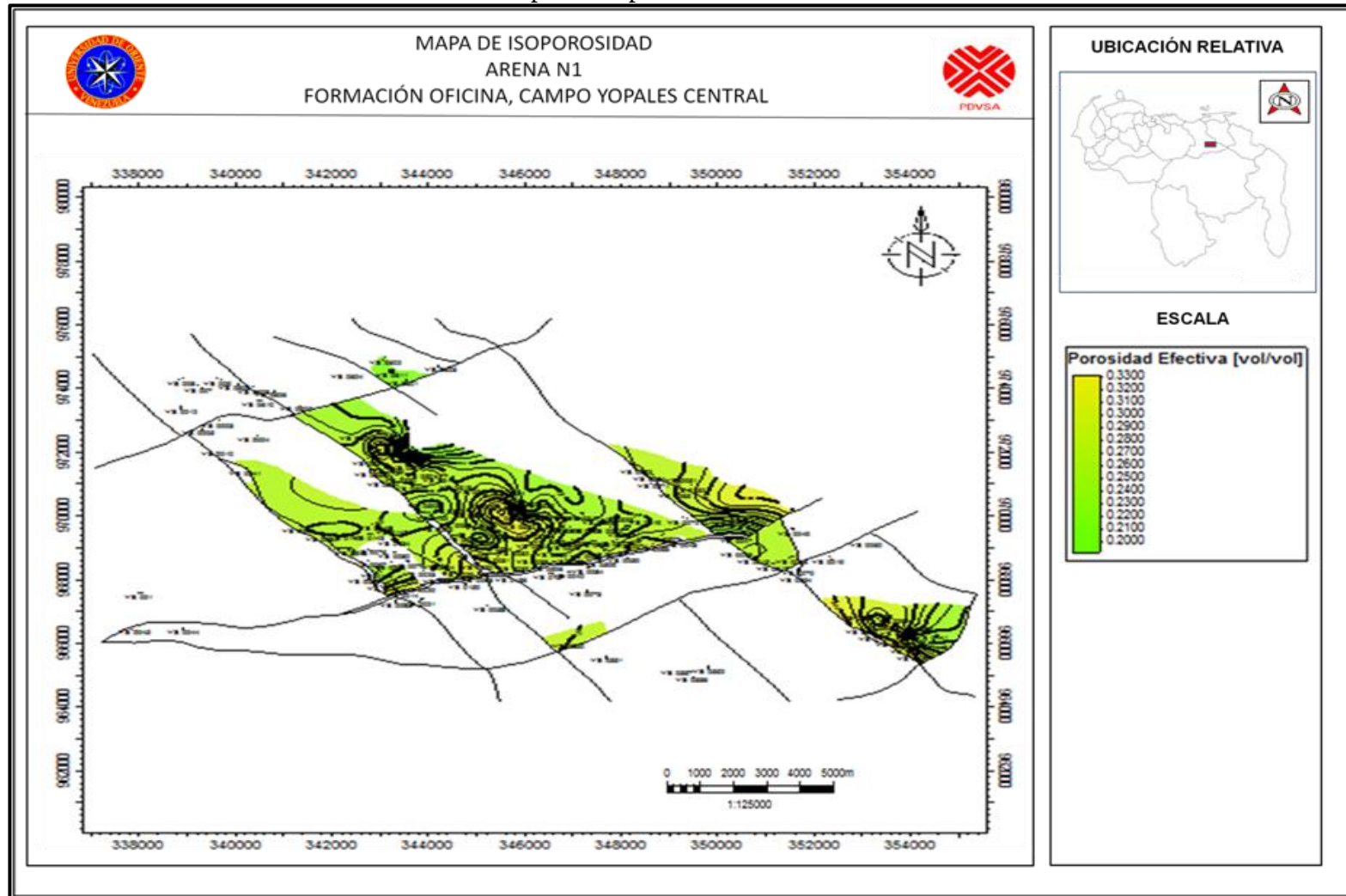
F.1 Mapa de Isoarcliliosidad de la Arena N1.



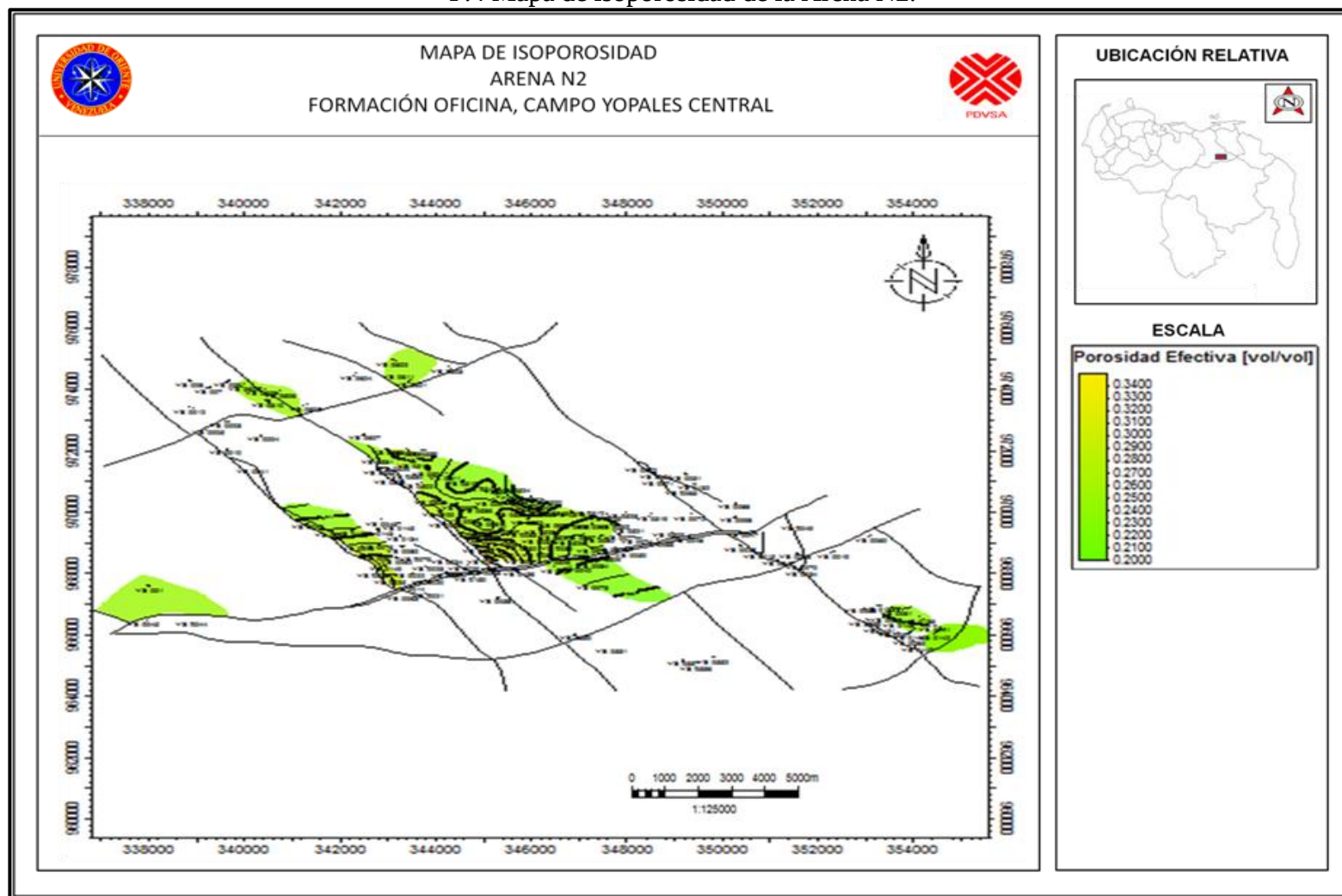
F.2 Mapa de isoarcillosidad de la Arena N2.



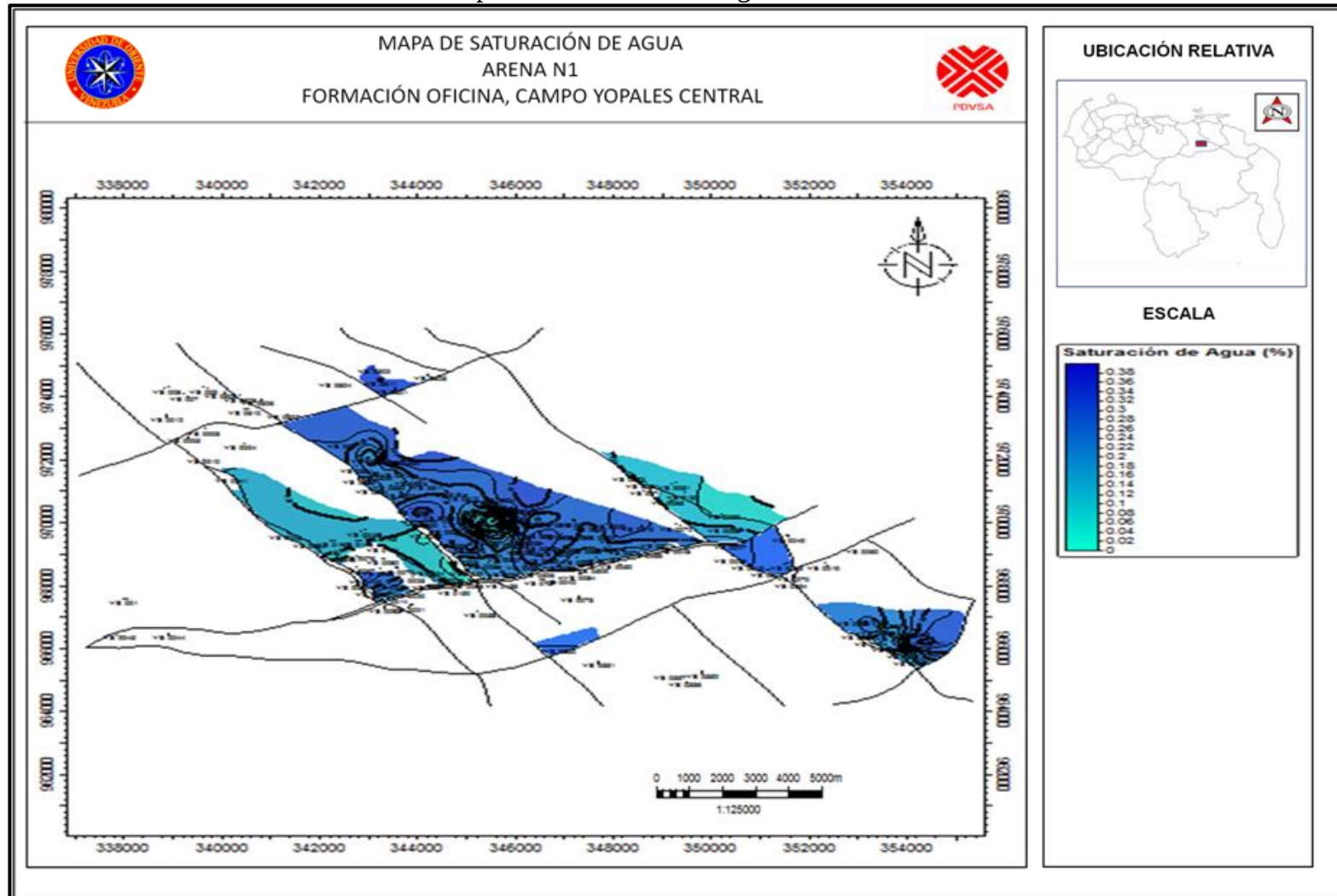
F.3 Mapa de isoporosidad de la Arena N1



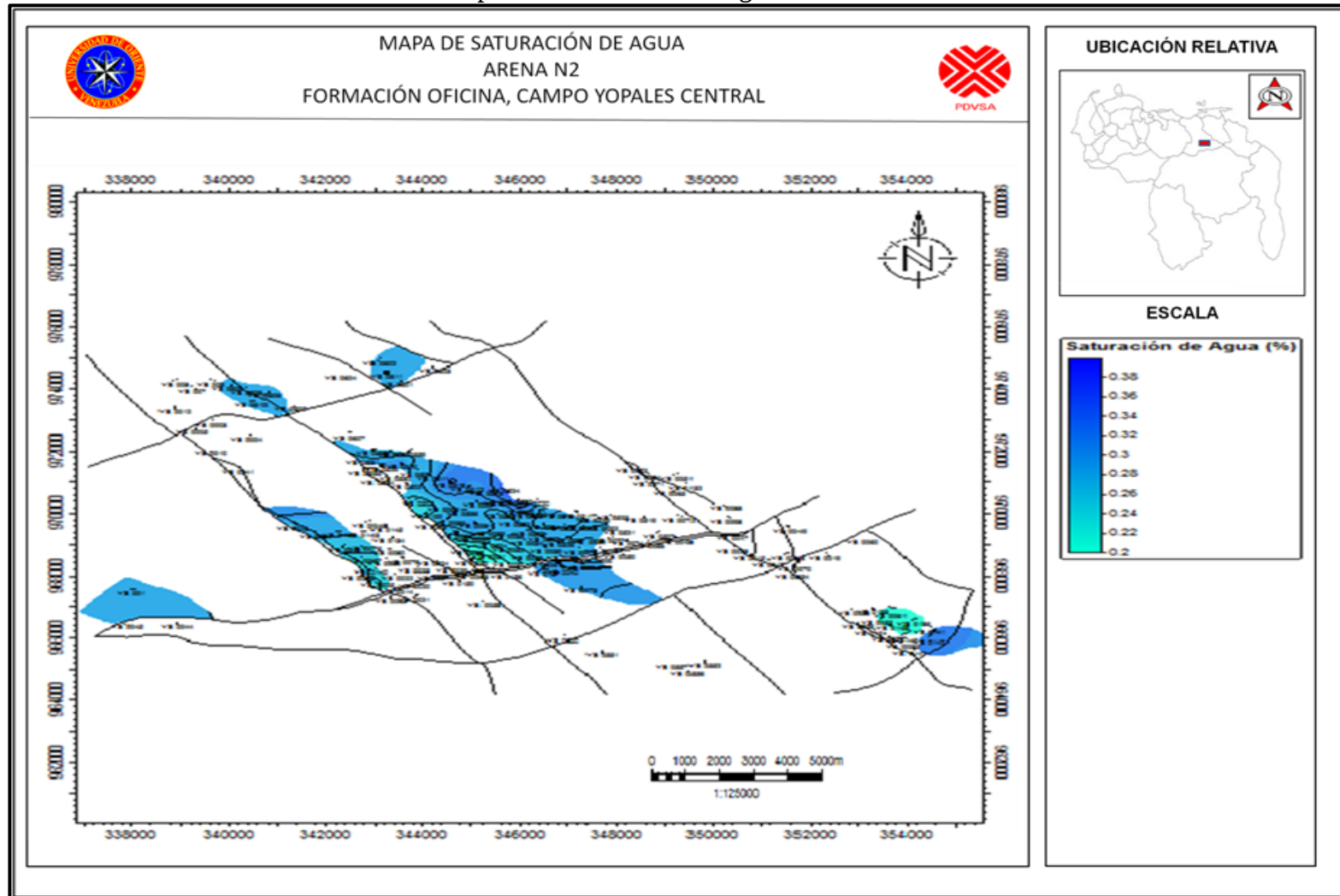
F.4 Mapa de isoporosidad de la Arena N2.



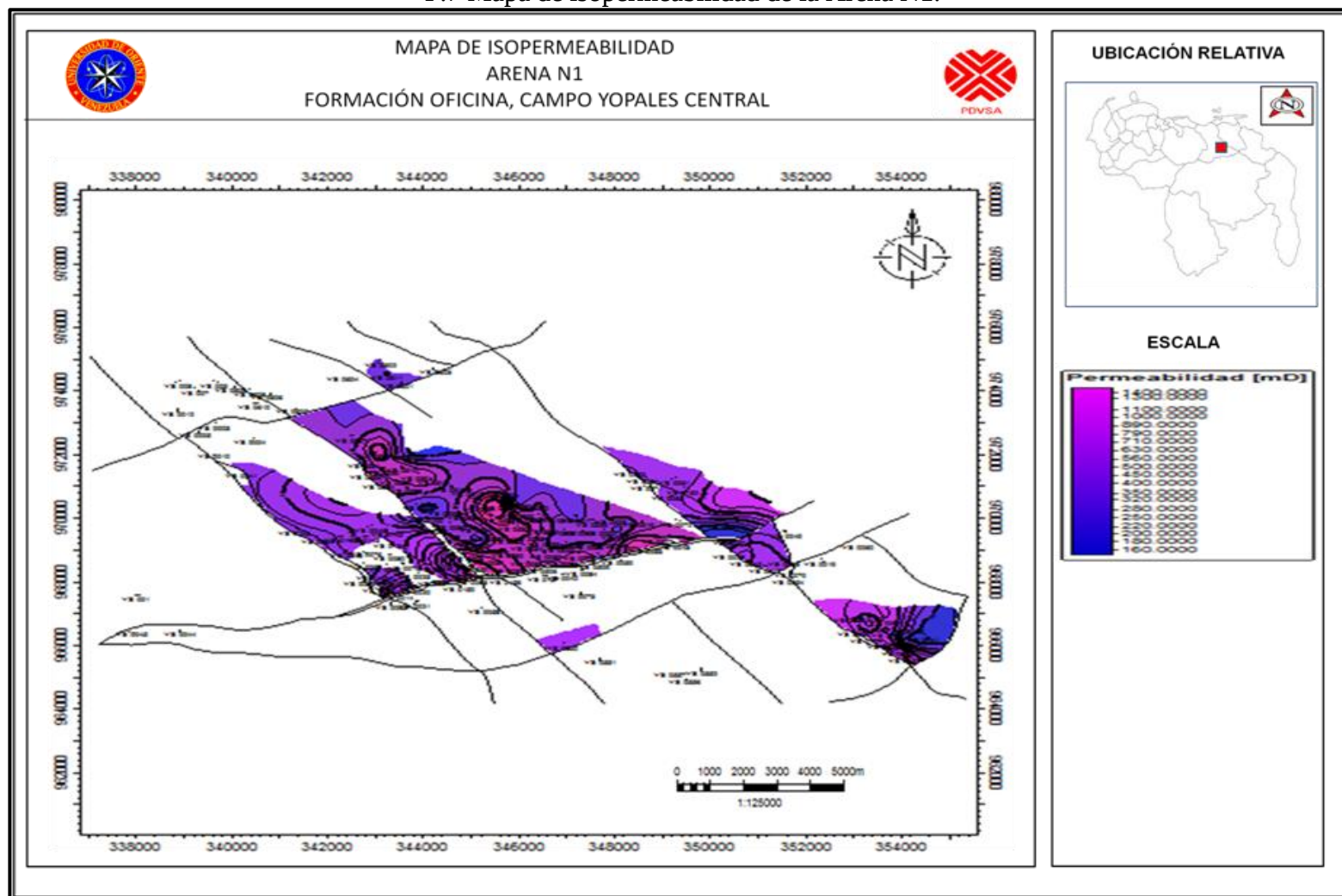
F.5 Mapa de isosaturación de agua de la Arena N1.



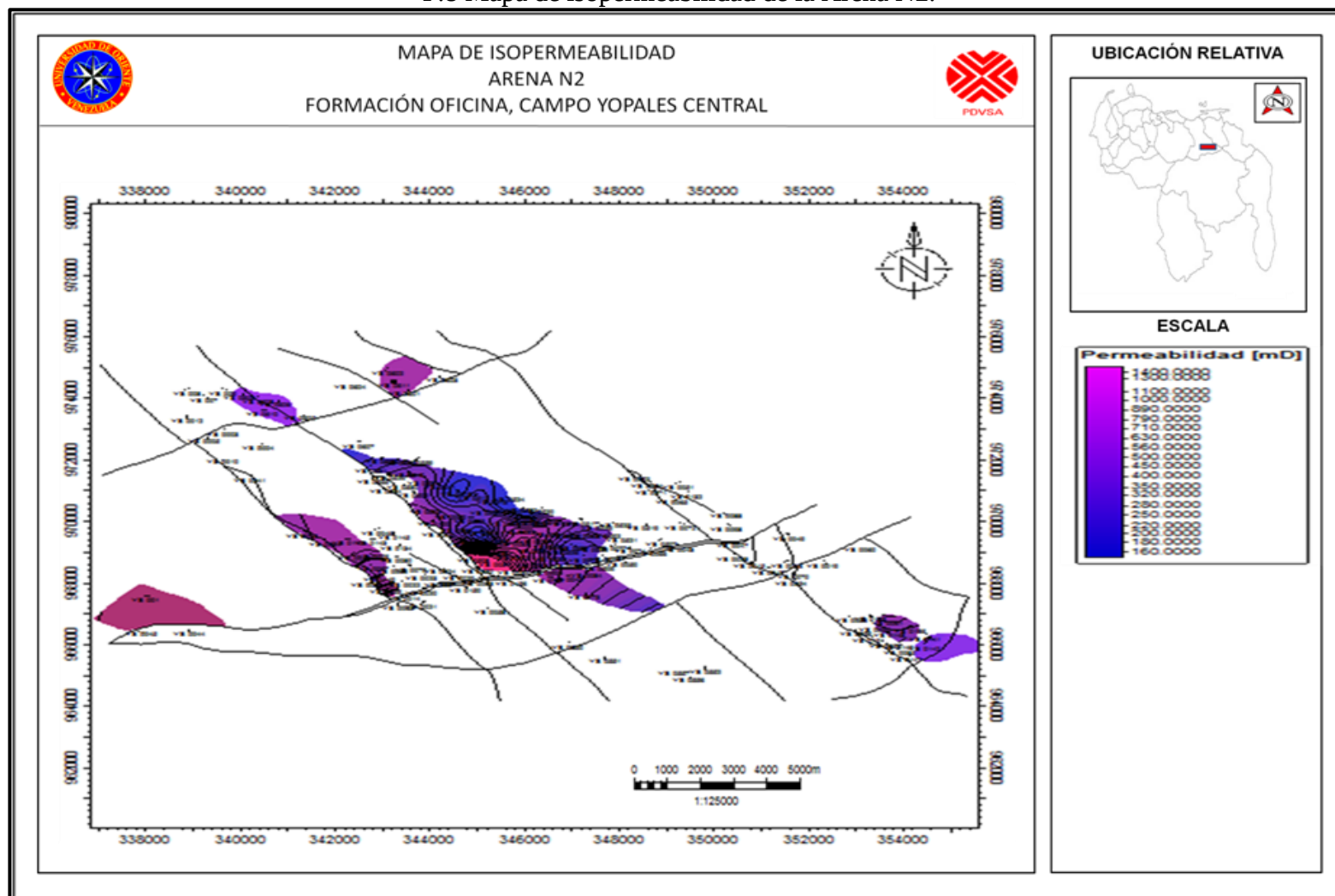
F.6 Mapa de isosaturación de agua de la Arena N2.



F.7 Mapa de isopermeabilidad de la Arena N1.



F.8 Mapa de isopermeabilidad de la Arena N2.



ANEXOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 1/6

Título	"REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS N1 Y N2 PERTENECIENTE A LA UP. LIVIANO-MEDIANO DEL CAMPO YOPALES CENTRAL DE LA DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ FRÍAS"
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Ramírez Ydalmi	CVLAC	20.546.838
	e-mail	ydalmiramirez01@gmail.com
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Petrofísica
Modelo Estructural
Canales distributarios
Niveles de Arenas
Reservas Petroleras
Sedimentología

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

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Ciencia de la Tierra	Ingeniería Geológica

Resumen (abstract):

Este proyecto se basó en la revisión y reinterpretación del modelo geológico de las arenas N1 y N2, perteneciente al Campo Yopales Central, Distrito San Tomé, estado Anzoátegui. Este campo está ubicado a unos 20 Km de la Ciudad de el Tigre, dentro del Área Mayor de Oficina, cuadrángulo Yopales. El objetivo primordial de este proyecto fue revisar el modelo geológico del campo con la finalidad de conocer de forma certera las características de los yacimientos existentes, debido a que actualmente los yacimientos N1 YS-66 y N2 YS- 94 se le desea maximizar su producción de crudo mayor a 20° API, que sirvan de diluentes para crudos pesados y extra pesados provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco, para ello fue necesario validar y actualizar modelos estáticos, con el fin de disminuir el grado de incertidumbre geológicas, validar sus dimensiones, evaluar sus propiedades petrofísicas y calcular las reservas; para cumplir con este objetivo se partió de la elaboración de la correlación de 166 pozos. Se corroboró la continuidad de la arena Igualmente las secciones estructurales permitieron la determinación de las estructuras para los 2 niveles de arena correspondiendo ésta a un homoclinal de rumbo Noroeste-Sureste con buzamiento suave de (2°-3°) hacia el Noreste, afectado por un sistema complejo de fallas tipo normal. Se determinó que el ambiente de sedimentación de la arena N1 es deltaico con predominio de barras de frente deltaico asemejándose a un pequeño delta lobular y el de la arena N2 un ambiente deltáico con influencia de marea, el cual tiene presencia de barras deltáicas. La evaluación petrofísica permitió obtener los valores ponderados para cada uno de los yacimientos de los dos niveles en estudio, siendo los de mayor relevancia N1 YS-66 y N2 YS-94. El POES para cada uno de los yacimientos pertenecientes a el Campo, se estimó mediante el método volumétrico, con los datos tomados del libro oficial de reservas 2016, resultados petrofísicos y la determinación del Boi a través de correlaciones de la TOTAL, obteniendo así un crecimiento de POES para el yacimiento N1 YS-66 de 83% y para el yacimiento N2 YS-94 una disminución de 9% con respecto a los valores oficiales.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail
Sandoval Berenice Del Carmen	ROL CA ☐ AS ☐ TU ☒ JU ☐
	CVLAC 8.884.428
	e-mail beresandoval@hotmail.com
	e-mail
	ROL CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ☒
	CVLAC .
	e-mail
	e-mail
	ROL CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ☒
	CVLAC
	e-mail
	e-mail
	ROL CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ☐
	CVLAC
	e-mail
	e-mail

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2018	06	28

LenguajeSpa_____

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

Archivo(s):

Nombre de archivo
TESIS DE GRADO YDALMI_TOMO1.docx
TESIS DE GRADO YDALMI_TOMO1.pdf

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

Alcance:

Espacial: _____ (Opcional)

Temporal: _____ (Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero Geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo: Pre-Grado

Pregrado

Área de Estudio:

Departamento de Ingeniería Geológica

Otra(s) Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

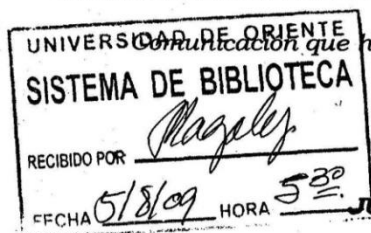
Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

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



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CURVELO
Secretario



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

JABC/YGC/maruja

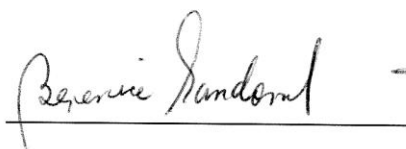
Apartado Correos 094 / Telfs: 4008042 - 4008044 / 8008045 Telefax: 4008043 / Cumaná - Venezuela

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 6/6

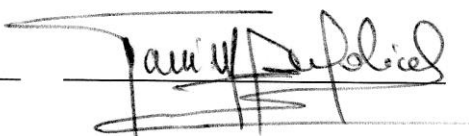
Artículo **41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II semestre 2009, según comunicación CU-034-2009)**: "Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."



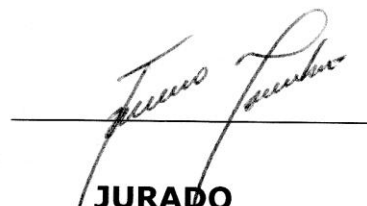
AUTOR
Ydalmi Ramírez



TUTOR
Prof. Berenice Saldoval



JURADO
Prof. Javier Ramos



JURADO
Prof. Francisco Monteverde