

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



**IDENTIFICACIÓN DE NUEVAS ACUMULACIONES DE
HIDROCARBUROS EN EL CAMPO LEVAS, DISTRITO SAN
TOMÉ. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. MEDIANTE LA
ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LA ARENA
T**

**TRABAJO FINAL DE
GRADO PRESENTADO POR
LA BACHILLER ROMERO
H. MARIELIS D. PARA
OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, JULIO 2019



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

ACTA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, titulado: **IDENTIFICACIÓN DE NUEVAS ACUMULACIONES DE HIDROCARBUROS EN EL CAMPO LEVAS DISTRITO SAN TOMÉ. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. MEDIANTE LA ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LA ARENA T**, presentado por la bachiller, **MARIELIS DEL VALLE ROMERO HENRIQUEZ** cédula de identidad N°V-23.806.820, como requisito parcial para optar al título de **INGENIERO GEÓLOGO**, ha sido **APROBADO** por el jurado integrado por los profesores, de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente.

Nombre y Apellido:

Prof. Berenice Sandoval
(Asesor)

Prof. Javier Ramos
(Jurado)

Prof. José González
(Jurado)

Firma:

Berenice Sandoval
Javier Ramos
José González

Javier Ramos
Prof. Javier Ramos
Jefe del Departamento de
Ingeniería Geológica

Prof. Francisco Monteverde
Director de Escuela

En Ciudad Bolívar, 10 de julio de 2019

DEDICATORIA

Al Espíritu Santo mi mayor anhelo y orgullo, mejor amigo fiel y verdadero que siempre estuvo conmigo en cada momento de mi vida y en esta etapa importante y crucial, porque sin su orientación, consejos y ayuda no habría logrado alcanzar esta meta, gracias a su amor infinito y misericordia. Te Amo inmensamente

A mis padres Amarilis Henríquez y Jesús Romero, por su sacrificio y constancia en el transcurso de mi carrera universitaria, por su confianza plena que me brindaron en esta meta, por estar conmigo en mis momentos de felicidad y tristeza, mejores padres Dios no me pudo haber regalado, agradecida con Dios por escogerme como mis padres. Los Amo gigantemente.

A mis hermanas (os) Luisa, Carolina, Rodolfo, Jesús Armando y Alexis porque siempre han estado allí apoyándome en todo lo que necesito, gracias a ustedes también los amo.

A mi Tío Francisco León, que me quería como a una hija, aunque ya no esté con nosotros, siempre me apoyo en vida en todo lo que estuvo a su alcance y por su constante preocupación por mí, esta dedicatoria también es para ti, siempre te recordare, te quiero y te querré siempre.

A mi Tía Miguelina Henríquez, que siempre ha estado conmigo apoyándome siempre y constante preocupación hacia mi persona, esta dedicación también va para ti tía, te quiero muchísimo.

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso y el Espíritu Santo por darme todas las grandiosas experiencias y lecciones que he tenido en mi vida, que han sido un regalo y me han permitido culminar con éxito mi carrera en la Universidad de Oriente.

A mi madre, mi padre y a toda mi familia, arquitectos y constructores del camino que he recorrido toda mi vida, ellos son los artífices principales de mis logros y nunca podré ser capaz de pagarles y agradecerles todo lo que han hecho por mí.

A la Universidad de Oriente la Casa más Alta, por abrirme las puertas y brindarme la educación académica y realizarme para mi desarrollo profesional recibiendo conocimientos de excelentes profesionales, a los cuales le agradezco inmensamente por su constancia, dedicación y paciencia para mi formación como Ingeniero Geólogo.

A PDVSA Distrito San Tomé y la gerencia de Reservas por brindarme la oportunidad de adquirir experiencia laboral en sus instalaciones con excelentes profesionales, que me brindaron su apoyo para cumplir esta meta., en especial a los Geólogos que la conforman, por siempre apartar un espacio de su valioso tiempo para orientarme. Sra Lorena Pérez, Yamery González, Tayde Moreno, Mariana Madero, Dianorat Moronta, Karina, Lorennys Aponte, Hector Belizario, Neidelys, etc. A mis primos Hernan Romero y Laineth Lopez, por su contribución a esta formación académica

A mis tutoras industriales y académico Ing Geol. Lisandra Conde, Geol. Omarys Bastardo, Berenice Sandoval por su dedicación y paciencia, por compartir sus conocimientos y estar dispuesto a ayudarme en este Trabajo de Grado.

RESUMEN

El presente estudio se realizó en PDVSA Distrito San Tomé Estado Anzoátegui de la Formación Oficina, éste consistió en la actualización del modelo geológico de la arena T con el propósito de identificar nuevas acumulaciones de hidrocarburos, pertenecientes al Campo Levas. Para ello se elaboraron los modelos Estratigráfico y Sedimentológico, que permitieron verificar la continuidad lateral y vertical de la arena T de la Cuenca Oriental de Venezuela, para así actualizar el modelo sedimentológico y estratigráfico, obteniendo nuevas acumulaciones de reservas de hidrocarburos. Con el fin de explicar las bajas resistividades en pozos productores y a su vez validar el modelo petrofísico que permitan verificar a su vez los recursos de hidrocarburos y optimizar los esquemas de explotación del área de estudio. Primero se realizó la correlación detallada de 197 pozos que integran el área de estudio; la elaboración de secciones estructurales y estratigráficas que sirvieron para definir la continuidad lateral de los cuerpos, estructuras predominantes y límites de yacimientos. Mediante el estudio de las electrofacies se determinó que el ambiente es fluvial. El aporte de sedimentos proviene del Sureste, específicamente en las zonas distribuidas de llanuras de inundación, caracterizado por la presencia de facies de canales entrelazados amalgamados, llanuras de inundación y facies de barras fluviales. Se generó el modelo estructural corroborándose que es un homoclinal con buzamiento sudeste de 3° a 4° hacia el Noreste. A través de la evaluación petrofísica realizada a 29 pozos se obtuvieron los parámetros de corte que dieron como resultado una Resistividad (R_{tc}) = 14 ohm-m, Saturación de agua (S_{wc}) = 60%, Saturación de agua irreducible (S_{wi}) = 15%, Volumen de arcillosidad (V_{sh}) = 22%, Porosidad efectiva (ϕ_{ec}) = 18% y Permeabilidad (K) = 620 mD. El POES del YAC. T LM 253 el valor obtenido fue de 2.987.701,58 BN, con unas R. rec de 537.426,28 BN y unas R. rem de 363.472 BN, para el YAC.T LG 405 con un POES de 2.921.159,43 BN, con R. rec de 642.655,07 BN, y unas R. rem de 144.421 BN, para el YAC. T LM 408 con un valor de POES de 3.581.247,18 BN, con unas R. rec de 537.187,08 BN, unas R. rem de 492.607 BN; y para el YAC. T LM 416 con un valor arrojado del POES de 7.653.767,80 BN, con unas R. rec de 1.148.065,17 BN, y unas R. rem de 1.129.393 BN. Para los PROSP. T LG 420 un valor de POES arrojado de 555.372.198,03 BN, y unas R. rec. de 833.058,71 BN, y unos resultados de 83.305.830 BN de R. rem, y PROSP. T LG 436 con un POES de 514.218,86 BN, con un cálculo de R. rec que dio como resultados obtuvieron de 77.132,83 BN, y unas R. rem. de 77.133 BN.

CONTENIDO

Página

PORTADA.....	i
ACTA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	v
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS	xi
LISTA DE APÉNDICES	xii
LISTA DE ANEXOS	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
SITUACIÓN A INVESTIGAR.....	2
1.1 Situación objeto de estudio	2
1.2 Objetivos de la investigación.....	2
1.2.2 Objetivo general	2
1.2.3 Objetivo específicos.....	3
1.3 Justificación de la investigación	3
1.4 Alcance de la investigación.....	4
1.5 Limitaciones de la investigación.....	4
CAPÍTULO II	5
GENERALIDADES.....	5
2.1 Ubicación del área de estudio	5
2.2 Geología regional	6
2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	6
2.3 Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	6
2.3.1 Límites de la Cuenca Oriental de Venezuela	7
2.3.2 División de la Cuenca Oriental de Venezuela	8
2.4 Geología Local	11
2.4.1 Área Mayor de Oficina	11
2.4.2 Estratigrafía del área Mayor de Oficina.....	13
2.5 Geología área Mayor de Oficina	20
2.5.1 Estructura del área Mayor de Oficina	20
2.5.2 Sedimentología del área Mayor de Oficina.....	21
2.5.3 Características de las acumulaciones y producción del área Mayor de Oficina.....	22
2.5.4 Características Petrofísicas del área Mayor de Oficina	24

CAPÍTULO III	25
MARCO TEÓRICO	25
3.1 Antecedentes o estudios previos	25
3.2 Fundamentos teóricos.....	26
3.2.1 Descripción del Modelo Geológico	26
3.2.2 Modelo Estático	26
3.2.3 Evaluación Petrofísica.....	28
3.2.4 Mapas Geológicos.....	28
3.2.5 Terminología utilizada para realizar medidas en los registros.....	30
3.2.6 Tipos de pozos	32
3.2.7 Tipos de perfiles de pozos.....	33
3.2.8 Interpretación básica de las curvas de los perfiles	39
3.2.9 Discordancia (unconformity)	39
3.2.10 Fallas de la corteza terrestre	40
3.2.11 Tipos de fallas	40
3.2.12 Ambientes Sedimentarios	45
3.2.13 Facies sedimentarias	46
3.2.14 Parámetros petrofísicos	47
3.2.15 Yacimiento	55
3.2.16 Caracterización geológica de los yacimientos	56
3.3 Descripciones de términos básicos.....	57
3.3.1 Correlación.....	57
3.3.2 Secciones Geológicas.....	58
3.3.3 Yacimiento	59
3.3.4 Reservas de Hidrocarburos	62
3.3.5 Clasificación de las reservas de acuerdo al método de recuperación.....	66
3.3.6 Estimación de reservas	66
CAPÍTULO IV	68
METODOLOGÍA DE TRABAJO	68
4.1 Tipo de investigación	68
4.2 Diseño de la investigación	68
4.2.1 Investigación Documental.....	69
4.3 Población de la investigación.....	69
4.4 Muestra de la investigación.....	70
4.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	70
4.5.1 Técnicas de recolección de datos	70
4.5.2 Instrumentos de recolección de datos	72
4.6 Etapas de la investigación	75
4.6.1 Recopilación y validación de la información.....	76
4.6.2 Definición de las variaciones de espesor, relaciones verticales y horizontales de la arena T.....	81
4.6.3 Análisis estructural de la arena T.....	92
4.6.4 Construcción del mapa estructural.....	95

4.6.5 Definición del ambiente de la arena T	96
4.6.6 Validación de la evaluación petrofísica integrando la información de las nuevas perforaciones en los yacimientos.....	109
4.6.7 Elaboración del mapa isópaco-estructural del nivel estratigráfico de la arena T del campo Levas	109
4.6.8 Cuantificación de las reservas de hidrocarburos contenidas en la arena T, mediante el uso del método volumétrico	109
CAPÍTULO V	113
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	113
5.1 Definición de las variables de espesor, relación verticales y horizontales de la arena T	113
5.1.1 Correlación litoestratigráfica.....	113
5.1.2 Interpretación de las secciones estratigráficas.	114
5.2 Análisis estructural de la arena T	122
5.2.1 Revisión de mapa del plano de falla	122
5.2.2 Interpretación de las secciones estructurales.....	124
5.3 Definición del ambiente de la arena T.....	124
5.3.1 Modelo sedimentario conceptual	119
5.3.2 Mapa de electrofacies.....	120
5.3.3 Interpretación del ambiente.....	121
5.4 Evaluación petrofísica de los yacimientos y prospectos.	121
5.4.1 Cálculo de los parámetros petrofísicos	126
5.4.2 Evaluación petrofísica.....	126
5.4.3 Promedio ponderado por yacimiento y prospectos	127
5.4.4 Mapa de arena neta tota (ANT) o isópaco	131
5.5 Mapa isopaco-estructural del nivel estratigráfico de la arena T del Campo Levas.	132
5.6 Cuantificación de las reservas de hidrocarburos contenidas en la arena T	133
5.6.1 Cálculo del área y volumen.....	136
5.6.2 Cálculos del POES (BY/BN)	136
5.6.3 Cálculos de las Reservas Recuperables (BN)	137
5.6.4 Cálculos de las Reservas Remanentes (BN)	138
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	141
Conclusiones	141
Recomendaciones.....	142
REFERENCIAS	144
APÉNDICES.....	150
ANEXO	159

LISTA DE FIGURAS

	Página
2.1 Ubicación geográfica del Área de estudio	5
2.2 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	6
2.3 Ubicación de las grandes Cuencas de Venezuela basadas en la distribución de sus provincias sedimentarias. (modificado de WEC Schlumberger, 1997).	8
2.4 Flanco Norte y Sur de la Subcuenca de Maturin (PDVSA-Intevep, 1997).	11
2.5 Ubicación Geográfica del Área Mayor de Oficina.	13
2.6 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina	14
2.7 Conjuntos de Fallas del Área Mayor de Oficina	20
3.1 Diagrama que muestra la terminología general de los registros (Modificado de PDVSA INTEVEP, 1997)	31
3.2 Interpretación básicas de las curvas de los perfiles (Falla, E, 2005)	39
3.3 Discordancia A. Finierosiva; B Paleorelieve (corrales y otros, 1977).	40
3.4 Tipos de Fallas (Proyecto GEO Iberoamericano, 2005).	41
3.5 Desplazamientos por fallas normales (Schlumberger, 2005).	42
3.6 Horst y Graben (Schlumberger, 2005).	43
3.7 Diagramas de bloques de trampas estructurales y estratigráficas (Schlumberger, 2005)	44
3.8 Tipos de ambientes sedimentarios (Alfonsi, P.1999).	45
3.9 Esquema de facies deltaicas con algunas respuestas típicas de perfiles (Atlas Wireline Services, 1988).	46
3.10 Influencia de tamaño de granos y el escogimiento en la porosidad (Alcalá, E. 2012)	49
3.11 Influencia de la cementación en la porosidad (Alcalá, E. 2012).	49
3.12 Saturación de la Formación (Alcalá, E. 2012)	52
3.13 Representación esquemática de un yacimiento (Pérez, M. 2009).	56
3.14 Clasificación en los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen (PDVSA CIED., 1997).	60
3.15 Tipos de formas de GR y SP, para identificar litologías (Sandoval, 2006).	62
3.16 Delimitaciones del área de reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).	65
4.1 Flujograma de trabajo	76
4.2 Venta principal de WEBCHANNELS.	78
4.3 Ruta de acceso de registros de pozos de WEBCHANNELS	79
4.4 Mapa base del nivel T Campo Levas	80
4.5 Registro tipo, pozo LM 250	82
4.6 Project Status.....	83
4.7 Stratworks	83
4.8 Correlation Setup	84

4.9 Menú Stratworks	84
4.10 Ventana de correlation	85
4.11 Correlación estratigráfica en Openworks.....	85
4.12 Mallado de secciones estratigráficas de la arena T	87
4.13 Menú Cross-Section Setup.....	88
4.14 Marcador lutítico	88
4.15 Menú Scaling Parameters.....	89
4.16 Secciones estratigráficas en MapView.....	91
4.17 Secciones estratigráfica realizada en MapView llevada a correlation, e importada a Cross Section	91
4.18 Imagen en cross section	92
4.19 Mallado de la sección estructural de la arena T	94
4.20 Sección Estructural.....	94
4.21 Mapa Estructural	95
4.22 Ventana de Log Signature Posting de MapView	97
4.23 Criterio para la interpretación de electrofacies (Acosta, R. 2006).....	98
4.24 Mapa base para la interpretación de electrofacies.....	99
4.25 Generación del Mapa de ambiente	100
4.26 Mapa Isópaco Estructural en SIGEMAP	109
5.1 Correlación del Nivel de la Arena T	114
5.2 Sección estratigráfica A-A' Arena T.....	115
5.3 Sección estratigráfica B-B' Arena T	116
5.4 Sección estratigráfica C-C' Arena T	116
5.5 Sección estratigráfica D-D' Arena T.....	117
5.6 Sección estratigráfica E-E' Arena T	118
5.7 Plano de falla actualizado del Campo Levas.....	119
5.8 Sección estructural A-A' Arena T.....	120
5.9 Sección estructural B-B' Arena T	121
5.10 Sección estructural C-C' Arena T	122
5.11 Modelo conceptual de Boyd, R., Dalrymple, R.W. y Zaitlin, B.A. (1992)	123
5.12 Mapa de ambiente Arena T	125
5.13 Gráfica de Resistividad de Formación vs Saturación de Agua	129
5.14 Gráfica de Volumen de Arcilla vs Saturación de Agua	129
5.15 Gráfica de Porosidad Efectiva vs Volumen de Arcilla	130
5.16 Gráfica de Permeabilidad vs Porosidad Efectiva	131
5.17 Mapa de Arena Neta Total (ANT)	133
5.18 Mapa Isópaco-Estructural Nivel T	135

LISTA DE TABLAS

	Página
4.1 Descripción de los pozos involucrados en las secciones estratigráficas	90
5.1 Valores de R_w obtenidos aplicando la Ley de Archie	127
5.2 Resumen de los parámetros de corte	131
5.3 Valores de promedios ponderados (yacimientos)	132
5.4 Valores de promedios ponderados (prospectos)	132
5.5 Resultados del cálculo de área y volumen (yacimientos)	136
5.6 Resultados del cálculo de área y volumen (prospectos).....	136
5.7 Resultados del cálculo del POES (yacimientos)	137
5.8 Resultados del cálculo del POES (prospectos)	137
5.9 Resultados de las Reservas Recuperables (yacimientos)	137
5.10 Resultados de las Reservas Recuperables (prospectos)	138
5.11 Resultados del cálculo de las Rservas Remanentes (yacimientos)	138
5.12 Resultados del cálculo de las Reservas Remanentes (prospectos).....	138

LISTA DE APÉNDICES

	Página
A. RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL ÁREA Y VOLUMEN TOMADOS DESDE SIGEMAP	151
A.1 Yacimiento T LM 253.....	152
A.2 Yacimiento T LG 405	152
A.3 Yacimiento T LM 408.....	152
A.4 Yacimiento T LM 416.....	153
A.1 Prospecto T LG 420	153
A.1 Prospecto T LG 436	153
B. RESUMEN DE LOS VALORES PROMEDIOS OBTENIDOS DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA POR POZO	154
B.1 Yacimiento T LM 253.....	155
B.2 Yacimiento T LG 405.....	155
B.3 Yacimiento T LM 408.....	155
B.4 Yacimiento T LM 416.....	156
B.5 Prospecto T LG 420.....	156
B.6 Prospecto T LG 436.....	156
C.RESULTADO DEL CÁLCULO DEL POES,RESERVAS RECUPERABLES Y RESERVAS REMANTES DE LOS YACIMIENTOS/PROSPECTOS A TRAVÉS DEL FACTOR VOLUMÉTRICO (BOi) Y EL FACTOR DE RECOBRO (FR) Y LA PRODUCCIÓN ACUMULADA	157
C.1 Resultados del cálculo del POES	158
C.2 Resultados del cálculo de las Reservas Recuperables	158
C.3 Resultados del cálculo de las Reservas Remanentes.....	158

LISTA DE ANEXOS

- 1 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA A-A' ARENA T, YAC. T LM 416
- 2 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA B-B' ARENA T PROSP. T LG 436
- 3 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA C-C' ARENA T PROSP. T LG 420
- 4 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA D-D' ARENA T YAC. T LG 405
- 5 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA E-E' ARENA T YAC. T LM 253
- 6 SECCIÓN ESTRUCTURAL A-A' ARENA T
- 7 SECCIÓN ESTRUCTURAL B-B' ARENA T
- 8 SECCIÓN ESTRUCTURAL C-C' ARENA T
- 9 MAPA DE PALEOAMBIENTE ARENA T
- 10 MAPA DE ARENA NETA TOTAL (ANT) O ISÓPACO NIVEL T
- 11 MAPA ISÓPACO ESTRUCTURAL Y ARENA NETA PETROLÍFERA
(ANP) NIVEL T

INTRODUCCIÓN

Desde el punto de vista geológico, el Campo Levas se encuentra ubicado, al Sureste del estado Anzoátegui dentro del Municipio Freites, perteneciente a la Unidad de Explotación Liviano-Mediano-Dación, del Distrito San Tomé de época Mioceno inferior a medio cerca de la población de San Tomé.

El presente estudio tiene como finalidad la revisión de los yacimientos Oficiales TS LM 253, TML LM 408, y TL LG 405, del área de estudio del Campo Levas, donde las Reservas Recuperables Totales, fueron superadas por la producción acumulada de petróleo en algunos casos. Para la revisión disponible tomando como punto de partida los mapas oficiales y los datos básicos obtenidos del Libro de Reservas 2017, la revisión llevada a cabo tiene como premisa actualizar y revisar la información que se encuentren con la producción y superar las Reservas obtenidas en los años anteriores, de esta manera también identificar nuevas acumulaciones de hidrocarburos en el nivel de la Arena T, a través de la evaluación de la información de pozos e integración de información geológica regional y local existente

El desarrollo de la presente investigación está presentado en cinco capítulos. En el capítulo I se presentan el planteamiento del problema, los objetivos, justificación, y limitaciones del estudio. El capítulo II corresponde a las generalidades, enmarcado en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Formación Oficina del Área Mayor de Oficina en el estado Anzoátegui. El marco teórico se muestra en el capítulo III. La metodología empleada para el desarrollo de la investigación se desarrolla en el capítulo IV. El capítulo V se destinó a la presentación y análisis de los resultados obtenidos en cada una de las etapas de la metodología aplicada. Por último, se presentarán las conclusiones y recomendaciones generadas del análisis de los resultados como consecuencia final del estudio.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación objeto de estudio

Actualmente Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) como empresa líder tiene la responsabilidad de gestionar los recursos petroleros del país, para generar beneficios sociales y económicos a la nación mediante la exploración, producción, mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable y segura, aplicando técnicas y estrategias que permitan ampliar las mismas de manera productiva.

Para estos fines la División Ayacucho, Gerencia de Reservas FPO, requiere realizar actualizaciones o reinterpretaciones geológicas de las arenas petrolíferas que actualmente se encuentran en explotación, con el fin de contar con modelos geológicos actualizados, que permitan obtener el máximo aprovechamiento económico de sus recursos, así como también localizar nuevas acumulaciones de hidrocarburos, que permitan cumplir de manera óptima el plan de explotación de la División.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.2 Objetivo general

Identificar nuevas acumulaciones de hidrocarburos en el Campo Levas, Distrito San Tomé. Cuenca Oriental de Venezuela, mediante la actualización del modelo geológico de la arena T.

1.2.3 Objetivos específicos

1. Definir las variaciones de espesor, relaciones verticales y horizontales de la arena T por medio de la correlación de registros de pozos y elaboración de secciones estratigráficas, que permitan la visualización de un modelo estratigráfico confiable.

2. Analizar estructuralmente la arena T, a través de la elaboración de secciones estructurales y revisión de plano de fallas.

3. Definir el ambiente de la arena T, analizando las respuestas electrográficas de los pozos que se encuentran en el área de estudio.

4. Evaluar las propiedades petrofísicas integrando la información de las nuevas perforaciones en los yacimientos.

5. Elaborar el mapa isópaco-estructural del nivel estratigráfico de la arena T del Campo Levas a partir de las estructuras geológicas presentes en los yacimientos y el espesor de la arena.

6. Cuantificar las reservas de hidrocarburo contenidas en la arena T, mediante el uso del método volumétrico.

1.3 Justificación de la investigación

En el Campo Levas se ha presentado la necesidad de actualizar el modelo geológico, ya que los yacimientos que lo conforman están próximos a que su producción supere las reservas recuperables de petróleo y gas los cuales están incluidos dentro del Plan Estratégico Socialista (PES).

Se requiere es generar un modelo estático; el cual conlleva a la integración de aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos y petrofísicos, estableciendo revisiones y actualizaciones de ideas que permitan la máxima recuperación económica de las reservas pertenecientes a dichos campos.

1.4 Alcance de la investigación

Realizar la reinterpretación del modelo geológico de la arena T de los yacimientos T LM-253, TL LG-405, TML LM-408, T LM-416, que permita la generación del modelo final de reservas, con la identificación de nuevas acumulaciones de hidrocarburo del campo.

1.5 Limitaciones de la investigación

Los principales factores que podrían limitar el desarrollo de este trabajo en su elaboración son:

1. La ausencia de registros de pozos en físico en la sala de archivo.
2. La falta de data de pozos que no se encuentren cargados en el sistema de base de datos de la unidad.
3. La poca información a nivel de registros especiales que permitieran reducir incertidumbres.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Ubicación del área de estudio

Los campos pertenecientes a la Unidad de Explotación Liviano-Mediano-Dación están ubicados, al Sureste del estado Anzoátegui dentro del Municipio Freites, cerca de la población de San Tomé. Entre las coordenadas máximas N: 992.002; E: 421.592 y mínimas N: 997.601; E: 379.127. (Figura 2.1).

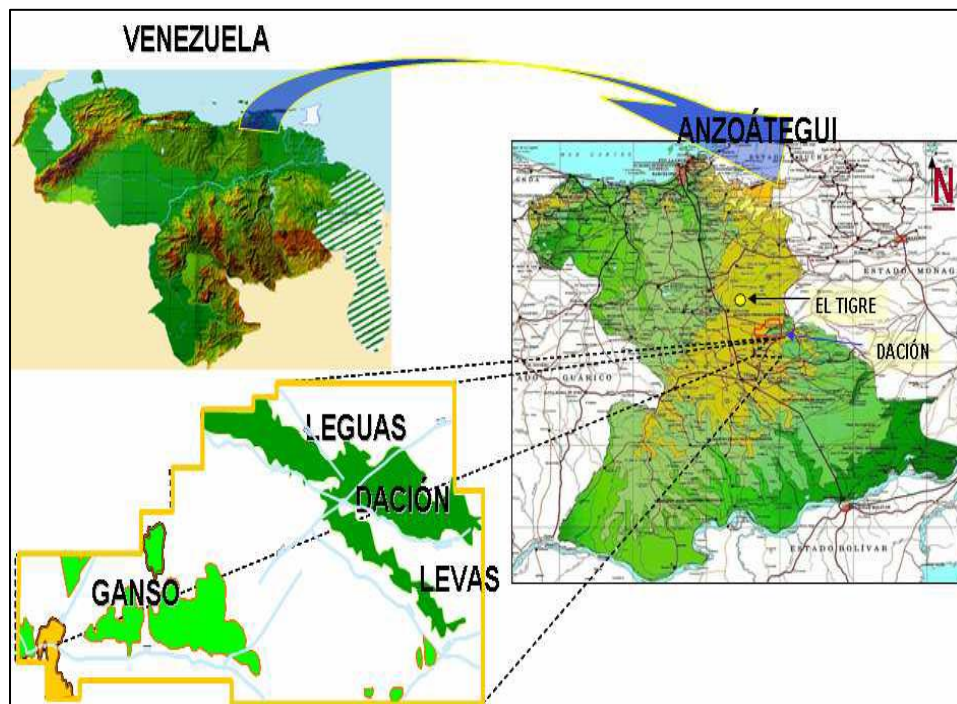


Figura 2.1 Ubicación geográfica del Área de estudio.

2.2 Geología regional

2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela está localizada en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural y se constituye como la segunda cuenca más importante de Venezuela. 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 Km. (Figura 2.2).

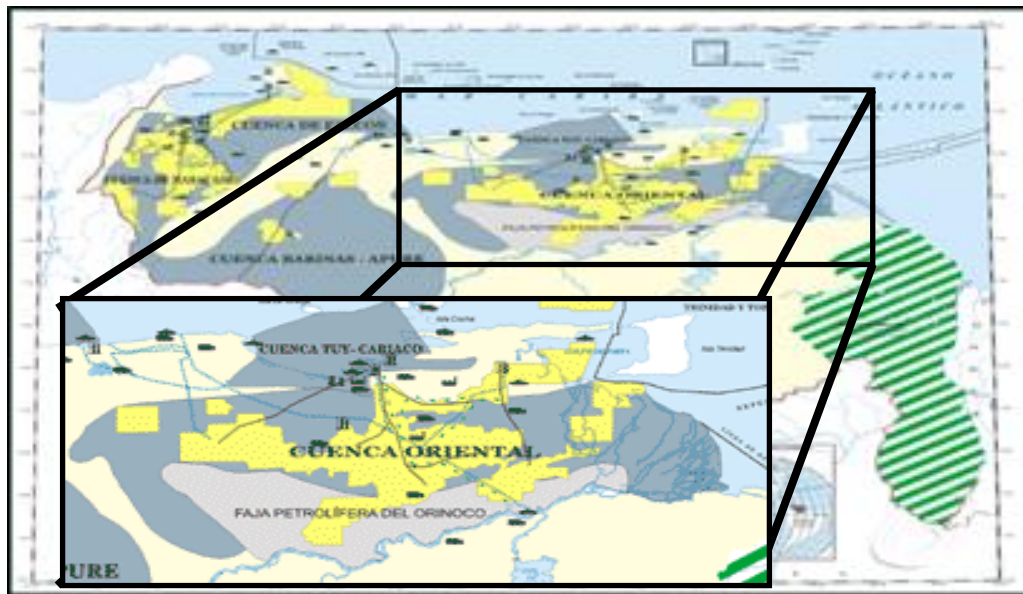


Figura 2.2 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela

2.3 Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela

Esta cuenca está situada en la zona Centro-Este de Venezuela formando una depresión topográfica, estructural y asimétrica, la cual 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 abarcando los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y una extensión menor en el estado Sucre.

El espesor de las columnas sedimentarias terciarias varía desde pocos centenares de metros en los bordes meridional y occidental y su volumen total de sedimentos se estima en alrededor de medio millón de kilómetros cúbicos.

La perforación en busca del petróleo de la Cuenca Oriental comenzó en 1980, Cuando la empresa *Graham Company*, de trinidad abandonó 4 pozos secos, uno de 1200 pies, en las cercanías de los menes de la Brea y de Capure, del área de Pedernales, donde explotaba asfalto. El petróleo de Pedernales fue encontrado por la *Standard Oil Company* en 1933 con el pozo Paria-2. Por su contenido de Hidrocarburos es la segunda Cuenca en magnitud de América del Sur y Venezuela, después de la Cuenca del Lago de Maracaibo. Más de 12.000 pozos han sido perforados, 35 grandes campos, y 260 campos menores han sido descubiertos en los 90 años de exploración y producción (PDVSA-Intevep, 1997).

2.3.1 Límites de la Cuenca Oriental de Venezuela

Limitada al Sur por el curso del río Orinoco desde la desembocadura del río Araura hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento del Baúl, y su conexión estructural con el mencionado cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos portuguesa y Pao y al Norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la Cuenca continua por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la cordillera Septentrional de la isla de Trinidad y se hunde en el atlántico al Este de la costa del delta del Orinoco (González de Juana, C. 1980) (Figura 2.3).

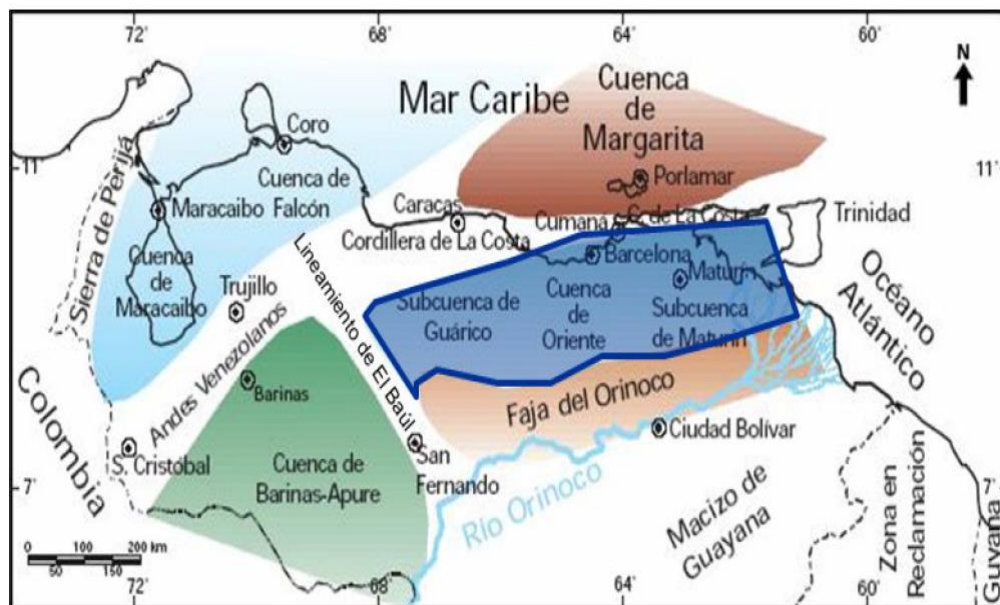


Figura 2.3 Ubicación de las grandes cuencas de Venezuela basadas en la distribución de sus Provincias sedimentarias. En azul se encuentra enmarcada la Cuenca Oriental de Venezuela (modificado de WEC Schlumberger, 1997).

2.3.2 División de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela ha sido subdividida basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas en dos subcuencas, las cuales son: la primera corresponde a la Subcuenca de Guárico y la segunda la Subcuenca de Maturín. Estas dos subcuencas están separadas por el Arco de Urica, y asociado al corrimiento de Anaco-San Joaquín-Santa Ana (González de Juana, C. 1980).

2.3.2.1 Subcuenca de Guárico

Comprende los campos del estado Guárico y parte Norte del estado Anzoátegui. Su Flanco Norte, se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el

sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo, hacia el Sur la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales y grábenes, tales como el graben de Espino, en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, y con un acuñaamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección (WEC Schlumberger, 1997).

Sus principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos. La roca madre principal (Grupos Guayuta y Temblador) se supone sobrecorrida actualmente por el frente de deformación del norte de Guárico, los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades del yacimiento, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina; las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales). Presenta un marco complejo en lo referente a sus sistemas petroleros. Se reconocen cuatro sistemas: (1) Querecual–Oficina; (2) Temblador–La Pascua; (3) Querecual–Chaguaramas y (4) Oficina (Di Croce, 1999).

2.3.2.2 Subcuenca de Maturín

Constituye la principal área petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela, esta Subcuenca es asimétrica y paralela a la Serranía del Interior, con el flanco Sur apoyado en el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana, caracterizado por un régimen extensivo y su flanco Norte caracterizado por la presencia de estructuras compresivas asociadas a la colisión de la placa del Caribe con la placa Suramericana (PDVSA-Intevep, 1997).

En la subcuenca, desde el Eoceno hasta el Pleistoceno se produjo una traslación paralela del eje de máxima depositación de la subcuenca hacia el Sur. Los elementos tectónicos, se presentan en efectos deformantes de intensidad decreciente a partir de

la zona orogénica principal. La configuración final de la subcuenca se alcanzó al final del Plioceno superior, cuando ocurrió un episodio de suaves levantamientos y de inclinación regional. El área ubicada frente al corrimiento de Pirital constituye una zona estructuralmente compleja, presentando fallas inversas, corrimientos, formando bloques y/o anticlinales que afectan principalmente al Cretácico y al Terciario Inferior (PDVSA-Intevep, 1997).

Podría afirmarse que la deformación estructural y los acúñamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al Norte del corrimiento de Pirital y otro al Sur. La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del Flanco Norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia que abarca desde el Cretácico temprano hasta el Pleistoceno. El flanco Sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la Subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en su parte inferior como representación del Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en la que se alternan ambientes fluviosdeltáicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales. La parte central está representada por el bloque para autóctono, el cual es una cuenca de antepaís que se extiende entre el frente de montaña de la serranía y el cratón, constituido por el alineamiento Tejero-Furrial, que corresponde a una zona de transición, representada por un conjunto de escamas o imbricaciones frontales y corrimientos que se horizontalizan en profundidad y a los cuales están asociadas las grandes acumulaciones de petróleo en el norte de Monagas (PDVSA-Intevep, 1997) (Figura 2.4).

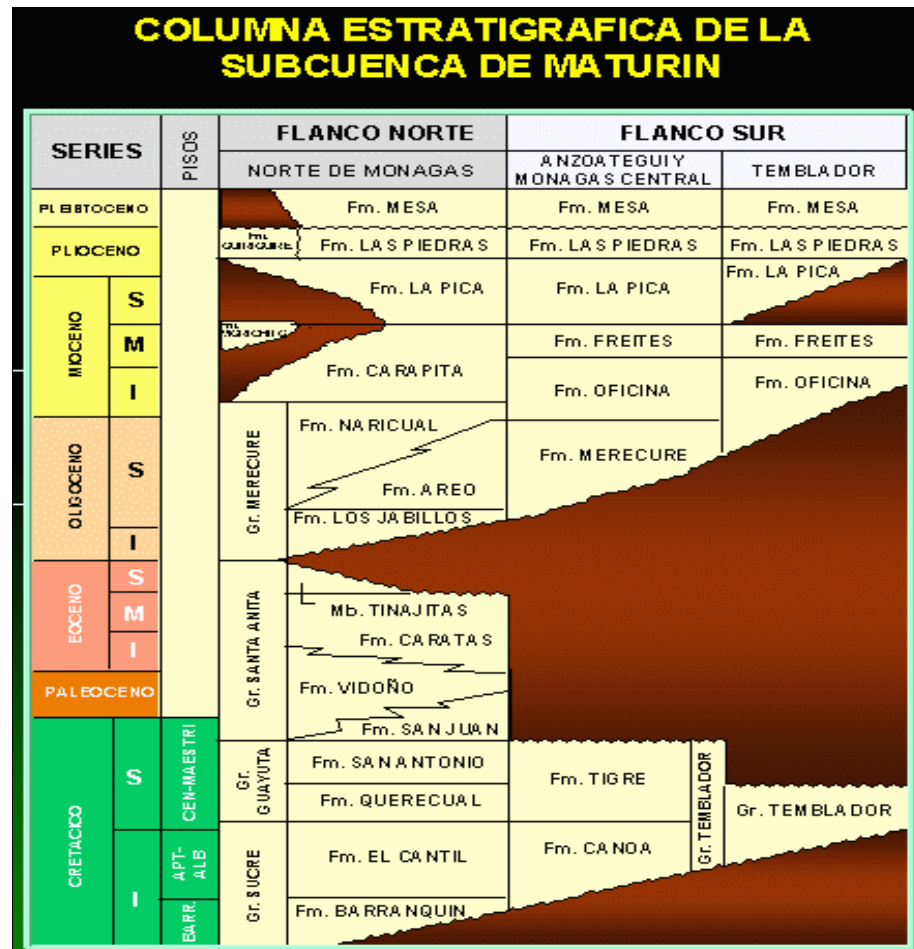


Figura 2.4 Flanco Norte y Sur de la Subcuenca de Maturín (PDVSA-Intevep. 1997).

2.4 Geología local

2.4.1 Área Mayor de Oficina

El Área Mayor de Oficina se encuentra en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, la cual presenta una estructura original de tipo homoclinal con suave buzamiento entre 2 a 5°, interceptado por tres sistemas de fallas normales, el más conspicuo de ellos tiene rumbo Noreste-Suroeste, donde se destacan por su extensión

regional las fallas de Guara-Leona, atravesando los campos petrolíferos Guara Este y Guara Central, así como la falla de Merey ambas buzando al Norte. La falla de Guara-Leona, puede ser trazada en extensión de 60 Km y su desplazamiento vertical alcanza hasta 1.400 pies en el Campo Leona.

Sigue en importancia un sistema con rumbo Noroeste-Sureste, el cual es más notable en la región Suroeste del Área Mayor de Oficina donde ocurre la falla de Matapalo con una traza de aproximadamente 30 Km. Está limitada al Este por una línea de rumbo Noroeste, entre el extremo occidental del campo de Oritupano hasta el campo Onado, hacia el Sur, por una línea Este-Oeste situada al Sur de los campos Melones, Miga y Yopales, Sur que marca el límite convencional entre los crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, al Oeste, por el meridiano que pasa por el Campo de Budare, y al Noreste y Norte, por el Corrimiento de Anaco entre los campos del Toco y Guarío y desde este último campo, por una línea aproximada Oeste-Este hasta el Campo Nardo.

El Área Mayor de Oficina pertenece a la Subcuenca de Maturín y está ubicada en la región central de los estados Anzoátegui y Monagas, llega en el Norte hasta las áreas de Anaco y Jusepín, al Sur a los sectores Hamaca y Zuata de la faja petrolífera del Orinoco, al este los campos de Temblador, y al Oeste los de Guárico, tiene aproximadamente 120 km de largo y 60 km de ancho, con una extensión superficial de 14.500 K^m², la zona incluye un gran número de campos petroleros situados cerca del campo de oficina propiamente dicho, que es el mayor y más antiguo de la región. El pozo OG-1 (Oficina-1) de la Mene Grande Oil Company, descubrió el área el 30 de mayo de 1937, desde ese momento siguió el descubrimiento de nuevos campos hasta 1959, mediante Geología de Superficie, sondeos estructurales, y Geofísica: Merey y Yopales, Leona y Guara Desde esta fecha se han descubiertos muchos otros campos y la explotación ha aumentado constantemente hasta el punto de que hoy en día es la zona de perforación más activa en Venezuela. (Almarza, 1995). (Figura 2.5)



Figura 2.5 Ubicación Geográfica del Área Mayor de Oficina.

2.4.2 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina

El Área Mayor de Oficina pertenece al flanco Sur de la Subcuenca de Maturín la cual está conformada estratigráficamente por el Grupo temblador en su parte inferior, como representante del Cretácico, y un terciario suprayacente de edad Oligoceno-Pleistoceno que abarca desde la Formación Merecure hasta la Formación Mesa en el que se alternan ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales. (Almarza, 1995). La estratigrafía del Área Mayor de Oficina está representada en orden ascendente a partir del basamento por las formaciones: Hato Viejo, Carrizal, Grupo Temblador (Formaciones Canoa y Tigre, Merecure, Oficina, Freites, Las Piedras y Mesa) (Figura 2.6).

EDAD		DESCRIPCIÓN	FORMACIÓN	
PLIOCENO- PLEISTOCENO		Arenas de grano grueso y gravas, conglomera dos rojos y areniscas micáceas, friables de grano finos	MESA	
			LAS PIEDRAS	
MIO CENO	MED - SUP	Lutitas marinas no fosilíferas de color gris verdoso	FREITES	
	INFERIOR - MEDIO	Alternancia de lutitas y areniscas, con algunos Lignitos	O F I C I N A M E R E C U R E	A-B-C
				D-E-F-G
		H-I-J-K		
		K-L-M-N		
		O-P-Q		
		R-S		
		T-U1		
OLIGOCENO		Areniscas de grano fino a grueso con intercalaciones de lutitas carbonosas Clásticos basales transgresivos de corrientes fluviales y condiciones deltaicas	U2U-U2M-U2L	
			U3U/L U4,5U	
			U4,5L U6-U7	
CRETÁCICO		Areniscas y limolitas, glauconíticas y lutitas carbonáceas	TEMBLADOR	
CAMBRICO		Arcilitas verdosas, intercalaciones de niveles arenosos finos	CARRIZAL	
		Areniscas de grano fino a grueso ligeramente calcáreas	HATO VIEJO	
PRECÁMBRICO		Rocas ígneas y metamórficas	BASAMENTO	

Figura 2.6 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina.

2.4.2.1 Basamento

Está constituido por un conjunto de rocas ígneo-metamórficas Precámbricas de gran variedad, entre las cuales encontramos rocas félsicas como granitos (biotítico, porfídítico), granodiorita, gneis (granítico, porfídítico, granatífero), diorita cuarcífera

y rocas de medio a bajo grado metamórfico como lo son las filita cuarcífera, filitas, esquistos, mineralizaciones de vetas de cuarzo y mica (PDVSA-Intevep, 1997).

2.4.2.2 Formación Hato Viejo

Yace discordante sobre el basamento ígneo-metamórfico en el subsuelo de Guárico y parte Occidental de Anzoátegui. Litológicamente está constituida por areniscas de grano fino a grueso con algunas láminas de arcillitas verdosas, las arcosas pasan lateralmente a areniscas cuarcíferas y lentes conglomeráticos, en estas predominan los colores grises, a veces con tonos rojizos. El espesor promedio de la sección tipo es de más o menos 110 pies. Es de edad Paleozoico Medio (Devónico-Carbonífero) (PDVSA-Intevep, 1997).

2.4.2.3 Formación Carrizal

Esta formación fue definida por Hedberg (1942), sus sedimentos más antiguos, se remontan al Carbonífero-Pérmico, se encuentra presente en el subsuelo de Guárico y Anzoátegui Sur Occidental. Litológicamente consta de arcillitas verdosas, duras, masivas y densas, notablemente homogénea a pesar de la presencia de intervalos limosos con intercalaciones locales de areniscas o conglomerados de guijarros. Suprayace concordantemente sobre la Formación Hato Viejo e infrayace discordantemente al Grupo Temblador (PDVSA-Intevep, 1997).

2.4.2.4 Grupo Temblador

El Cretáceo es el depósito sedimentario más antiguo que se perfora en el Área mayor de Oficina. Descansa discordante sobre rocas ígneas y metamórficas del

complejo basal de Guayana, que había sido reducido a un peniplano y luego invadido por los mares desde el Norte y desde el Este. Su espesor es mayor en el Norte y disminuye en el Sur. El Grupo Temblador comprende las Formaciones Canoa y Tigre. (Almarza.R, 1995).

✓ Formación Canoa: representa la sedimentación inicial del Cretáceo, y está compuesta de asperones de grano grueso, areniscas, arcillitas, y limolitas terrestres. Generalmente moteados en tonos pocos brillantes de gris claro, amarillo, pardo, rojo y purpura, El espesor de este miembro varia de 90 a 427 metros (295 a 1391 pies) (Almarza R, 1995).

✓ Formación Tigre: concordante, depositadas en aguas marinas de poca profundidad se compone de areniscas y limolitas grises y verdosas, glauconíticas y de grano fino, areniscas grises de grano grueso, lutitas carbonáceas oscuras y limolitas y areniscas blancuzcas pulverulentas; este miembro varia en espesor de 90 a 183 metros (295 a 600 pies) (Almarza. R, 1995)

2.4.2.5 Formación Merecure

Es reconocida en el Subsuelo de Maturín, al Sur de frente de deformación y en los Campos de Anaco. Esta formación marca la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la Cuenca durante el Oligoceno Medio y el Mioceno Inferior y se caracteriza principalmente por la abundancia de más del 50% areniscas de granos finos a gruesos incluso conglomeráticas, de colores gris claro a gris oscuro, espesores en capas masivas mal estratificadas y muy lenticulares, con estratificación cruzada, la continuidad de capas de areniscas puede estar interrumpida por láminas y capas delgadas de lutitas negras, duras, carbonosas e intervalos de arcillas y limolitas grises. Las areniscas se presentan en paquetes de hasta 100 pies de espesor El contacto

superior con la Formación Oficina es de aparente concordancia, pese al marcador cambio litológico a ese nivel, por consideraciones regionales se presume que tanto el tope como la base de la Formación Merecure, se hacen más jóvenes hacia el sur y reflejan el avance del mar de Oficina en esa dirección. (González de Juana et al, 1980). En los registros eléctricos de esta formación (FUNKHOUSER. *Et. al*;1948 P. 1872) se observa una serie continua de picos; las resistividades son altas, independientemente del contenido de gas o petróleo y a pesar que el agua de Merecure es moderadamente salina se cree que estas resistividades son causadas por el carácter de la cementación de las areniscas más bien que por el contenido de fluidos.

2.4.2.6 Formación Oficina

(Mioceno inferior a Medio). Se Localiza en el subsuelo de Anzoátegui y Monagas formando parte de las unidades de la Cuenca Oriental, aflora en la superficie de los domos de Santa Ana y San Joaquín y en las cercanías del Campo Cerro pelado concordante sobre Merecure, se compone de lutitas interestratificadas de color gris, gris oscuro y gris marrón, con limolitas de color claro, areniscas mal cementadas de grano fino a grueso, lignitos y capas menores de caliza. Las areniscas suman el 30% de la formación, pero hacia la región de Anaco aumenta el porcentaje de lutita; puede observarse que los sedimentos presentan mejores características marinas y aumentan de espesor de Oeste a Este y de Sur a Norte. Esta formación tiene un espesor de 600 m hasta 1600 m en el área de Oficina y más de 2000 m en el área de Anaco (Almarza R, 1995).

2.4.2.7 Formación Freites

(Terciario: Mioceno Medio-Mioceno Tardío basal) Se extiende en el subsuelo, a través de todo el flanco sur de la subcuenca de Maturín casi hasta el río Orinoco, (FUNKHOUSER. *Et. al* ;1948) afirmaron que afloran en los domos de Santa Ana, y al Norte hasta Aragua de Barcelona. Descansa concordante y transicional sobre la Formación Oficina, y se compone esencialmente de arcillitas verdes a verdosas y lutitas; Puede distinguirse tres (3) intervalos, según la presencia de areniscas cerca del tope y de la base de la formación (Almarza R, 1995).

El intervalo superior consta de unos 100 m de areniscas delgadas arcillosas, de grano fino, ligeramente glauconíticas de color blanco verdoso; estas areniscas tienen notable continuidad lateral, el intervalo inferior también de unos 100 m de espesor, además de las lutitas gris verdosas típicas incluyen areniscas verdes amarillentas de grano medio a grueso, glauconíticas, calcáreas o sideríticas y muy fosilíferas, en toda la formación se presentan concreciones calcáreas-ferruginosas amarillentas en las lutitas. Hacia el Norte en los campos de Anaco la Formación Freites tiende a ser más arenosa. (González de Juana et al., 1980).

Las lutitas y arcillas de la formación constituyen el sello principal de los yacimientos petrolíferos de la Formación Oficina en el área mayor de Oficina, y contienen en la parte inferior, arenas productoras de hidrocarburos en algunos campos de la parte media y sur de esa área

2.4.2.8 Formación Las Piedras

(Mioceno Tardío-Plioceno). Aflora en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas, en el subsuelo se extiende hasta el este de pedernales, territorio Delta Amacuro y Golfo de Paria. Consiste en arenas ligníticas y

conglomeráticas. En la parte Sur central de la cuenca se halla en contacto estratigráfico concordante con la Formación Freites infrayacente, en la región de Anaco se encuentra discordante sobre Freites y Oficina. Consiste principalmente en sedimentos finos, mal consolidado que incluyen areniscas y limolitas más o menos carbonosas, lutitas arcillosas, arcillitas y lignitos, hacia el Norte incluye unas zonas basal conglomerática. Después de Las Piedras la sedimentación cesó en gran parte de la cuenca, que entra a formar parte del continente Suramericano (Almarza. R, 1995).

2.4.2.9 Formación Mesa

(Cuaternario Pleistoceno) Se extiende por los llanos centro-Orientales Y Orientales (Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas) se encuentran algunos afloramientos en los Estados Sucre y Bolívar, inmediatamente al Sur del río Orinoco. La unidad descansa en forma concordante y transicional sobre la formación Las Piedras, es de origen continental, depositada antes de los últimos movimientos, pues su superficie presenta ligera inclinación y arqueamiento, estando localmente fallada. Constituye las mesetas de cima plana que caracteriza al relieve de la Cuenca Oriental de Venezuela. Litológicamente consiste de arenas de grano grueso, deleznales, de algunos conglomerados con guijarros de cuarzo y lentes de arcillitas arenáceas, con estratificación cruzada (Almarza. R, 1995)

2.5.2 Sedimentología del Área Mayor de Oficina

La historia del Área Mayor de Oficina, se sitúa en el Paleozoico específicamente en el Devónico-Carbonífero hace unos 350 millones de años, reconociéndose durante este largo período tres ciclos sedimentarios: el primero ocurre 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 poco profundo, posteriormente sigue un período 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, las cuales se acumulan en toda la región, desde Pariaguán al oeste del Área Mayor de Oficina hasta el Campo Temblador. 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. (Almarza, 1995). Se mencionan escasos foraminíferos arcnáceos y abundantes restos de plantas que sugieren un ambiente de sedimentación de aguas dulces a salobres (González de Juana et al., 1980).

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. El ambiente de sedimentación de esta Formación corresponde a un extenso complejo deltaico que se extendió considerablemente hacia al Sur y Sureste hasta una línea cercana al curso actual del río Orinoco. Los sedimentos corresponden a alternancias repetidas de ambientes marinos de aguas bajas, marinos salobres y pantanos productores de carbón; en un mar que avanzaba y se retiraba sucesivamente, algunas capas de arena con lodos y capas delgadas de lignito cubren gran extensión superficial como

indicativo de un fondo tranquilo y estable, otras principalmente en la sección media de la formación son areniscas angostas que se alargan por distancia considerable y han sido atribuidas a barras y canales de arena. En síntesis la facies Oficina es retrograda hacia el sur y continuó retrogradando en la misma forma a mayor y menor velocidad, con muchas o pocas oscilaciones norte-sur hasta la transgresión de Freites (Almarza.R, 1995).

El ciclo Oligo-Mioceno, termina con la Formación Freites, depositadas en un ambiente marino somero, caracterizada por una sedimentación de grano fino.

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 que en el tope, donde el ambiente es de agua salobre a continental, este ciclo señala un ciclo deltaico muy alto que indicaría el avance del delta hacia el este.

Después de la Formación Las Piedras la sedimentación cesó en gran parte de la cuenca, que entra a formar parte del continente Suramericano. La Formación Mesa fue la última en sedimentarse desarrollándose una sedimentación fluvio-deltaica, a grandes rasgos se debe a la intercalación coalescente de abanicos aluviales, sedimentos fluviales, deltaicos y pantanosos.

2.5.3 Características de las acumulaciones y producción del Área Mayor de Oficina

Todos los yacimientos comerciales del Área Mayor de Oficina se han desarrollado en areniscas de las Formaciones Oficina y Merecure, aun cuando se han encontrado indicios de petróleo en el Grupo de Temblador. Las trampas de acumulación petrolíferas más comunes en el Área mayor de Oficina son:

1) Estructural-estratigráficas, donde los canales de arena fluvio- deltaicas, cerrados lateralmente por acuñaamiento, han sido cortados por fallas.

2) Estructurales encerradas por fallas, características de las arenas masivas de la formación Merecure.

3) Estratigráficas, que se deben al cierre de un yacimiento en todas direcciones por lenticularidad de la arenisca, se presenta en la formación Oficina y son las menos frecuentes. Las Formaciones Freites y las Piedras constituyen el sello superior (Almarza.R, 1995).

Prácticamente todas las acumulaciones de hidrocarburos se encuentran en el lado norte de las fallas, independientemente que este sea el lado levantado o deprimido de la misma. El gradiente del flanco sur de la cuenca indica que el movimiento del petróleo fue de norte a sur antes de entramparse contra la falla. También los alineamientos de campos productores principales se encuentran al norte de las líneas de fallas sub paralelas y más o menos igualmente espaciadas entre sí. Así, los campos principales de Mapiri, Soto, Mata y Aguasay se encuentran a lo largo de la falla de Mapiri – Zorro y Nardo – Zumo, contra la falla de Laysme situada a unos 15 kilómetros al sur de la anterior. Para explicar que el petróleo entrampado contra la falla de Laysme proviene de las lutitas del centro de la cuenca, se hace necesario admitir que el alineamiento de la falla Mapiri – Zorro dejó pasar grandes cantidades de petróleo hacia el sur, o sea que la falla este-oeste no se comporta como barrera durante la migración, esto conduce a pensar que durante estas primeras etapas de la sedimentación las fallas no iniciadas o apenas iniciadas no pudieron constituir barreras a la migración del petróleo. (Hedberg, H. 1948).

En el Área mayor de Oficina se explota petróleo liviano, mediano y pesado. En la zona situada al norte, el 80% de las arenas petrolíferas contienen crudo más liviano que 30% API, mientras que en el sector meridional el 93% de las arenas, sin incluir la Faja petrolífera del Orinoco, producen crudo más pesado que 20% API. La gravedad

promedio del Área Mayor de Oficina es de 29° API, la presión inicial es de 3130 lpc, la temperatura media, 104° C. (Almarza. R, 1995)

2.5.4 Características Petrofísicas del Área Mayor de Oficina

Todos los intervalos productores de la Cuenca Oriental de Venezuela, tienen arenas con porosidad exclusivamente primaria, como tendencia general el flanco sur de la cuenca las arenas exhibe mal escogimiento y aunque las determinaciones de la porosidad permanecen altas, la permeabilidad puede estar considerablemente reducida por el contenido de arcilla y limo-arcilla; a esto también se le une la distribución en el tamaño de los granos según la geometría de los canales, particularmente cuando se trata de una forma cóncava (relleno de canal) o convexa (espolones o diques naturales. En La formación Oficina las porosidades varían entre 18 y 20% y las permeabilidades en 40 mD.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes o estudios previos

Las primeras actividades operativas en el Campo Dación fueron realizadas para el año 1944 bajo la dirección de la Empresa Petrolera Mene Grande; ésta contaba con 4 zonas de trabajo las cuales eran: Ganso, Dación, Levas y Leguas. Luego el 29 de julio de 1997 con los convenios Operativos, Petróleos de Venezuela, S.A. otorga a la empresa LASMO Venezuela, B.V. la autorización para reactivación y explotación de los yacimientos de hidrocarburos en estas áreas. Posteriormente la empresa italiana ENI, compra LASMO, desde entonces ésta estuvo a cargo de las operaciones del “Proyecto Dación”; y a partir del 1 de abril del 2006, por el cese de los Convenios Operativos pasa a ser de Petróleos de Venezuela (PDVSA), Distrito San Tomé.

El Campo Levas cuenta con una extensión áreal de 426,19 Km², ubicado específicamente en el flanco Sur de la Cuenca Oriental, al Sur del Estado Anzoátegui. (Pérez, D. 2007).

El intervalo arenoso del yacimiento en estudio del nivel de la arena T, cuenta con una interpretación geológica realizada por LASMO-ENI-DACIÓN (2002), donde se identifica que la misma se encuentra en la Formación Oficina de edad Oligoceno-Mioceno y fue depositada sobre el Basamento Oriental de Venezuela. (Pérez, D. 2007).

Para el desarrollo de este proyecto se consultaron diferentes estudios previos relacionados con el tema a desarrollar, se presentan en este punto los aportes realizados por los diferentes autores.

Mota, Marbelys (2008) en su investigación estudió la factibilidad para la explotación de las arenas A3, A6U, A6M y N1, yacimiento LM 226, del Campo Levas, perteneciente a la Formación Oficina.

Obtuvo como resultado una disminución del POES en el yacimiento y recomendó considerar posibles (RA/RC), realizar pruebas oficiales y someterlos a revisión ante el MENPET y propuso dos localizaciones con una posición estructural óptima para drenar las reservas del crudo al área.

3.2 Fundamentos teóricos

3.2.1 Descripción del Modelo Geológico

Los modelos geológico-geotécnicos permiten al ingeniero comprender mejor las condiciones reinantes en un determinado lugar, además de identificar los principales problemas geotécnicos y hacer más realista la estimación de propiedades del suelo (Rojas L., 1996).

3.2.2 Modelo Estático

El modelo estático de un yacimiento es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían con el tiempo, como es el caso del tope de la estructura, fallas, ambientes de sedimentación, geometría de los cuerpos sedimentarios, facies permeabilidad, porosidad, espesor, límites de roca, que unidos a pruebas del yacimiento, permiten definir en forma clara el yacimiento (Rojas L., 1996).

El modelo estático comprende a su vez la integración de una serie de modelos que llevan a la caracterización del yacimiento, dichos modelos son los siguientes:

3.2.2.1 Modelo Estratigráfico

Este modelo se basa en demostrar la arquitectura de los yacimientos presentes en el área de estudio y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico (PDVSA CIED., 1997).

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

3.2.2.2 Modelo Estructural

Se basa en la sísmica y en los registros de pozos con el objeto de mostrar la profundidad de las estructuras a través de mapas estructurales de topes, marcadores y planos de fallas (PDVSA CIED., 1999).

3.2.2.3 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 flujo y los yacimientos presentes en el área (PDVSA CIED., 1999).

3.2.3 Evaluación petrofísica

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., 2012).

3.2.4 Mapas Geológicos

Se define de una manera muy general como aquellos que demuestran la distribución de las rocas y la forma o distribución de las estructuras geológicas, bien sea de la superficie o del subsuelo (Rivadulla, R. 2004).

Los mapas más utilizados en la geología de yacimiento es el mapa estructural, el mapa isópaco, mapa de facies, el mapa de superficie de fallas, los mapas de isopropiedades, los mapas de geoquímica y geofísica entre otros que contemplan con su información el modelo geológico establecido (Rivadulla, R. 2004).

3.2.4.1 Mapas de Electrofacies

Son mapas que representan las condiciones paleográficas reinantes durante el tiempo de depositación de las arenas, haciendo uso de las electrofacies.

El mapa de electrofacies 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).

3.2.4.2 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 rotatoria). Estos no se cruzan entre ellos mismos, ni se cruzan a otros. Pasan entre puntos que tienen mayor o menos 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).

3.2.4.3 Mapas Isópacos

Es la representación cartográfica de las variaciones en espesor de cuerpos o de entidades en el subsuelo.

Un plano de isópacos 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 otras (Rivadulla, R. 2004).

Los mapas isópacos se clasifican en tres tipos:

1. Mapas isópacos de arena neta total: Son representaciones en el plano horizontal del espesor total de un cuerpo de arena medido en los perfiles de pozos.
2. Mapas isópacos de arena neta: Son representaciones en un plano horizontal del espesor permeable de un cuerpo de arena.
3. Mapas isópacos de arena neta petrolíferas o acuíferas: Son representaciones en un plano horizontal del espesor permeable de un cuerpo de arena saturado de hidrocarburos o agua.

3.2.5 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. En la figura 3.1, está representado gráficamente cada una de las medidas de profundidad usados en los registros de pozos.

Algunas abreviaciones de las medidas que se usan regularmente en la industria petrolera y las definiciones de términos con profundidad, se describen a continuación.

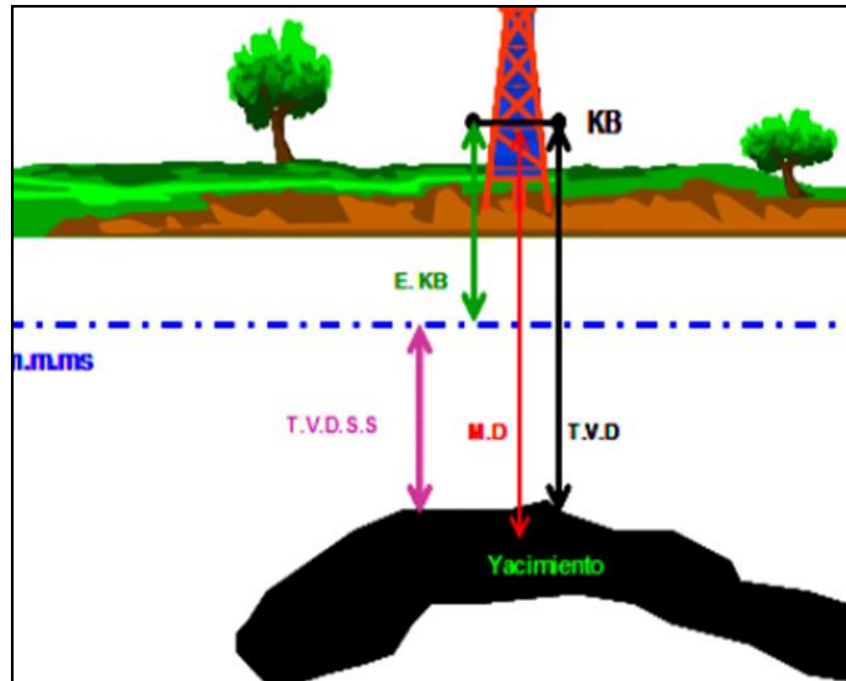


Figura 3.1 Diagrama que muestra la terminología general de los registros (Modificado de PDVSA-INTEVEP, 1997)

3.2.5.1 E.K.B.(Elevación *Kelly Bushing*)

Distancia desde la mesa rotaria al nivel del mar.

3.2.5.2 MD (*MeasureDepth*)

También llamada “Profundidad medida”, es la 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.

3.2.5.3 TVD (*True Vertical Depth*)

Distancia vertical desde el KB a cualquier punto del subsuelo, conocida como “Profundidad Vertical Verdadera”.

3.2.5.4 TVDSS (*True Vertical Depth Sub Sea*)

Distancia vertical desde el nivel del mar a cualquier punto del subsuelo. La medida TVDSS 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 medidas de profundidad de un pozo vertical o direccional para el mapeo son usualmente corregidas para TVDSS (PDVSA-INTEVEP, 1997).

3.2.6 Tipos de pozos

3.2.6.1 Pozo vertical

Pozo perforado con 90° respecto a la horizontal, usualmente el nivel del mar (también llamado un pozo recto).

3.2.6.2 Pozo horizontal

Pozo el cual penetra a la formación de forma horizontal (en forma de túnel) por largas distancias, lo cual resulta en contar con un mayor espesor productivo de la formación.

3.2.6.3 Pozo direccional

Un pozo direccional o desviado se perfora a un ángulo menor de 90° con la horizontal. Los pozos son desviados normalmente de manera intencional en respuesta a un plan determinado, sin embargo, las perforaciones rectas a menudo se desvían desde la vertical debido a una pequeña rotación y tendencia natural a desviación de las formaciones del subsuelo.

3.2.7 Tipos de perfiles de pozos

3.2.7.1 Registros de diámetros

Proporcionan información acerca de las condiciones del hoyo.

✓ Registro de Diámetro de la Mecha (Bit Size = BS): esta curva indica el diámetro de las mechas que se utilizaron durante toda la perforación.

✓ Registro de Calibración (Caliper = CALI): el Caliper es una herramienta que mide el diámetro del pozo, el cual puede ser de mucha utilidad a la hora de diferenciar litologías resistentes de las poco resistentes. Su principal función es determinar el estado del hoyo (derrumbado o no derrumbado). Mientras mayor sea el diámetro del hoyo (CALI) en comparación con el diámetro de la mecha (BS), menor es la competencia de la roca perforada (hoyo derrumbado). Si el diámetro del hoyo es similar al diámetro de la mecha, indica que la roca es competente (hoyo no derrumbado). Si el diámetro del hoyo es menor que el diámetro de la mecha, puede indicar que se tratan de lutitas expansivas o que se formó un revoque muy grueso.

3.2.7.2 Registros Eléctricos

Es una técnica geofísica que mide la resistividad de cada uno de los estratos, es decir, la resistencia que realiza un material al paso de la corriente eléctrica a lo largo de toda la formación. Los registros eléctricos son de mucha utilidad porque permiten identificar el tipo de material en función de su resistividad característica.

Las propiedades físicas de las rocas y minerales medidas en un *logging* eléctrico, en una superficie de trabajo, son la conductividad eléctrica y el potencial espontáneo (Falla, E. 2005).

Para realizar registros eléctricos podemos utilizar fuentes de corriente eléctrica, puede ser espontánea o inducida por una fuente.

✓ Registro 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 electrocinética. 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.

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.

✓ Registros de Corriente Inducida: también se puede inducir corriente a partir de electrodos, que se ubican tanto en la superficie como en el interior del pozo, y el número de electrodos depende de la herramienta específica que se utiliza. Microlog (de poca penetración), Laterolog (de mayor penetración) y otros.

En ambos casos, la corriente será conducida con gran facilidad dentro de los estratos que sean más conductivos, y tendremos una baja respuesta en los estratos poco conductivos (alta resistividad). Esta variación de intensidad de la corriente es la que permite analizar el tipo de roca que forma cada uno de los estratos.

Como en los campos petroleros la formación está compuesta de rocas sedimentarias, es decir, rocas con alta resistividad, la conducción de la corriente eléctrica dependerá principalmente de los fluidos que se encuentran en las rocas, normalmente en rocas porosas como la arenisca. De esta manera, a partir de éstos registros se puede determinar litología de cada uno de los estratos de la formación (Falla, E. 2005).

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.

3.2.7.3 Registros Radiactivos

Proporcionan información acerca de las propiedades radiactivas de las rocas.

✓ Registro de Rayos Gamma (Gamma Ray = 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.

✓ Registro de Espectrometría (NGS): el registro de espectrometría o GR espectral sirve para determinar el tipo de arcillas que contiene una formación. Se basa en la relación de proporciones de los tres minerales radiactivos principales: potasio (K), torio (Th) y uranio (U). Las concentraciones K/Th ayudan a identificar el tipo de arcilla presentes en la formación, mientras que la concentración de U indican la presencia de materia orgánica dentro de las arcillas.

Si se parte del principio que cada formación posee un tipo de arcilla característica, al registrarse un cambio en el tipo de arcilla por la relación (K / Th) se puede inducir que se produjo un cambio formacional. Por lo tanto el NGS puede utilizarse para estimar contactos formacionales.

3.2.7.4 Registros de porosidad

Proporcionan información acerca de la porosidad del yacimiento. Son los mejores perfiles para detectar y delimitar los yacimientos de gas. Entre los registros de porosidad tenemos:

✓ Registro Neutrón (CNL): responde a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, siendo fácil distinguir entre las litologías presentes debido a que las arcillas presentan alta porosidad neutrónica o lo que es lo mismo alto contenido de hidrogeno (Schlumberger, 2002).

Posee una fuente de neutrones, los cuales colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones. La herramienta se llama CNL.

Sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Si el registro neutrónico es alto indica alta índice de neutrones, y si es bajo indica bajo índice de neutrones. Se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es en fracción o en %, con un rango de valores que va desde 0.15 a 0.45 (–15 a 45 %).

✓ Registros de Densidad (FDC): la herramienta de densidad percibe la densidad de formación al medir la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un detector. La densidad de la formación es una función de la densidad de la matriz, porosidad y densidad de los fluidos de los poros (agua salada, dulce o hidrocarburo).

Posee una fuente de rayos gamma, los cuales colisionan con los átomos presentes en la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los rayos gamma dispersos liberados en las colisiones. La herramienta se llama FDC. Sirve para estimar la densidad del sistema roca - fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica baja porosidad. Se lee de izquierda a derecha. La unidad de medida es gr/cm^3 , con un rango de valores que va desde 1.96 a 2.96 gr/cm^3 .

✓ Registros Sónicos (BHC): utiliza el mismo principio del método sísmico: mide la velocidad del sonido en las ondas penetradas por el pozo. Posee un emisor de ondas y un receptor. Se mide el tiempo de tránsito de dichas ondas. La herramienta se llama BHC. El objetivo principal del perfil sónico es la determinación de la porosidad de las rocas penetradas por el pozo (NPHI) a partir del tiempo de tránsito de las ondas (t). Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad, y por lo tanto, mayor es la porosidad de la roca. Se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es el seg/m (100 – 500) o el seg/pie (40 – 240).

3.2.8 Interpretación básica de las curvas de los perfiles

- a. Secuencias tipo “Campana”, están asociadas a una corriente con energía decreciente tipo canal, tales como canales aluviales y canales de marea.
- b. Secuencias tipo “Embudo”, muestran una energía aumentando hacia arriba tipo barra, tales como las playas, barras costeras y barras de desembocadura.
- c. Secuencia “Cilíndrica”, donde se ubica las barras de plataforma y los abanicos marinos. (Figura 3.2).

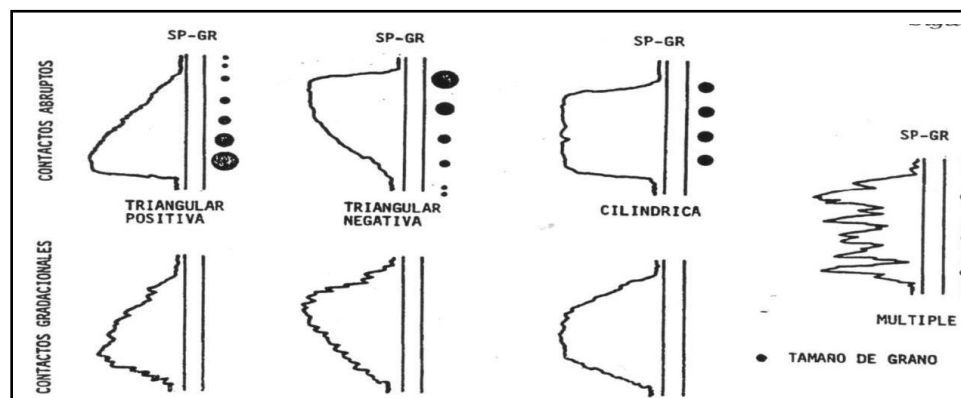


Figura 3.2 Interpretación básica de las curvas de los perfiles (Falla, E., 2005)

3.2.9 Discordancia (*unconformity*)

Es la discontinuidad estratigráfica en la que los estratos inferiores y superiores a la discontinuidad mantienen angularidad y la superficie de interrupción es una superficie de erosión. La angularidad entre ambas secuencias sugiere la influencia de tectonismo y deformación que levanta e inclina la secuencia, lo que favorece la acción y efectos de la erosión. Dependiendo si la erosión ha peneplanado los materiales inferiores, la discordancia se denomina finierosiva. Si la superficie de

erosión delinea relieve preexistente, esta se denomina discordancia con paleorelieve (Falcón, R. 2014) (Figura 3.3).

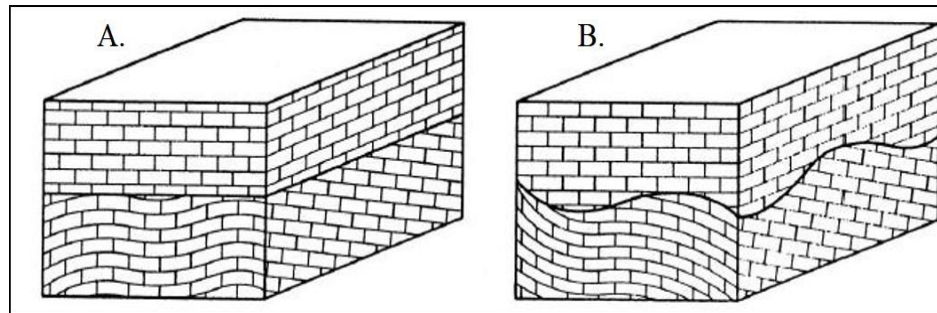


Figura 3.3 Discordancias: A. Finiserosiva; B. Paleorelieve (Corrales y otros, 1977)

3.2.10 Fallas de la corteza terrestre

Las fallas son un tipo de deformación de la corteza terrestre que finaliza en ruptura, dando lugar a una gran variedad de estructuras geológicas. Cuando esta ruptura se produce de forma brusca, se produce un terremoto. En ocasiones, la línea de falla permite que, en ciertos puntos, aflore el magma de las capas inferiores y se forme un volcán. La zona de ruptura tiene una superficie más o menos bien definida denominada plano de falla. Proyecto GEO Iberoamericano, (2005).

3.2.11 Tipos de fallas

3.2.11.1 Falla normal

Este tipo de falla se genera por tensión. El movimiento es predominantemente vertical respecto al plano de falla, el cual típicamente tiene un ángulo de 60 grados respecto a la horizontal. El bloque que se desliza hacia abajo se le denomina bloque del techo, mientras que el que se levanta se llama bloque del piso. Otra manera de

identificar estas fallas es la siguiente: si se considera fijo al bloque del piso (aquel que se encuentra por debajo del plano de falla) da la impresión de que el bloque del techo cae con respecto a este. Conjuntos de fallas normales pueden dar lugar a la formación de horsts y graben (Figura 3.5). Proyecto GEO Iberoamericano, (Op. Cit.).

3.2.11.2 Falla de desgarre

Falla que consiste en movimientos horizontales, de modo que los bloques en lados opuestos del plano de falla se deslizan uno al lado del otro, también conocidas como fallas destralas (en el área Norte de Monagas se presentan hacia el Este entre los campos El Furrial y Carito). Esta erosión puede allanar las paredes o dejar una cicatriz con forma de precipicio. Proyecto GEO Iberoamericano, (Op. Cit.). (Figura 3.5).

3.2.11.3 Falla inversa

Este tipo de falla se genera por compresión. El movimiento es preferentemente horizontal y el plano de falla tiene típicamente un ángulo de 30 grados respecto a la horizontal. El bloque del techo se encuentra sobre el bloque del piso. Debido a esto también se les denomina de cabalgadura. Corresponden a las zonas en compresión. Proyecto GEO Iberoamericano, (Op. Cit.). (Figura 3.4).

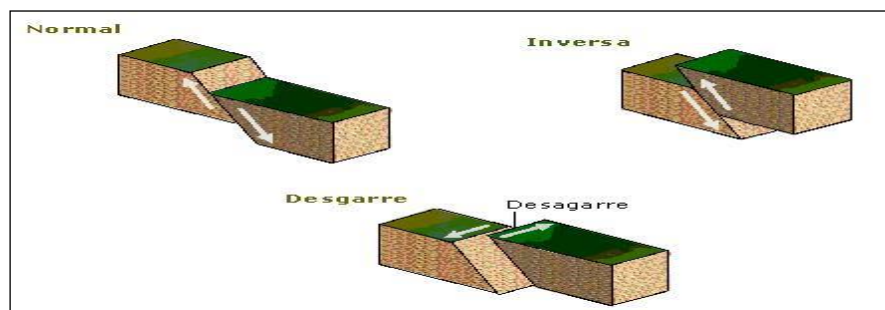


Figura 3.4 Tipos de fallas (Proyecto GEO Iberoamericano, 2005).

3.2.11.4 Desplazamiento de una falla

Se puede definir como el desplazamiento de segmentos o puntos que eran una vez continuos o adyacentes. También como capas de rocas que han sido movidas por la acción de fallas que muestran desplazamiento sobre cualquier lado de la superficie de la falla (Schlumberger, 2005). (Figura 3.5).



Figura 3.5 Desplazamiento por fallas normales (Schlumberger, 2005).

➤ Graben

Es un bloque de la falla relativamente bajo limitado por fallas normales. Los Graben (usado como ambos singular y plural) pueden formarse en áreas de extensión, donde las fallas normales son el tipo más común de falla. Schlumberger, (Op. Cit.). (Figura 3.6).

✓ Horst

Es un área relativamente alta formada por el movimiento de fallas normales que buzan hacia fuera una con respecto a la otra. Los horsts pueden formarse en áreas de extensión, donde las fallas normales son la variedad de falla más abundante. Schlumberger, (Op. Cit.). (Figura 3.6).

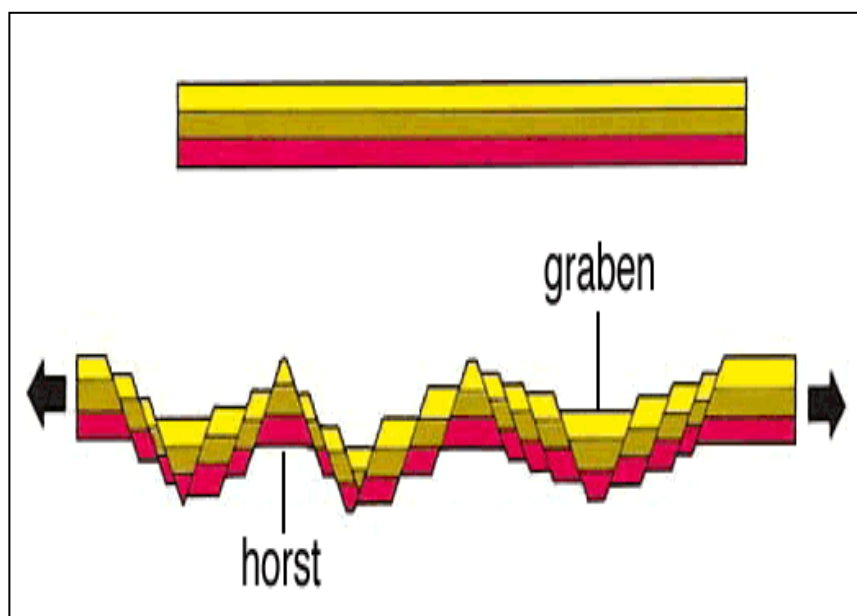


Figura3.6 Horst y Graben (Schlumberger, 2005).

3.2.11.5 Trampas

Una trampa es una estructura geológica o un rasgo estratigráfico capaz de retener los hidrocarburos. Las trampas de hidrocarburos que resultan de cambios en el tipo de roca o acuíferos, discordancias u otros rasgos sedimentarios como arrecifes son llamadas trampas estratigráficas. Las trampas de hidrocarburos que se forman en estructuras geológicas como los pliegues y las fallas son llamadas trampas estructurales. Schlumberger, (Op. Cit.). (Figura 3.7).

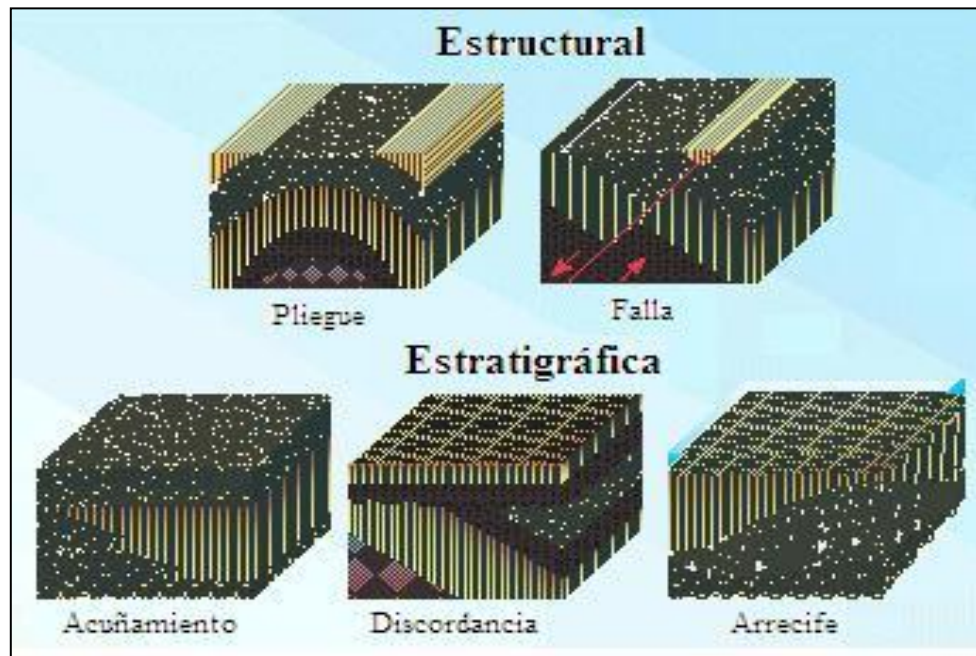


Figura 3.7 Diagramas de bloques de trampas estructurales y estratigráficas (Schlumberger, 2005).

3.2.11.6 Tipos de trampas

Existen en general varios tipos diferentes de trampas fundamentales, tales como:

✓ Trampas estratigráficas

Son una variedad de material geológico sellado capaz de retener los hidrocarburos, formado por cambios en el tipo de roca o acuñaamientos, discordancias o rasgos sedimentarios tal como los arrecifes. Schlumberger, (Op. Cit.).

✓ Trampas estructurales

Son una variedad de estructuras geológicas selladas capaz de retener los hidrocarburos, como una falla o un pliegue. Schlumberger, (Op. Cit.).

3.2.12 Ambientes sedimentarios

Un ambiente sedimentario es una zona de la superficie terrestre caracterizada por un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas, bajo las cuales se acumulan sedimentos.

Tal conjunto de condiciones incluye la geología, la geomorfología, el clima, la flora y la fauna, y el ambiente es subacuático, profundidad y salinidad, temperatura y movimiento del agua. Las propiedades de los sedimentos en un ambiente determinado, estarán altamente influenciadas por las características de ese ambiente (Alfonsi, P.1999).

Los distintos ambientes de sedimentación están influenciados por las diversas características climáticas de los medios continentales; la batimetría, transporte y origen de los sedimentos en los medios marinos; son divididos en ambientes continentales, marinos y transicionales (Figura 3.8).

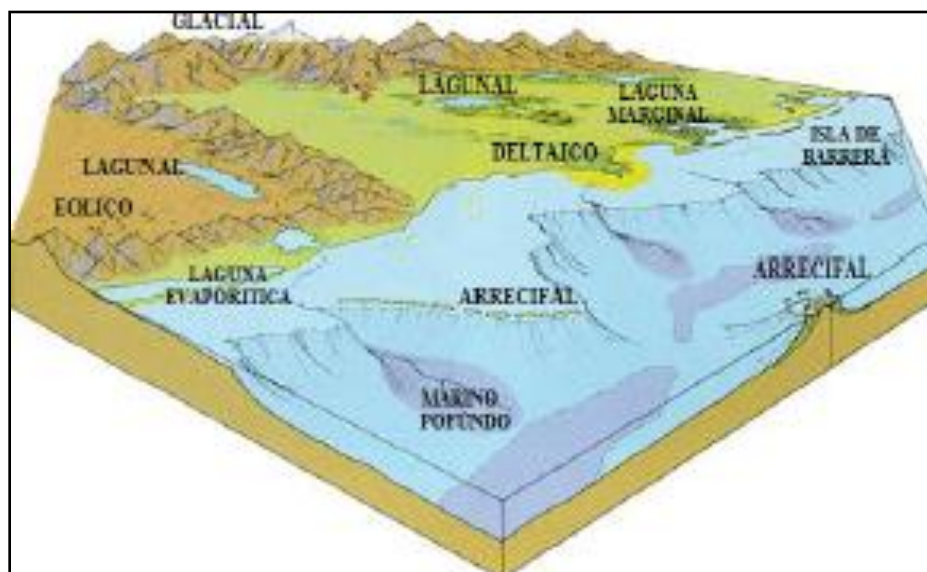


Figura 3.8 Tipos de ambientes sedimentarios (Alfonsí, P. 1999).

De acuerdo a los estudios realizados a los yacimientos de las formaciones productoras de la Cuenca Oriental, los cuerpos de arena fueron depositados en un ambiente fluvio-deltáico. La sedimentación fluvio-deltáica tiene lugar en tres ambientes distintos de fuerte interrelación que son los ambientes fluvial, deltáico y prodeltaico. Se considera que la Formación Oficina se depositó en un ambiente con influencia fluvial y marina, definidas por sus unidades arenosas, alternando con limolitas, lutitas y numerosas capas de lignitos (Alfonso, P. 1999).

3.2.13 Facies sedimentarias

Una facies es una unidad litológica definida por parámetros físicos, químicos y biológicos que la caracterizan y diferencian de las otras rocas adyacentes. Estos parámetros son definidos con base a la descripción de color, tamaño de grano, escogimiento, estructura sedimentaria y presencia o ausencia de microfósiles e icnofósiles, entre otras (Acosta, E. 2001) (Figura 3.9).

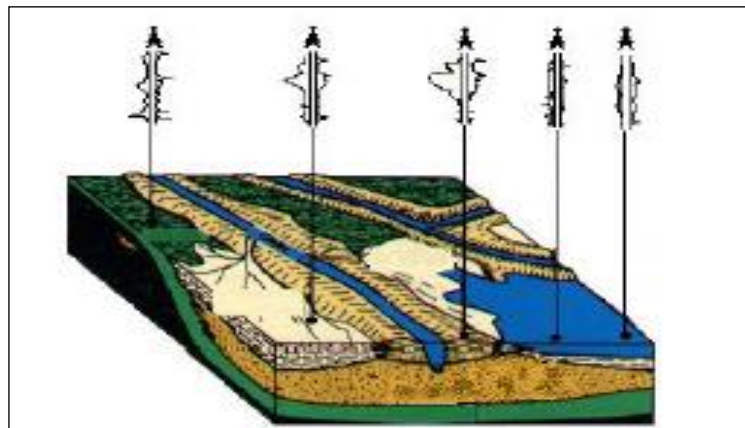


Figura 3.9 Esquema de facies deltáicas con algunas respuestas típicas de perfiles (Atlas Wireline Services, 1988).

3.2.14 Parámetros petrofísicos

La petrofísica constituye una de las bases fundamentales de la interpretación del subsuelo y tiene afinidad no solo con la Geología del Petróleo, sino con la Geofísica y la Ingeniería de Yacimientos. El desarrollo de la petrofísica como ciencia debe sus inicios al trabajo pionero que desarrolló Gus E. Archie en los laboratorios de exploración y producción de la Shell (Alcalá, E. 2012).

3.2.14.1 Permeabilidad (K)

Puede definirse como la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros no están interconectados no existe permeabilidad (Yajamin, D. y otros, 2010).

La permeabilidad se clasifica de la siguiente manera:

1. Permeabilidad absoluta (K): Es aquella que tiene un medio poroso 100% saturado por una única fase. Esta es una propiedad del medio poroso y por lo tanto no depende del fluido, tasa de flujo y diferencial de presión.

2. Permeabilidad efectiva (K_e): es aquella que corresponde una determinada fase cuando fluye en el medio poroso dos o más fases. Es una función de la saturación del fluido en consideración (Serrano, J. 2011).

3. Permeabilidad relativa (K_r): es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva de un fluido a una saturación determinada y la permeabilidad absoluta de ese mismo fluido y la saturación total (Serrano, J. 2011).

3.2.14.2 Porosidad ($\emptyset$)

La característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos. Se ve afectada por los siguientes factores:

- ✓ El empaque geométrico: en condiciones ideales, el empaque de los granos esféricos del mismo tamaño, dan como resultado las siguientes porosidades máximas de acuerdo a los distintos empaques geométricos: Cúbico= 47.6%; Rómbico= 39.5% y Hexagonal= 25.9%.

- ✓ El escogimiento: el empaque de granos esféricos de diferentes tamaños (Mal escogimiento) reduce la porosidad (Figura 3.10).

- ✓ La cementación: es el relleno de espacios porosos, solución en cavidades y precipitación posterior, relleno y precipitación entre partículas, etc., debido a la precipitación química por parámetros físico-químicos y biológicos. La cementación es el camino por el cual los sedimentos son consolidados iniciándose la litificación, lo cual disminuye la compactación por soterramiento. Los cementos destruyen parcial o totalmente la porosidad (Figura 3.11). El cemento puede ser silíceo, calcáreo o arcilloso.

- ✓ La angularidad y grado de redondez: los granos con mayor grado de redondez permiten una mayor porosidad, en caso contrario a los granos menos redondeados.

- ✓ La granulación (Es el proceso por el cual los granos de los minerales se rompen por presión de sobrecarga): por lo general esto aumenta la porosidad. Sin

embargo, la superficie específica también se incrementa, por lo tanto, se reduce la permeabilidad.

✓ La disolución de minerales a través de aguas circulantes: en los sedimentos clásticos esto no tiene mucha importancia. No obstante constituye un factor significativo para el desarrollo de la porosidad en las rocas carbonáticas (Aumentando la porosidad) (Alcalá, E. 2012).

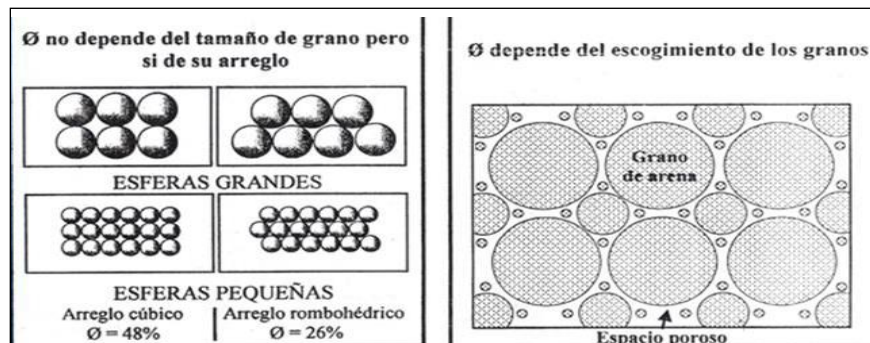


Figura 3.10 Influencia del tamaño de granos y el escogimiento en la porosidad (Alcalá, E. 2012).



Figura 3.11 Influencia de la cementación en la porosidad (Alcalá, E. 2012).

✓ Porosidad absoluta: en cuya estimación se considera que el volumen total de poros estén o no interconectados (CORPOVEN, 1991).

✓ Porosidad efectiva: en la cual sólo se consideran los poros interconectados para el cálculo del volumen poroso. Esta porosidad es la que interesa para el cálculo de volúmenes de hidrocarburos almacenados, ya que solo el fluido dentro de los poros interconectados podrá ser extraído del yacimiento (CORPOVEN, 1991).

✓ Porosidad residual o no efectiva: es la diferencia entre las porosidades absoluta y no efectiva. Puede ser encontrada en los carbonatos, zonas altamente cementadas y en rocas ígneas (Barreto, J. 2006).

3.2.14.3 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).

3.2.14.4 Resistividad verdadera de la formación (R_t)

Es la resistividad en la vecindad del pozo donde el filtrado de lodo no ha disturbado las características estáticas de las formaciones. En una zona limpia, que esté libre de arcilla y se encuentre 100% saturada con agua, la lectura del registro de resistividad profunda es definida como R_o . Si petróleo y/o gas ocupan algo del espacio poroso, este valor de resistividad es llamado R_t . Virtualmente todos los

especialistas en evaluación de formaciones se refieren a la resistividad de la zona inalterada como R_t y raramente se refieren al término R_o (Bigelow, A. 1995).

3.2.14.5 Temperatura de la 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).

3.2.14.6 Saturación

La saturación de petróleo o gas es la fracción del volumen de poros que contiene petróleo o gas. Los poros deben estar saturados con algún líquido. Así, la sumatoria de todas las saturaciones en una roca de formación dada debe ser de un total de 100% (Alcalá, E. 2012).

3.2.14.7 Saturación de la formación

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) (Figura 3.12).

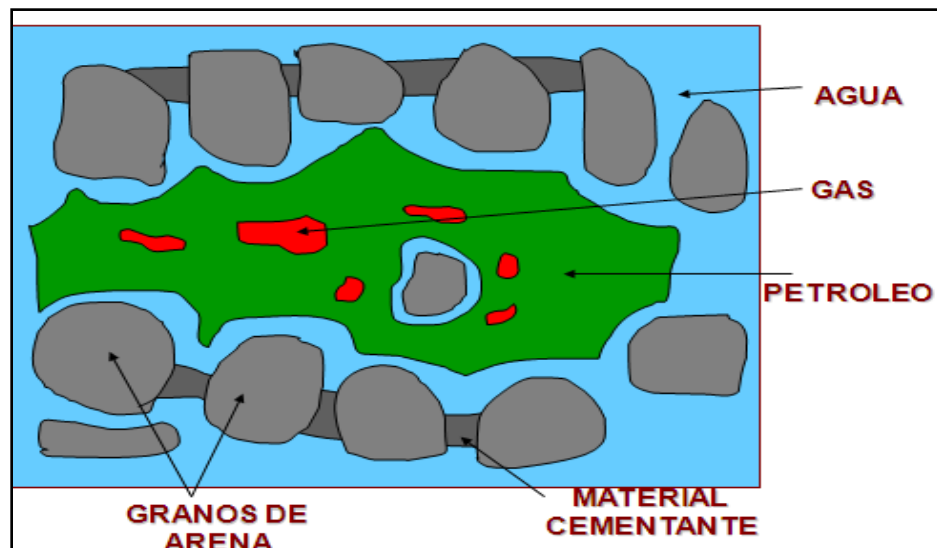


Figura 3.12 Saturación de la Formación (Alcalá, E. 2012).

Existen varios modelos para determinar la S_w , de los cuales los más utilizados son: Archie (arenas limpias), Simandoux, Waxman y Smits, Simandoux Modificado y Doble agua.

3.2.14.8 Ley de Archie

Archie en su trabajo encontró que, para diferentes tipos de arenas saturadas con aguas de diferentes salinidades, la resistividad medida de la arena 100% saturada de agua, R_o , incrementaba linealmente con la resistividad del agua (R_w), él llamó a la constante de proporcionalidad el factor de resistividad de la formación F , o más simplemente el factor de formación:

$$R_o = F * R_w \quad (3.1)$$

Dónde:

R_o = Resistividad de la arena 100% saturada de agua (m)

F = Factor de formación

R_w = Resistividad del agua de formación (m)

Los petrofísicos con el intento de demostrar la invalidez de la fórmula de Archie y teniendo un resultado negativo, adoptaron una nueva generalización de la misma de la siguiente forma:

$$S_w^n = \frac{a * R_w}{\phi^m * R_t} \quad (3.2)$$

Dónde:

S_w = Saturación de agua (%)

R_t = Resistividad verdadera de la formación (ohm-m)

a = Expresa el factor de tortuosidad (adimensional)

m = Expresa el factor de cementación (adimensional)

n = Es el exponente de saturación (adimensional)

ϕ = Porosidad (%)

R_w = Resistividad del agua de formación (ohm-m)

3.2.14.9 Arcillosidad de la formación o fracción volumétrica de arcilla (Vsh)

La arcillosidad de una formación puede ser representada como el contenido de mineral arcilloso y/o lutita que se encuentra en la misma, medida en fracción o porcentaje (Acosta, E. y Rosales, E. 2006).

3.2.14.10 Gradiente geotérmico

El gradiente geotérmico es la variación de temperatura, es decir gradiente térmico, que se produce en el material de un planeta rocoso (de ahí el prefijo GEO) cuando se avanza desde la superficie hacia el centro por un radio de sus esferas, esto es avanzando perpendicularmente desde la superficie del planeta hacia su interior. (Flores, D. 1996).

3.2.14.11 Factor de tortuosidad (a)

El factor “a” depende del tipo de roca y se considera constante para una litología dada.

Los poros interconectados de la roca que representan los canales de flujo de fluidos en el yacimiento no son tubos capilares rectos ni tampoco tienen pared lisa. Debido a la presencia de interfases entre fluidos, que originan presiones capilares que afectan los procesos de desplazamiento, es necesario definir la tortuosidad como la medida de la desviación que presenta el sistema poroso real, respecto a un sistema equivalente de tubos capilares (Alcalá, E. 2012).

Para arenas no consolidadas, este factor es igual a 0,81 y para el caso contrario, equivale a 1.

3.2.14.12 Factor de saturación (n)

El factor fundamental en el control de su magnitud es la humectabilidad de la roca. Para rocas mojadas completamente por petróleo puede alcanzar valores mayores. En general, la mayoría de las rocas son mojadas por agua y “n” toma valores alrededor de 2 (Bigelow, A. 1995).

3.2.14.13 Factor de cementación (m)

El factor de cementación es afectado por el gran número de factores que incluyen: Forma, tipo y empaque de los sistemas de partículas, Configuración y tamaño de los poros, Tortuosidad, Tipo de sistema poroso (intergranular, intercrystalina, fracturado, etc.), Compactación debido a la presión de sobrecarga, Presencia de minerales arcillosos y la Expansión térmica” (Hunt, E. 1998). En areniscas normales, se considera que m es igual a 2; para formaciones compactas o carbonatos “ m ” puede llegar a 2,5 (Alcalá, E. 2012).

3.2.14.14 Factor de formación (F)

Se ha sabido experimentalmente que la resistividad de una formación limpia (es decir aquella arena donde no se observe arcilla en cantidades apreciables) es proporcional a la resistividad de la solución salina con la cual está saturada totalmente. La constante de la proporcionalidad es el Factor de Formación. Archie introdujo un concepto de Factor de Formación el cual se define con la relación entre la resistividad de la formación totalmente saturada por el fluido mojante y la resistividad del agua de formación (Hunt, E. 1998).

3.2.15 Yacimiento

Un yacimiento de hidrocarburo es una acumulación natural en una formación subterránea, porosa y permeable que contiene una cantidad de fluidos producibles (petróleo y/o gas), atrapados y confinado preferencialmente en rocas sedimentarias que forman una trampa subterráneas y limitadas por barreras estructurales (fallas, discordancia, anticlinales, domos, etc.) y/o estratigráficas (cambios litológicos, cambios de permeabilidad, etc) (Martínez, A. 1988) (Figura 3.13).

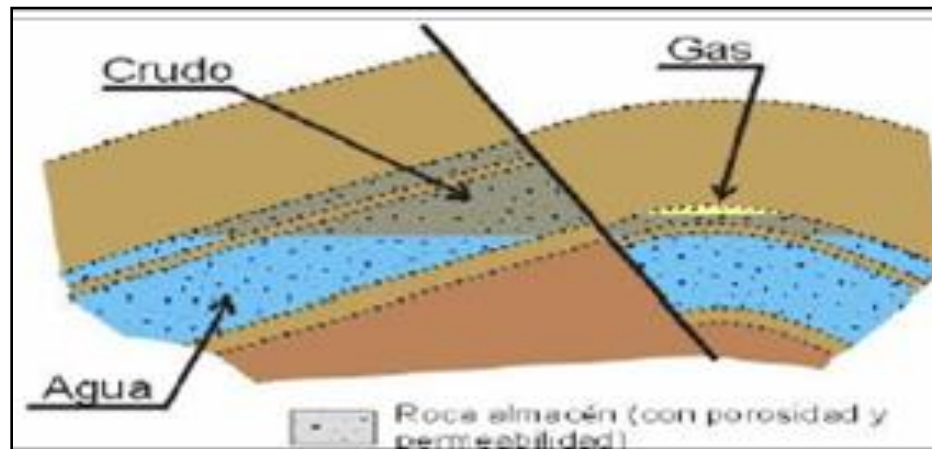


Figura 3.13 Representación esquemática de un Yacimiento (Pérez, M. 2009).

3.2.16 Caracterización geológica de los yacimientos

García, E. (2002), define la caracterización de un yacimiento como un proceso de amplia base científica en el cual son aplicados diversos conocimientos sobre geología, petrofísica, núcleos, información de yacimientos para así interpretar lógicamente todos los datos y características del yacimiento mediante técnicas modernas. Uno de los aspectos más importantes dentro del proceso de caracterización de yacimientos es la fusión de los datos.

La primera fase de una caracterización es el diagnóstico, donde se debe tener en cuenta como primera instancia el objetivo y el alcance del mismo, dependiendo del propósito, complejidad y el tiempo requerido. Una vez definido el objetivo y tomado en cuenta las características y tipo de yacimiento se deben realizar análisis de los datos disponibles y compararlo con el objetivo que se desea desarrollar, incluyendo la problemática planteada y determinando si la cantidad y calidad de los datos es suficiente para caracterizar el yacimiento (García, E. 2002).

3.3 Definiciones de Términos Básicos

3.3.1 Correlación

La correlación es la relación recíproca de dos o más cosas. En estratigrafía este concepto se utilizó desde un principio en el sentido de equivalencia de edad entre diferentes materiales, puesto que el tiempo es el parámetro básico para relacionar en forma recíproca todos los procesos que estudia la estratigrafía (PDVSA CIED., 1997).

3.3.1.1 Tipos de correlación

Existen tres tipos de correlaciones, las cuales suministran información acerca de la continuidad y discontinuidad de las formaciones geológicas, las cuales son:

- ✓ Correlación cronoestratigráfica: tipo de correlación entre dos unidades en cuanto a edad y posición cronoestratigráfica (PDVSA-INTEVEP., 1997).
- ✓ Correlación litoestratigráfica: tipo de correlación entre unidades de litología y posición estratigráfica similares (PDVSA-INTEVEP., 1997).
- ✓ Correlación quimioestratigráfica: las diferencias en el carácter mineralógico y químico de las rocas sedimentarias son potencialmente una manera de discriminar y correlacionar depósitos. Generalmente es una técnica usada en combinación con otros métodos (Nichols., 1999)

3.3.2 Secciones Geológicas

Las secciones geológicas son una representación gráfica del subsuelo, por lo cual se consideran un conjunto de datos del suelo y del subsuelo y requiere identificar las relaciones existentes entre ellos, tales como proximidad, similitudes. Por lo cual son una forma de presentar información geológica útil, de carácter estratigráfico o estructural, de acuerdo al tipo de información que se requiere (PDVSA- CIED, 1997).

3.3.2.1 Secciones Estratigráficas

Las secciones estratigráficas son esencialmente secciones de correlación. Se usan para identificar unidades semejantes que permiten establecer la continuidad lateral de las mismas, así como relaciones verticales entre unidades que conforman la columna estratigráfica. El objetivo principal de las secciones estratigráficas es reconstruir la geometría de las arenas en el tiempo de la deposición o en un tiempo corto posterior a ella, pudiéndose así obtener información acerca de las discordancias, barreras de permeabilidad, cambios de espesores estratigráficos, límites estratigráficos y variaciones de facies. Se construyen en forma manual orientadas en dirección de la sedimentación, para visualizar la continuidad lateral de la arena dentro del yacimiento (PDVSA-CIED, 1997).

3.3.2.2 Secciones Estructurales

Estas secciones muestran la variación de alturas o profundidades que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical normalizado al nivel del mar, estas se realizan con la finalidad de determinar las estructuras que influyan en la distribución de los fluidos en el yacimiento (PDVSA--CIED, 1997).

3.3.3 Yacimiento

Corresponde a la parte de una trampa subterránea que por características estructurales o estratigráficas contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado.

Estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo principalmente: arenas, areniscas, calizas y dolomías con aberturas intergranulares o con espacios porosos, debido a fracturas y efectos de soluciones. Algunos yacimientos de hidrocarburos se conectan hidráulicamente a rocas que almacenan agua (acuíferos) (PDVSA--CIED, 1997).

3.3.3.1 Clasificación de los yacimientos de acuerdo a los hidrocarburos que contienen

Los parámetros que se consideran de utilidad en esta clasificación pueden dividirse en dos grupos:

1. Aquellos que se miden en el campo durante las pruebas de producción: presión, temperatura, relación gas petróleo (o condensado), gravedad API y color del líquido de tanque, etc.
2. Aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento de presión.

Dependiendo del estado en que se encuentre inicialmente la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, en forma general, los yacimientos se pueden clasificar en yacimientos de gas y yacimientos de líquido o petróleo (Figura 3.14).

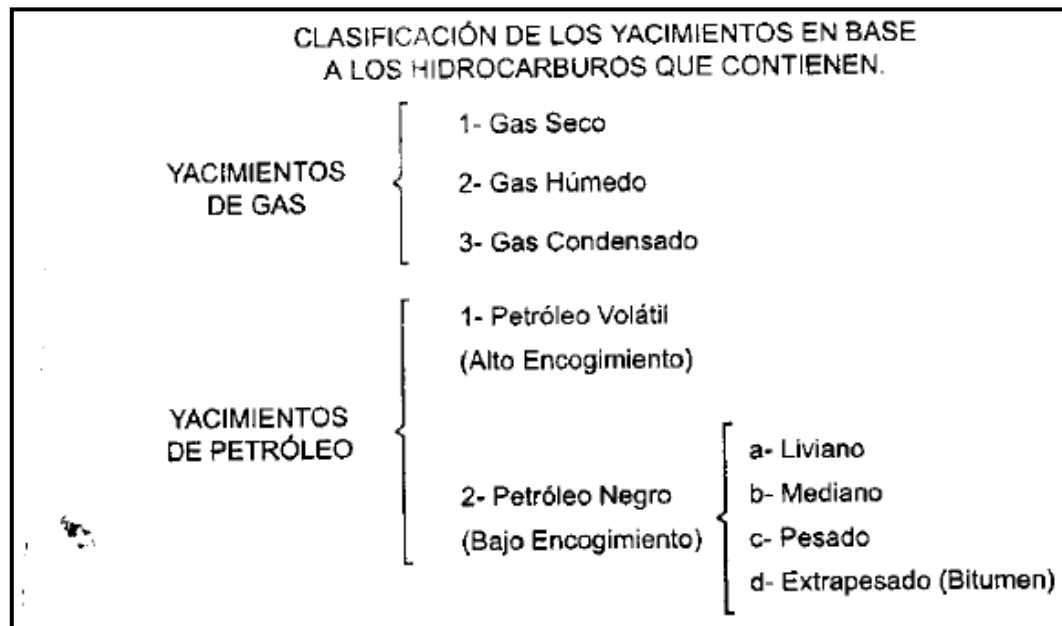


Figura 3.14 Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen (PDVSA CIED., 1997).

Los yacimientos de gas se subdividen en yacimientos de gas seco, gas húmedo y de gas condensado. A su vez, los yacimientos de líquidos pueden ser de petróleo volátil (alto encogimiento) o de petróleo negro (bajo encogimiento).

Dependiendo de la gravedad API, los yacimientos de petróleo negro pueden subdividirse en yacimientos de crudo liviano, mediano, pesado y extrapesado. (Rojas, G. 1995).

✓ Yacimientos de gas seco: existen en estado gaseoso a cualquier presión y a temperaturas mayores a la cricondentérmica. La fase gaseosa es la única en el yacimiento y permanece en ese estado durante su producción. Contienen principalmente metano (C1) % C1 > 90 con pequeñas cantidades de pentano (C5) y componentes más pesados % C5+ < 1. (Rojas, G. 1995).

✓ Yacimiento de gas húmedo: al igual que los yacimientos de gas seco, existen en estado gaseoso a condiciones de yacimiento. A condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases, generando relaciones gas líquido que varían entre 60.000 y 100.000 PCN/BN. El líquido del tanque tiende a ser incoloro y con gravedad API mayor a 60 ° (PDVSA CIED., 1997).

✓ Yacimiento de gas condensado: estos yacimientos existen naturalmente a una temperatura entre la crítica y la cricondentérmica. Bajo esta situación, al ocurrir una disminución isotérmica de la presión se alcanza el punto de rocío y se produce una condensación de parte de la mezcla. Por debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión produce vaporización del condensado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío.

La zona retrógrada está limitada a la parte superior por la curva de rocío entre el punto crítico y el cricondentérmica y en la inferior por la curva que une los puntos de máxima temperatura de las curvas de isocalidad. La curva de rocío retrógrado es típica para un gas condensado y la importancia de su conocimiento reside en que a presiones por debajo de la presión de rocío retrogrado empieza a ocurrir la condensación retrograda. En la composición de la mezcla de este tipo de hidrocarburos, el contenido C1 es mayor de 60 % y el de C7+ menor de 12,5% (PDVSA CIED., 1997).

✓ Yacimientos de petróleo volátil: la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento se encuentra inicialmente en estado líquido cerca del punto crítico y su temperatura es ligeramente menor que la crítica. El equilibrio de las fases de estos yacimientos es muy pobre, produciéndose un encogimiento del crudo, hasta de 45%, cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo. La Relación Gas Petróleo (RGP) de estos yacimientos se encuentra en el rango de 2.000 a 5.000

PCN/BN y el petróleo de tanque tiene un color amarillento oscuro a negro y una gravedad API generalmente mayor de 40° (PDVSA CIED., 1997).

✓ Yacimientos de petróleo negro: a condiciones de yacimiento la temperatura es muy inferior a la temperatura crítica. El petróleo es de baja volatilidad y tiene un alto porcentaje de C7 + > 40. En el tanque, el petróleo tiene una gravedad API menor de 40° y un color negro o verde oscuro.

3.3.4 Reservas de Hidrocarburos

Las Reservas de Hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante. (PDVSA-CIED, 1998) (Figura 3.15)-

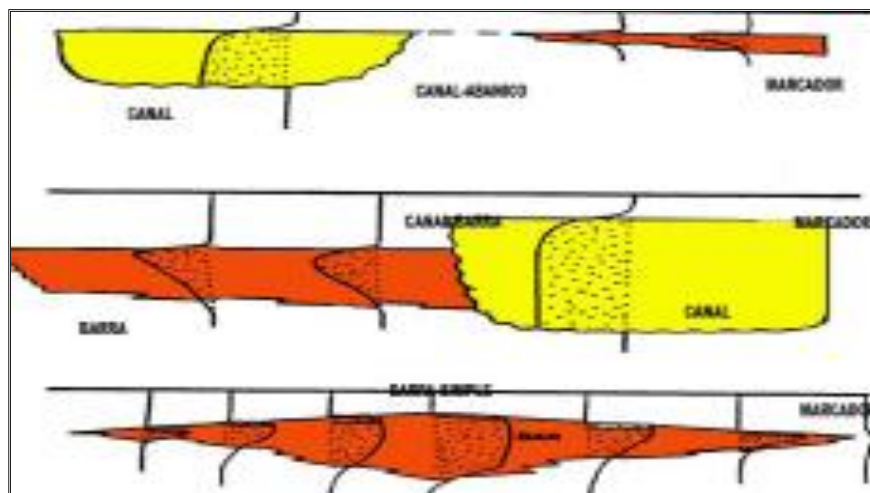


Figura 3.15 Tipos de formas de GR y SP, para identificar litologías (Sandoval, 2006).

Según la Certidumbre de Ocurrencia, las Facilidades de Producción o el Método de Recuperación, las reservas se clasifican en: Probadas, Probables y Posibles.

3.3.4.1 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).

El término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

3.3.4.2 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 (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

3.3.4.3 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 (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

3.3.4.4 Reservas probadas desarrolladas

Las Reservas Probadas Desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperables del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles.

Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados. (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

3.3.4.5 Reservas probadas no desarrolladas

Las Reservas Probadas No Desarrolladas son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción (RA/RC) y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento. (Ministerio de Energía y Petróleo 2005) (Figura 3.16).

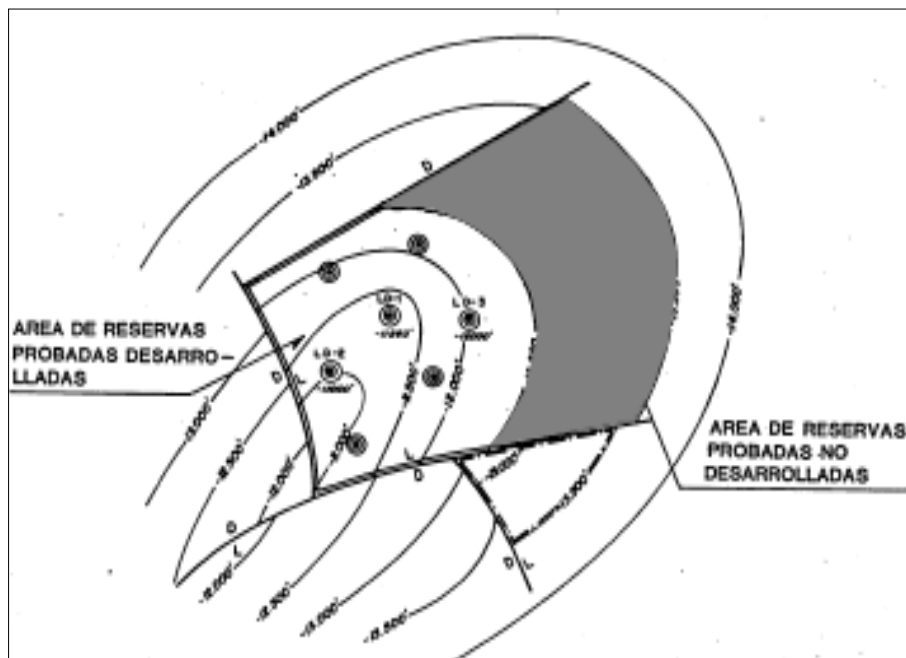


Figura 3.16 Delimitaciones del área de reservas Probadas Desarrolladas y reservas Probadas No desarrolladas (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

3.3.4.6 Reservas originalmente recuperables

Es el volumen de petróleo, gas o condensado, estimado a condiciones originales del yacimiento, que se puede extraer comercialmente del mismo. Se sabe que todas las reservas cuantificadas para los yacimientos en el subsuelo no serán extraídas por distintas razones, que varían desde el tipo de crudo, condiciones tecnológicas disponibles, comportamiento de las presiones y la rentabilidad económica” (PDVSA-CIED, 1998).

3.3.4.7 Reservas remanentes

Son en el momento en que se efectúa la estimación o el cálculo, la porción de reservas que no ha sido extraída hasta entonces, mediante la aplicación de los mejores

métodos de producción. En la práctica son el resultado de restar el volumen extraído para la fecha del volumen calculado como recuperable. (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

3.3.5 Clasificación de las reservas de acuerdo al método de recuperación

3.3.5.1 Reservas primarias

Son las cantidades de Hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

3.3.5.2 Reservas suplementarias

Son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

3.3.6 Estimación de reservas

Este valor de las reservas representa una de las referencias más utilizadas al momento de clasificar yacimientos, de acuerdo con su tamaño; así como calificar proyectos de explotación de yacimientos o definir porcentajes de equidad en caso de la explotación de un yacimiento unificado. Cuando se relaciona con los volúmenes de hidrocarburos producidos, este ofrece un indicador del grado de agotamiento y de la eficiencia del o de los mecanismos de empuje activos (PDVSA-CIED, 1998).

3.3.6.1 Método volumétrico

Permite la estimación del petróleo original en sitio (POES), y gas original in situ (GOES), a partir de la determinación del volumen de rocas que conforman el yacimiento, la roca de almacenamiento y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca. Para este estudio, el método volumétrico permitirá estimar el GCOES y GSOES de los prospectos.

Debido a que estos parámetros son determinados a partir de la información obtenida de los pozos del yacimiento, ya que estos representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan un cierto grado de incertidumbre. Esta es la razón por la cual se habla de “estimación” de reservas. De acuerdo a la información que se tenga, los valores promedios pueden ser ponderados por espesor, aritméticos, área o volumen relacionados al pozo que aporta los datos. (PDVSA-CIED, 1998).

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Tipo de investigación

Arias, F. (2006) señala que una investigación descriptiva “Consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento”. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere.

Cabe mencionar que la investigación descriptiva, es aquella cuyo objetivo fundamental es señalar las particularidades de una situación. De tal forma, este tipo de investigación solo describe lo que se mide, sin realizar inferencias o verificar hipótesis, se busca información para validarla como parte de la reinterpretación geológica de los prospectos sometidos al estudio.

4.2 Diseño de la investigación

Según Arias, F. (2006), considera que “El diseño de la investigación es la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado”. En este trabajo, la investigación es un diseño documental, para la cual Arias, F. (2006) plantea que “La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, crítica e interpretación de datos secundarios”.

Se revisarán los informes de estudios previos del área en estudio y se utilizarán datos obtenidos del miembro de interés, a través del análisis de registros de pozos para la evaluación estructural, estratigráfica, sedimentológica y petrofísica. Esta investigación se considera de tipo documental, debido a que se revisarán los informes existentes del área de estudio y se tomarán los datos obtenidos de la arena de interés,

a través del análisis de registros de pozos para la evaluación estructural, estratigráfica, sedimentológica y petrofísica.

4.2.1 Investigación Documental

“El principal beneficio que el investigador obtiene mediante una indagación bibliográfica es que puede incluir una amplia gama de fenómenos, ya que no sólo tiene que basarse en los hechos a los cuales él tiene acceso de un modo directo sino que puede extenderse para abarcar una experiencia inmensamente mayor” (Sabino, C., 1992).

Esta investigación se considera de tipo documental debido a que se revisarán los informes existentes del Campo Levas y se tomarán los datos obtenidos de la unidad de interés a través del análisis de registros de pozos para la evaluación estructural, estratigráfica, sedimentológica y petrofísica.

4.3 Población de la investigación

Según Arias, F. (2006) se entiende por población el conjunto finito o infinito de elementos con características comunes, para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Esta queda limitada por el problema y por los objetivos del estudio. Es decir, se utilizará un conjunto de personas con características comunes, que serán objeto de estudio.

“Cualquier información, por más pequeña y fragmentaria que sea, puede considerarse como una población siempre y cuando pueda colaborar, de algún modo, a esclarecer los problemas que nos planteamos en un estudio” (Sabino, C., 1992).

Para el trabajo de caracterización geológica que se llevará a cabo, la población o universo de estudio estará representada por los ciento noventa y siete (197) pozos pertenecientes al Campo Levas.

4.4 Muestra de la investigación

Arias, F. (2006) explica que se entiende por la muestra al "subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible". Es decir, representa una parte de la población objeto de estudio. De allí es importante asegurarse que los elementos de la muestra sean lo suficientemente representativos de la población que permita hacer generalizaciones.

La muestra de esta investigación corresponde a ciento dos (102) pozos, que alcanzaron la profundidad del nivel de interés, comprendidos en un área delimitada de 145 Km² hacia el Sureste con las coordenadas máximas (N: 985.653; E: 421.592) y mínimas (N: 977.601; E: 403.578) en el Campo Levas.

4.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Las técnicas de recolección de datos según Arias, F. (2006), son las distintas formas o maneras de obtener la información, el mismo autor señala que los instrumentos son medios materiales que se emplean para recoger y almacenar datos.

4.5.1 Técnicas de recolección de datos

A continuación se describen las técnicas empleadas de recolección de información, de acuerdo a los criterios mencionados. Por lo tanto serán utilizadas las diferentes técnicas en la recolección de datos, también el tratamiento y el análisis de

la información, así como las formas en que es presentada toda la información obtenida y con motivo de la investigación

:

4.5.1.1 Entrevista informal

“Es la modalidad menos estructurada posible de entrevista ya que la misma se reduce a una simple conversación sobre el tema en estudio. Lo importante no es aquí definir los límites de lo tratado ni ceñirse a algún esquema previo, sino hacer hablar al entrevistado, de modo de obtener un panorama de los problemas más salientes, de los mecanismos lógicos y mentales del respondiente, de los temas que para él resultan de importancia” (Sabino, C., 1992).

El empleo que se realiza en la investigación implica que se realicen una serie de preguntas orales, a los Geólogos, Geólogos Estructurales y Sedimentólogos que son parte del equipo de la Gerencia con el fin de obtener información basada en la experiencia del entrevistado sobre el estudio a desarrollar.

4.5.1.2 Revisión bibliográfica

En todo trabajo de investigación es necesario recurrir a fuentes bibliográficas que aporten conocimientos y datos importantes acerca del tema en estudio. La técnica consiste en obtener información mediante la revisión de material bibliográfico como: textos, manuales de la empresa, tesis de grado, entre otros (Hernández., 1979).

Los temas relacionados con el área a estudiar, específicamente como tesis de grado, textos, y fuentes electrónicas fueron de gran aporte para los conocimientos y las bases metodológicas en el presente trabajo.

Las técnicas de recolección de datos según Arias, F. (2006), son las distintas formas o maneras de obtener la información, el mismo autor señala que los instrumentos son medios materiales que se emplean para recoger y almacenar datos.

4.5.1.3 Análisis documental

Los datos serán recolectados de las carpetas de pozos, de los registros eléctricos de pozos, de los sumarios de producción y de reservas y mapas estructurales. A partir del mapa base del Campo Levas, se establecerá las secciones estratigráficas y estructurales. Se utilizarán textos, información proveniente de aplicaciones en intranet (Base de datos de Geología, Petrofísica y Producción), e informes técnicos; para la recopilación de información de los yacimientos y parámetros petrofísicos. Además de los manuales sobre software especializados.

4.5.2 Instrumentos de recolección de datos

Según Arias, F., (2006), considera que “un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información”

Las herramientas utilizadas para colecta de información en el desarrollo de esta investigación, incluyen el empleo de computadora, impresora, fotocopidora, pendrive, lápices, goma de borrar, hojas de papel bond tamaño carta, internet y el manejo de software computarizados: *Microsoft Word*, *Microsoft Excel*, software especializados: *OpenWorks*; *Sigemap V8*, además se utilizaron páginas digitales oficiales de carpetas de los pozos, *Simde*, *Webchannels*, Diagramas de curvas, *SireSL*, *Centinela*. A continuación se muestran las herramientas utilizadas en el presente trabajo de investigación.

4.5.2.1 Microsoft office

Usando los diversos módulos de esta herramienta como *Microsoft Word*, *PowerPoint* y *Excel*, se realizaron las labores fundamentales de este trabajo de grado, tablas de inventario, evaluación petrofísica, presentaciones, entre otros.

4.5.2.2 Sistema de manejo de documentos electrónicos (SIMDE)

Aplicación basada en la funcionalidad WDK (*Web Development Kit*) que permiten el acceso a una base de datos de EMC | *Documentum* mediante un explorador *Web* (EMC Corporation, 2006). La aplicación permite visualizar toda la información referente a los trabajos realizados a los pozos durante su vida activa, tales como: pruebas, reparaciones, reportes semanales, diagramas de completación, lodos, núcleos, entre otros. La información digital puede ser encontrada en las carpetas de pozos que se encuentran en las áreas operacionales.

4.5.2.3 Ambiente integrado Webchannels

Es una página *Web* creada por Shlumberger, que al igual que SIMDE permite el acceso a los datos de pozos, pero de manera más limitada, tales como: pruebas depresión, estado actual del pozo, topes de arenas y condiciones estáticas tales como coordenadas, elevación de la mesa rotaria.

4.5.2.4 OpenWorks

Es el más extenso sistema de manejo de datos (*data management*) usado en proyectos de exploración y producción en la industria del petróleo y gas. Ofrece a profesionales de E&P una gran gama de datos de campos petroleros en una base de datos sencilla. Al mismo tiempo, esta base de datos está enfocada específicamente en

las necesidades de la comunidad geológica y geofísica. Los beneficios son grandes, por ejemplo, realza flujos de trabajo de interpretaciones geofísicas, optimización de datos, sistemas de conversión cartográficas, mejora la integridad de sus datos, realza la administración de datos, modelo de seguridad más flexible, soporta actualizaciones en tiempo real, integración de aplicaciones, entre otros.

4.5.2.5 Sigemap v8.0 (Sistema de Generación de Mapas)

Es un sistema computarizado para la generación, actualización, validación y disponibilidad de una base de datos de mapas automatizados.

La información geológica y la posición de los pozos (vertical o desviado) es procesada bajo el sistema *Sigeoy* los datos adicionales como límite de roca, contactos condensado petróleo original, agua petróleo original, límites arbitrarios, pueden ser capturados de manera puntual y digitalizados directamente de los mapas existentes (Soporte a flujos de trabajo, 2008).

4.5.2.6 Centinela

Centinela (Centro de Información de Negocio Lagoven), es una aplicación desarrollada a partir del año 1994, y adaptada por Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) como sistema operacional para el manejo y fiscalización de Hidrocarburos en el año 1998.

1. Apoya operacionalmente los procesos de la cadena de valor de Producción de PDVSA.

2. Garantiza el manejo de la información de producción, reflejando la distribución y fiscalización, de Hidrocarburos de PDVSA.

4.5.2.7 SireSL

Es acrónimo de Sistema de Reservas en Software libre. Desarrollado por personal propio de PDVSA; en ambiente web. Es una aplicación que permite llevar la gestión de Reservas de Hidrocarburos de la nación, ofreciendo un balance de la cantidad de hidrocarburos existentes en los yacimientos venezolanos. Esto es, lleva de forma automatizada el Proceso de Sometimiento de las reservas probadas, probables y posibles de la nación, realización de los cierres anuales de reservas y la generación de los tomos que se entregan al ministerio para su aprobación.

Facilitar a través del ambiente web, el manejo de la información de Reservas de Hidrocarburos y la interacción con otras bases de datos de EyP. Además ofrece un balance de la cantidad de hidrocarburos existentes en los yacimientos, mediante la realización de sometimientos de reservas por descubrimientos, revisión y extensión; y de esta manera así garantizando el cumplimiento de las normas del ministerio para la apropiada oficialización de las reservas, proporcionando confiabilidad en el cálculo de las reservas a nivel nación y así aumentar la calidad de datos, mediante validaciones.

4.6 Etapas de la investigación

Con el propósito de identificar las diferentes etapas concernientes al desarrollo paulatino de este proyecto, se elaboró un flujograma de actividades, para representar de forma lógica y continua los pasos fundamentales que permitan lograr la caracterización geológica, también definiendo los límites de la investigación para evitar que se desvíe la atención de lo que realmente importa y así concluir el trabajo de grado en el tiempo establecido (Figura 4.1).

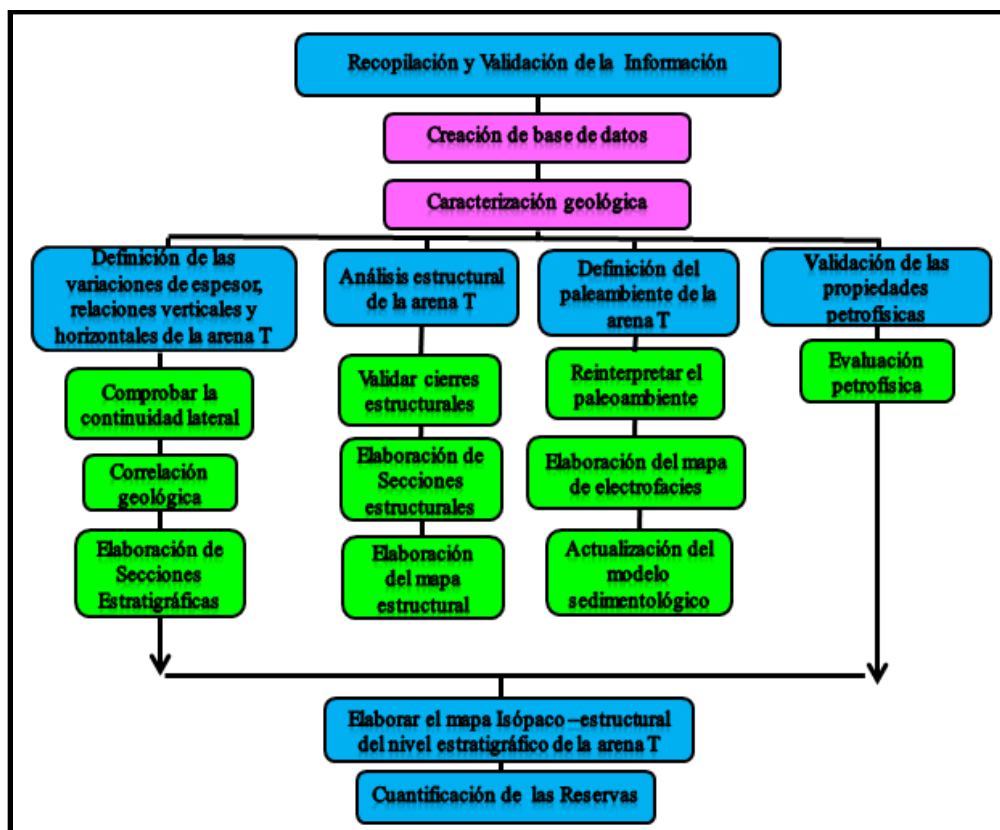


Figura 4.1 Flujograma de trabajo.

4.6.1 Recopilación y validación de la información

En esta etapa se ubicó y revisó toda la información relacionada con dicho proyecto, para ello se consultó el historial de cada uno de los pozos, informes técnicos, trabajos previos realizados en el campo Levas. Se pudo contar dentro de la empresa con el apoyo de la biblioteca técnica del Distrito San Tomé y la Base de Datos Oficial FINDER. Se clasificaron los datos obtenidos para posteriormente ser tabulados.

Con respecto a los datos de Perfiles de pozos recopilados, fueron validados mediante la comparación de registros en físico o en formato binario *.TIFF* con el

perfil graficado en *Single WellViewer* de *OpenWorks*, verificando que en ambos registros existieran los mismos marcadores a la misma profundidad.

4.6.1.1 Revisión Bibliográfica

Durante esta etapa se efectuó la revisión exhaustiva de diferentes materiales bibliográficos con relación directa e indirecta con el objetivo general de la investigación, entre los cuales se mencionan: informes técnicos, libros, tesis de grado, carpetas de pozos, registros eléctricos, recopilación de la información de todos los datos técnicos disponibles relacionados con el Campo Levas (antecedentes de la investigación) y la identificación de los pozos pertenecientes a los yacimientos en estudio.

Para así crear la base teórica y poder tener todo el material bibliográfico necesario para el desarrollo del proyecto en general. Cabe destacar el uso continuo de Internet durante todo el desarrollo de la investigación. Esta etapa tiene gran relevancia en el trabajo porque permite afianzar los conocimientos referentes a la geología del área de estudio y facilita la investigación planteada.

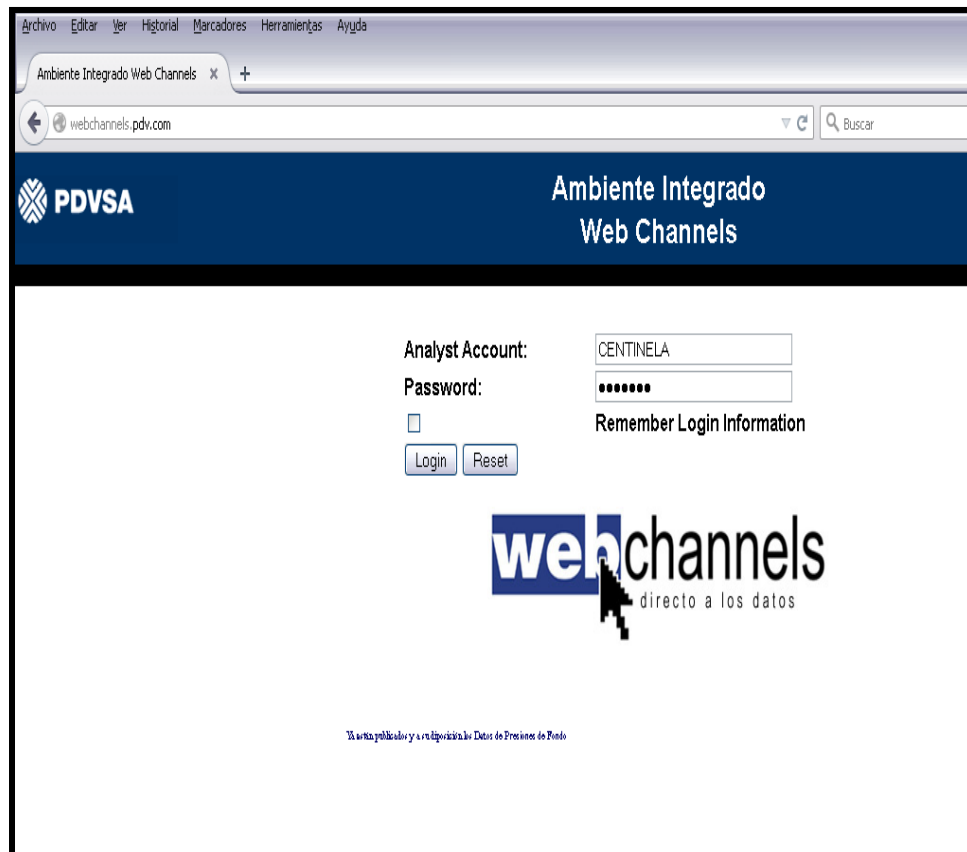
4.6.1.2 Revisión de carpetas de pozos y registros

Se revisaron los registros eléctricos de cada uno de los pozos cargados en las plataformas oficiales de la empresa al igual que en carpeta de pozo.

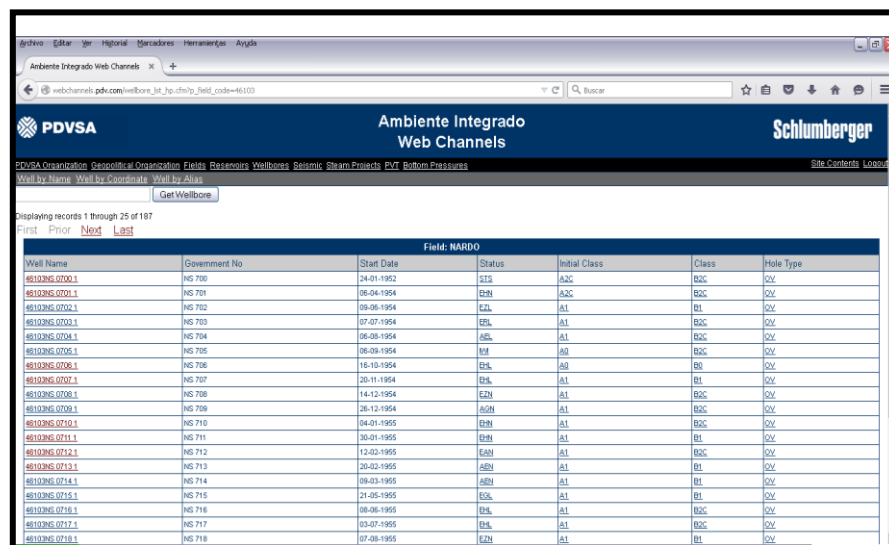
De los encabezados de los registros se obtuvieron datos como las coordenadas de superficie y fondo, elevación de la mesa rotaria y profundidad final del pozo, partiendo de un registro tipo donde se observe la secuencia estratigráfica completa,

para así obtener los topes y base del intervalo de interés, con el fin de elaborar y validar la base de datos que facilitara el desarrollo del trabajo.

Para obtener la información de los registro de pozos se accedió a WEBCHANNELS donde se encuentran los perfiles rasterizados, en la ventana principal se selecciona el campo y nombre del pozo (Figura 4.2), a continuación se despliegan las rutas de acceso a los registros cargados de ese pozo (Figura 4.3).



4.2 Vista principal de WEBCHANNELS.



PDVSA
Ambiente Integrado Web Channels
Schlumberger

PDVSA Organization Geopolitical Organization Fields Reservoirs Wellbores Seismic Steam Projects PVT Bottom Pressures

Well by Name Well by Coordinate Well by Alias

Get Wellbore

Displaying records 1 through 25 of 187

First Prior Next Last

Field: NARDO						
Well Name	Government No	Start Date	Status	Initial Class	Class	Hole Type
4610286.0700.1	NS 700	24-01-1992	STS	A2C	B2C	QV
4610286.0701.1	NS 701	06-04-1994	ENH	A2C	B2C	QV
4610286.0702.1	NS 702	09-06-1994	EAL	A1	B1	QV
4610286.0703.1	NS 703	07-07-1994	ENH	A1	B2C	QV
4610286.0704.1	NS 704	06-08-1994	ENH	A1	B2C	QV
4610286.0705.1	NS 705	06-09-1994	ENH	A0	B2C	QV
4610286.0706.1	NS 706	16-10-1994	ENH	A0	B0	QV
4610286.0707.1	NS 707	20-11-1994	ENH	A1	B1	QV
4610286.0708.1	NS 708	14-12-1994	ENH	A1	B2C	QV
4610286.0709.1	NS 709	26-12-1994	ENH	A1	B2C	QV
4610286.0710.1	NS 710	04-01-1995	ENH	A1	B2C	QV
4610286.0711.1	NS 711	30-01-1995	ENH	A1	B1	QV
4610286.0712.1	NS 712	12-02-1995	ENH	A1	B2C	QV
4610286.0713.1	NS 713	20-02-1995	ENH	A1	B1	QV
4610286.0714.1	NS 714	09-03-1995	ENH	A1	B1	QV
4610286.0715.1	NS 715	21-05-1995	ENH	A1	B1	QV
4610286.0716.1	NS 716	08-06-1995	ENH	A1	B2C	QV
4610286.0717.1	NS 717	03-07-1995	ENH	A1	B2C	QV
4610286.0718.1	NS 718	07-08-1995	ENH	A1	B1	QV

Figura 4.3 Ruta de acceso de registros de pozos de WEBCHANNELS.

Se recopiló toda la información de cada pozo que penetró las arenas en estudio, registros eléctricos (RD, RM, ILD, ILM, CILD, SP), Microlog, radiactivos (GR, NPFI, RHOB, DRHO) en físico y en digital, formato binario .tiff escala 1:500 y en formato .las, .lis o .dlis para ser cargados en la Plataforma *OpenWorks* para correlacionar, hacer secciones estructurales y estratigráficas, y se ubicaron las presentaciones de perfiles “Compuestas” en escala 1:200 para la evaluación petrofísica.

4.6.1.3 Validación de la información

Seguidamente se ejecutó la fase de adiestramiento en las aplicaciones *Openworks* que es una base de datos digitales de PDVSA Exploración y Producción, la cual almacena datos generales de pozos, registros eléctricos, fallas, superficies interpretadas, mapas, datos generales de perforación y producción, entre otros, posteriormente se procedió a la validación de los mismos; se revisaron todos los cabecales de registros de los pozos seleccionados como población, siguiendo con el

cumplimiento del objetivo planteado se realizó una lista de pozos en la aplicación *Openworks*, donde se obtuvo un inventario de las curvas y pozos cargados en el Proyecto EEII de la Formación Oficina del Campo Levas.

4.6.1.4 Creación de la base de datos

La base de datos se elaboró en el programa Microsoft Excel, para su creación se llevó a cabo la recopilación de la información de carpetas de pozos y registros eléctricos de los 197 pozos del proyecto con el objetivo de obtener los siguientes datos: coordenadas de superficie, elevación de la mesa rotaria (EMR), información de la arena de interés (tope y base) en (MD,TVD y TVDSS), espesor de arena neta (AN), arena neta petrolífera (ANP) y así facilitar el manejo y procesamiento de datos de manera rápida y organizada.

4.6.1.5 Revisión mapas oficiales

Se consultó el mapa base oficial del Campo Dación-Levas en SIGEMAP. (Figura 4.4).

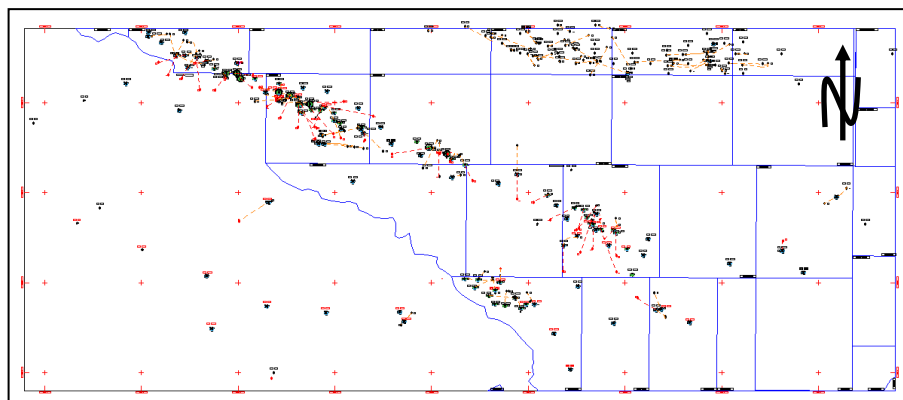


Figura 4.4 Mapa base del nivel T Campo Levas.

Una vez obtenido el mapa base se procedió a delimitar el área de estudio del Campo Levas en el nivel estratigráfico T.

4.6.2 Definición de las variaciones de espesor, relaciones verticales y horizontales de la arena T

A través de las variaciones de espesores, relaciones verticales y horizontales, mediante la correlación que se describirá a continuación se identificaron los topes y bases de los intervalos estratigráficos oficiales, su profundidad e interpretación de litología del intervalo de interés.

4.6.2.1 Correlación Litoestratigráfica

El objetivo principal de esta fase de investigación fue identificar las unidades que son equivalentes en tiempo, edad o posición estratigráfica, la continuidad y comportamiento tanto lateral como vertical con el fin de observar mejor la arena de interés. Por medio de la correlación se obtuvieron los topes y bases de la arena en estudio, profundidad, litología y espesor de las zonas de hidrocarburo la cual ya estaba realizada solo se validó la información obtenida por medio del mapa oficial y las correlaciones cargadas en la plataforma de *OpenWorks*.

La correlación litoestratigráfica se realizó utilizando la aplicación *Correlation*, desplegada del *LauncherStratworks* de *OpenWorks*, recurriendo a los registros digitales disponibles en la base de datos de la empresa. Se determinaron los topes y bases de los intervalos de interés evaluados tomando en cuenta como registro tipo el pozo LM 250, por poseer la columna estratigráfica más completa; se utilizaron los registros de Potencial Espontáneo (SP), Gamma Ray (GR), Inducción y Conductividad de los pozos pertenecientes al Levas. Este método consistió en ubicar los diferentes pozos uno al lado del otro, utilizando un espaciado regular,

manteniendo un nivel de referencia guía o nivel base para alinear los pozos y seguidamente aplicar la correlación litoestratigráfica, la cual se basa en buscar la similitud entre marcadores lutíticos y areniscas (Figura 4.5).

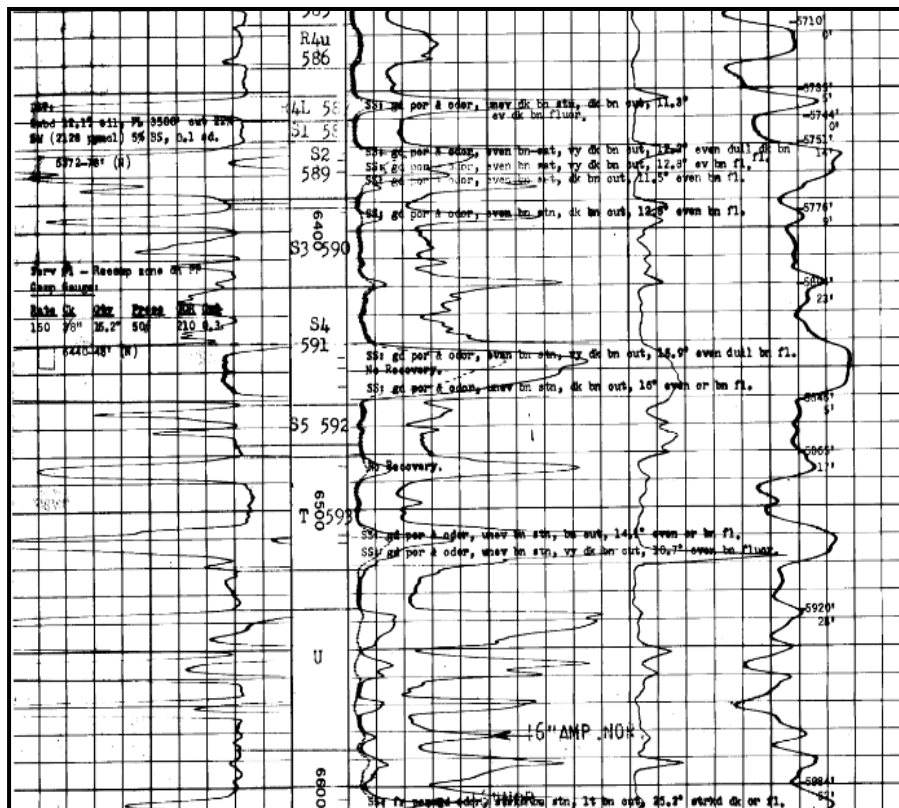


Figura 4.5 Registro tipo, pozo LM-250.

Para realizar la correlación desde *Openwork*, se seleccionó el nombre del proyecto, intérprete, sistema de medida y la lista de pozos escogidos para realizar el proyecto, seleccionando *Project Status* (Figura 4.6)

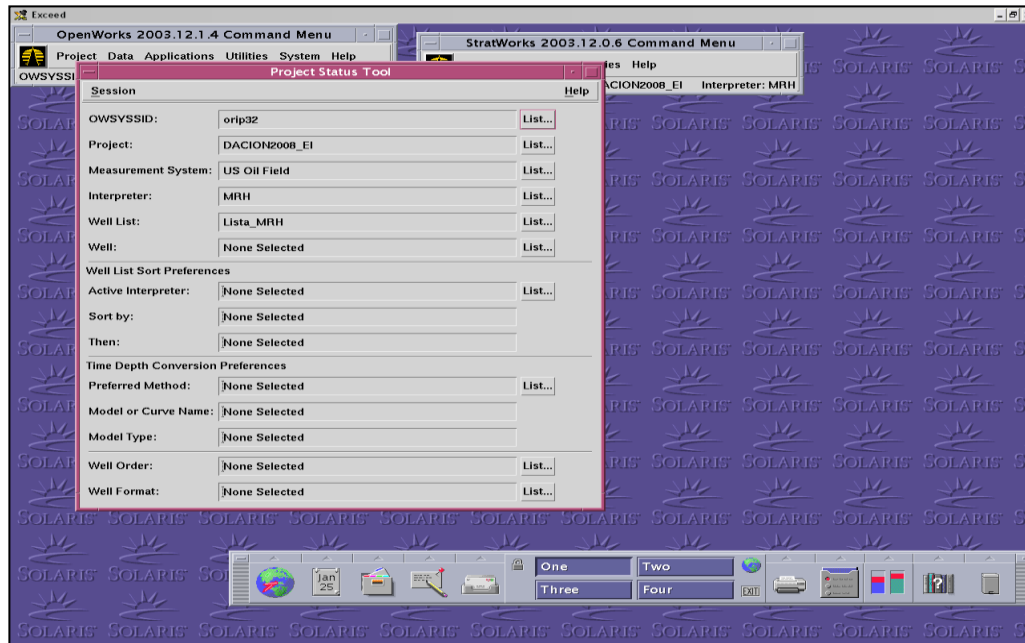


Figura 4.6 *Project Status*.

Se selecciona en el *Launcher* de OW la opción *Applications* y luego la opción *Stratworks*. Desde el *launcherStratworks* se escoge la opción *Interpret* y luego *Correlation*. (Figura 4.7).

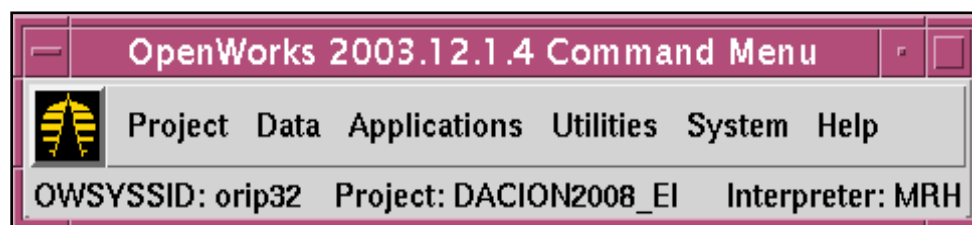


Figura 4.7 *Stratworks*.

En la ventana de *Correlation* se selecciona *File*→*Setup*→*Wells* y se seleccionan los pozos y el *Template* a utilizar siguiendo el mallado correspondiente (Figura 4.8).

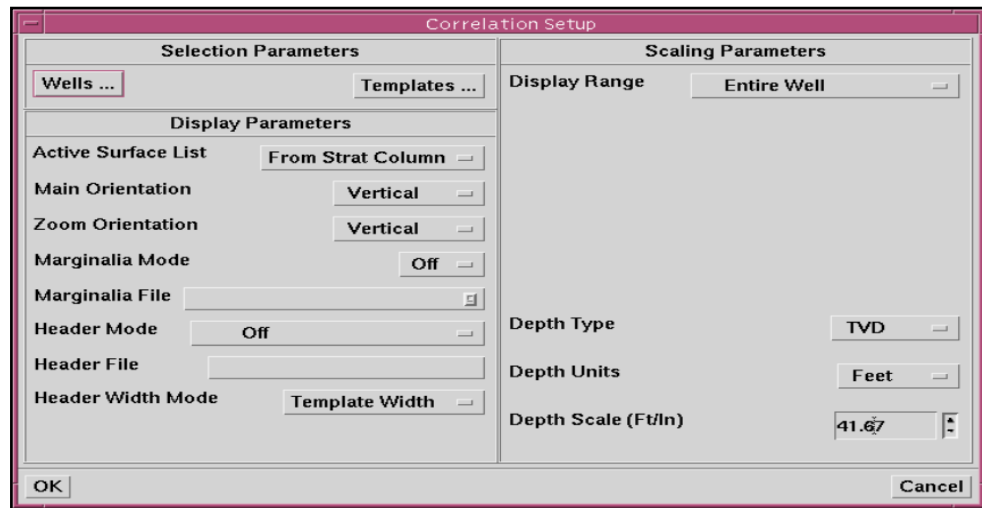


Figura 4.8 Correlation Setup

Una vez configurado el programa, se llevó a cabo la correlación de los registros definiéndose la base y tope de la arena en estudio y marcadores litológicos.

En el menú de *OpenWorks* selecciona la opción *Applications* y posteriormente la opción *Stratworks*, una vez abierto el menú de *Stratworks* se selecciona la opción *Correlation* (Figura 4.9).

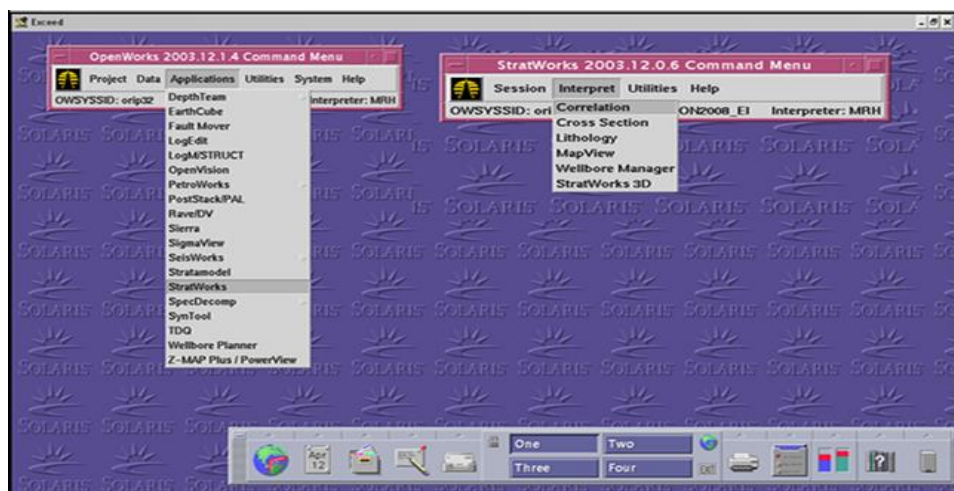


Figura 4.9 Menú Stratworks.

En la ventana de *Correlation* se selecciona *File/ Setup*, en *CorrelationSetup* y los pozos *Wells* (siguiendo el mallado de correlación), *templates*, se activan los intervalos estratigráficos a correlacionar *Active Surface List*, cabezal (*header*), tipo de profundidad (*depth type*), unidad de profundidad (*depth units*) (Figura 4.10).

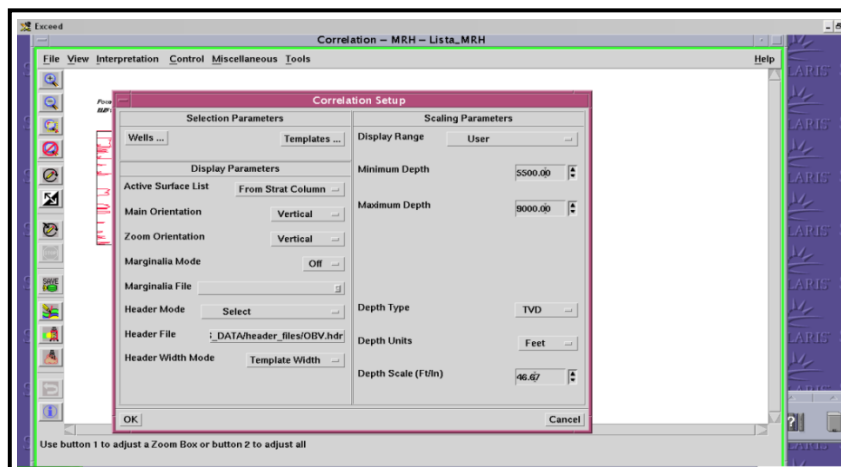


Figura 4.10 Ventana de *Correlation*.

Ya configurado el programa se inicia con la correlación estratigráfica definiendo tope y base de los intervalos estratigráficos y las fallas existentes (Figura 4.11).

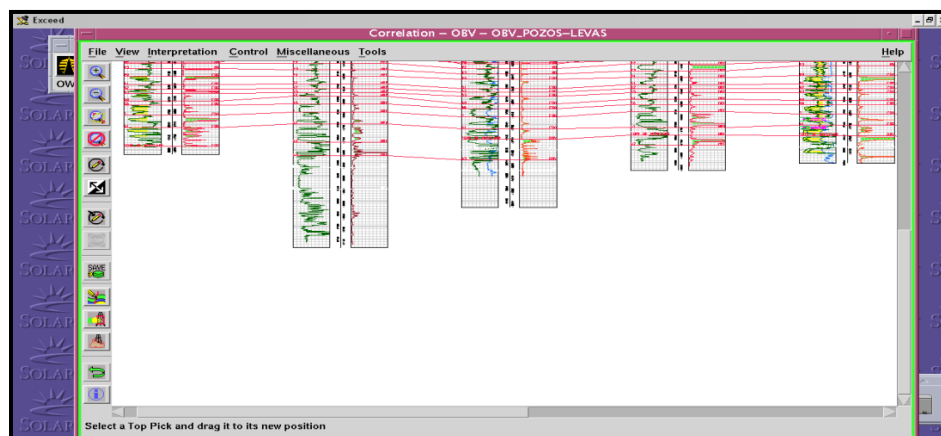


Figura 4.11 Correlación estratigráfica en OpenWorks

4.6.2.2 Elaboración de secciones estratigráficas

Las secciones se realizaron con el objetivo de verificar la continuidad lateral y vertical de las arenas y la conectividad de las mismas. En éstas se pudo integrar el modelo estratigráfico y el sedimentológico

Se realizaron cinco (5) secciones estratigráficas tomando en cuenta pozos no fallados y fallados que mostrarán los intervalos de interés de la arena T de estudio. Considerando un marcador lutítico en este caso se usó como marcador a S4 como referencia con el propósito de llevar todos los registros a un mismo nivel. En el mallado de secciones estratigráficas se utilizó una nomenclatura para cada sección, identificándose las secciones estratigráficas como A-A' en dirección Oeste-Este, y las secciones restantes B-B', C-C', D-D', y E-E' en dirección Noroeste-Sureste. Se escogieron los pozos más representativos de los yacimientos para observar la continuidad de los eventos sedimentológicos, además visualizar los diferentes cuerpos sedimentarios y su relación.

Para horizontalizar las secciones estratigráficas se generó un marcador con el nombre de “MARCADOR LUTÍTICO”, el cual corresponde a una línea de tiempo dentro de un intervalo lutítico que se presenta con una marcada extensión lateral (Figura 4.12).

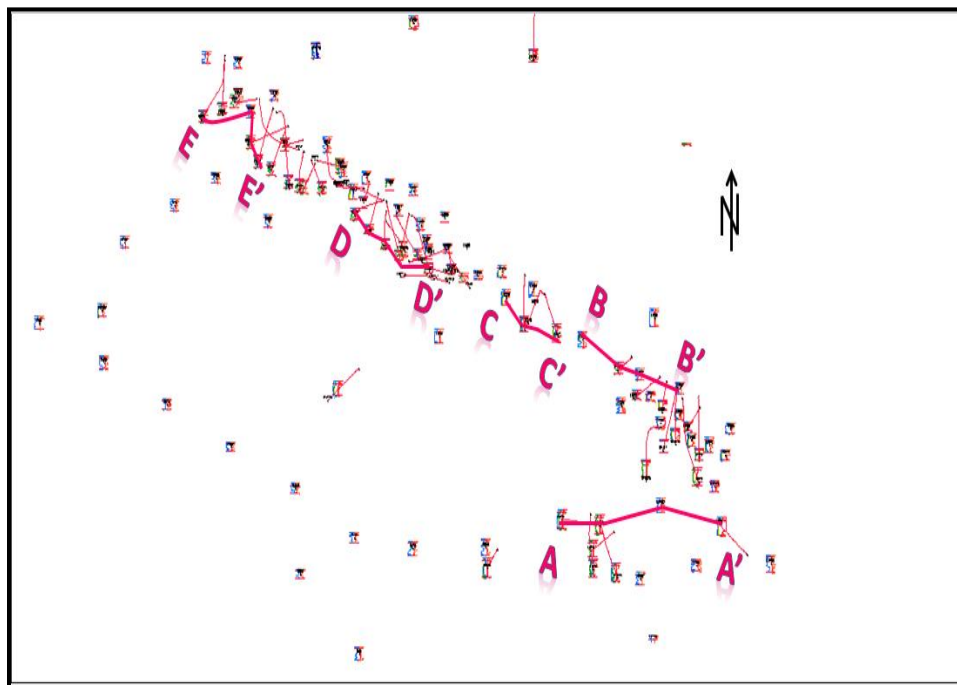


Figura 4.12 Mallado de Secciones Estratigráficas de la arena T.

Las secciones se elaboraron mediante el Programa *Openworks* de la siguiente manera:

Primeramente, se seleccionó el nombre del proyecto, intérprete, sistema de medida y la lista de pozos escogidos para realizar las secciones de la misma forma que se realizó en el proceso de correlación.

Luego desde el menú *Openworks* se seleccionan las opciones *Applications* y *Stratworks*, en este último se selecciona *Cross Section*. Desde la ventana *Cross Section*, se selecciona *File*→*Setup* y se escoge la sección a realizar y el *Template* a utilizar. (Figura 4.13).

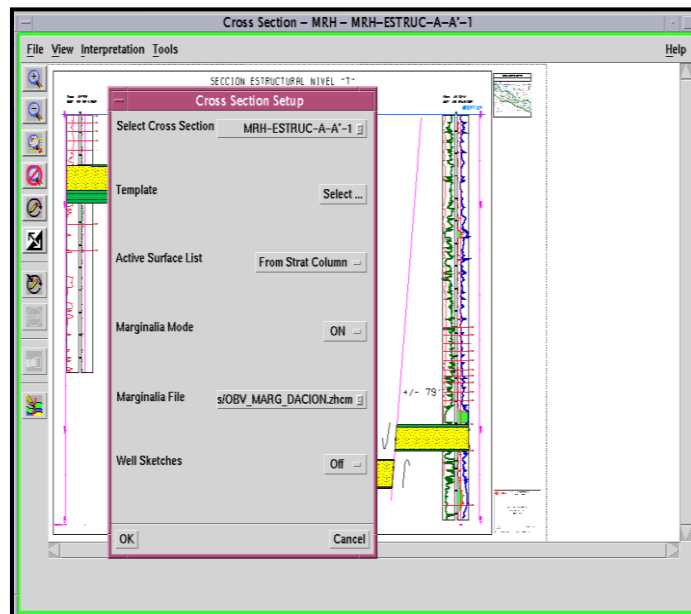


Figura 4.13 Menú *Cross-Section Setup*.

Posteriormente se seleccionó la opción *ScalingParameters* y se configuró la sección estratigráfica seleccionando el MARCADOR LUTÍTICO con el cual se horizontalizó la sección (Figura 4.14).

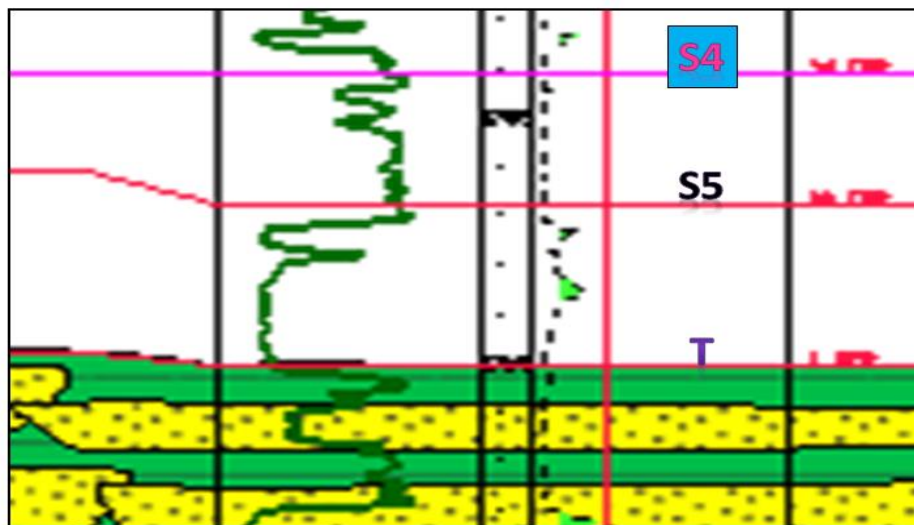


Figura 4.14 Marcador lutítico.

Una vez finalizada la sección se procedió a la interpretación de las electrofacies presentes y se le agregó textura y color a las arenas de interés y a las lutitas adyacentes usando el Módulo *Artist* de *Geolog*. (Figura 15)

Cross Section Scaling Parameters	
Display	
Section Type	Stratigraphic/Pick
Datum Pick: S4	Select ...
Wellbore Display Method	Vertical
Auto Scaling	User
Horizontal Scaling	
Project Map Units	International meters
Mode	Fixed
Interwell Spacing (In)	1.000
Horizontal Scale	78.99
Horizontal Scale Units	M/Cm
Vertical Scaling	
Display Range	Between Two Picks
Top Pick: T	Select ...
Amount to Plot Above Top	100.00
Base Pick: U1	Select ...
Amount to Plot Below Base	100.00
Vertical Exaggeration (h/v)	0.13
Depth Units	Feet
Depth Scale (Ft/In)	24.99
Plot Values	
Top Depth (Ft)	54.00
Base Depth (Ft)	-199.00
Plot Width (In)	41.74
Plot Height (In)	19.61
Screen Template Width (In)	1.32
OK	Cancel

Figura 4.15 Menú *Scaling Parameters*.

En la tabla 4.1 se detallan yacimiento, nombre, dirección y pozos de cada sección. Estas secciones se realizaron con la finalidad de verificar la continuidad lateral y extensión vertical de las arenas. Para así, visualizar el comportamiento de las facies en una secuencia sedimentaria lateral y poder definir con la mayor exactitud posible la geometría del yacimiento y los límites laterales.

Tabla 4.1 Descripción de los pozos involucrados en las secciones estratigráficas.

Yacimientos Prospectos	T LM 416	T LG 436	T LG 420	T LG 405	T LM 253
Secciones	A-A'	B-B'	C-C'	D-D'	E-E'
Dirección	W-E	NW-SE	NW-SE	NW-SE	NW-SE
Pozos	LM 235	LM 238	LG 413	LG 435	LM 236
	LM 226E	LG 436	LG 420	LG 574	LM 254
	LM 134I	LG 414	LM 431	LG 416	LM 428
	LM 416	LG 401	LG 423	LG 581	LM 241
				LG 417	
Leyenda: Yacimientos ● Prospectos ●					

Las líneas de secciones se crearon en el módulo *MapView* de *Straworks*. (Figura 4.16).

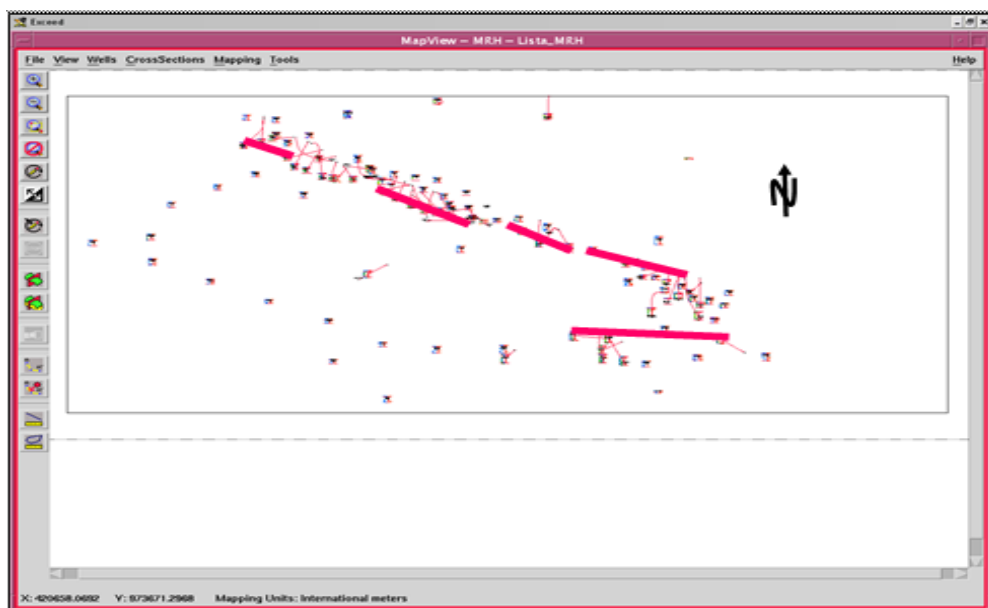


Figura 4.16 Secciones estratigráficas en *MapView*.

Las secciones estratigráficas realizadas en el módulo *MapView* se enviaron a *Correlation* donde se llevaron a un mismo nivel y se importaron a *Cross Section*. (Figura 4.17)

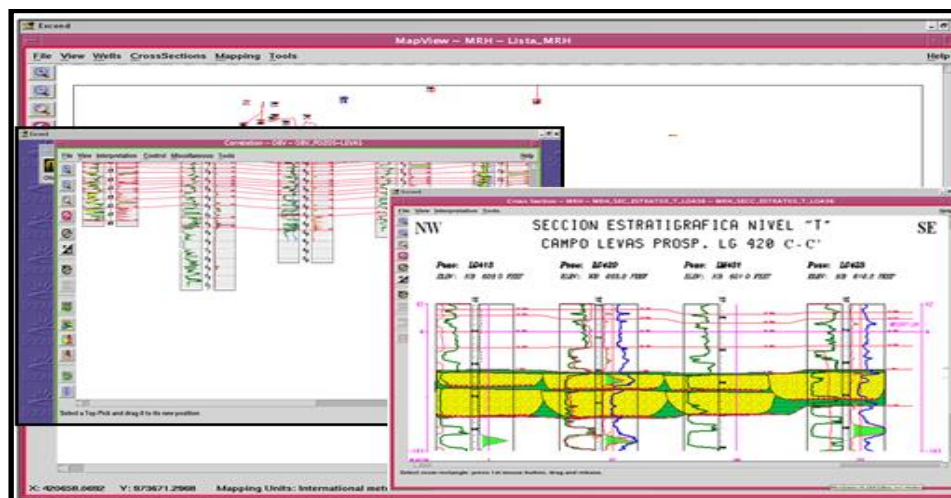


Figura 4.17 Sección estratigráfica realizada en *MapView* llevada a *correlation*, e importada a *Cross Section*

Una vez enviadas las secciones estratigráficas a *Cross Section* se trabajaron en con el fin de interpretar las electrofacies, añadirle color y textura a los intervalos estratigráficos T y lutita adyacente. (Figura 4.18)

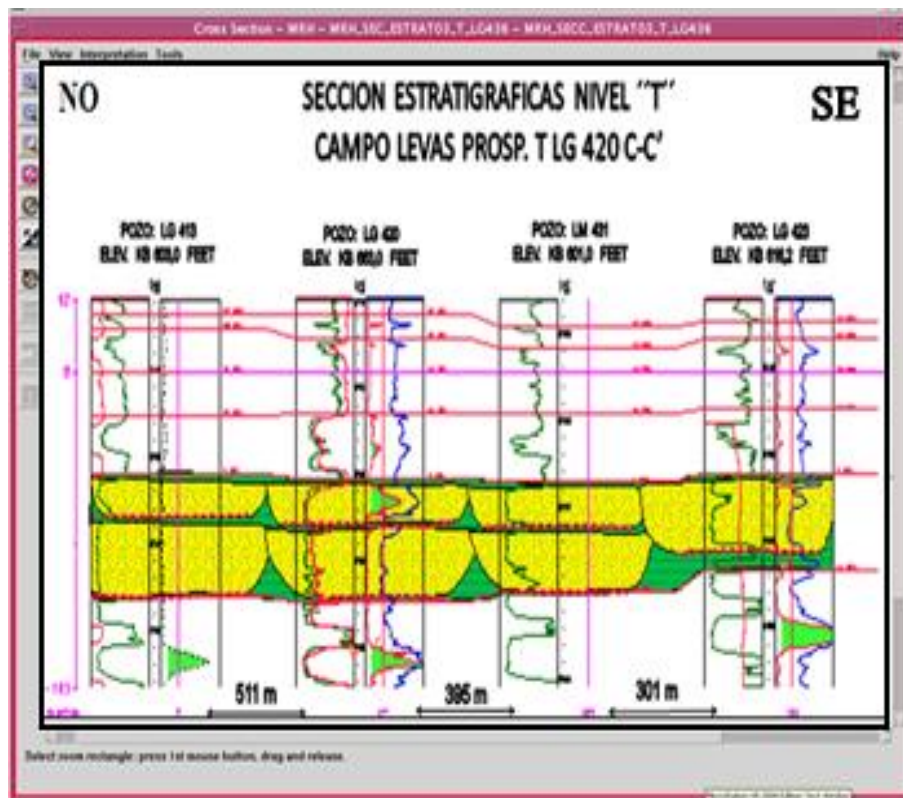


Figura 4.18. Imagen en *Cross Section*.

4.6.3 Análisis estructural de la arena T

El modelo estructural consiste en definir la orientación o dirección, el buzamiento y la geometría de los distintos horizontes en el subsuelo y las estructuras geológicas presentes en el área de estudio. En primer lugar se identificaron los topes estratigráficos de los horizontes en estudio en profundidades verticales verdaderas, a través de la correlación de los pozos, teniendo como objetivo mostrar las diferentes profundidades de la estructura en un mapa base.

4.6.3.1 Elaboración de secciones estructurales

El objetivo principal de la sección estructural es comprobar la existencia de las estructuras presentes en el subsuelo, analizar la información obtenida en la correlaciones con la ayuda de los registros de Rayos Gamma, Potencial Espontáneo, y Resistividad. Se elaboraron a su vez (3) sección estructural en las cuales (2) en dirección Sureste-Noroeste, paralelos a la sedimentación y perpendicular a los contornos estructurales y una en dirección Noroeste-Sureste paralelos a los contornos estructurales y perpendicular a la sedimentación, utilizando el programa *OpenWorks*, de tal manera que cubriera la mayor extensión en el área de estudio; para estudiar el comportamiento estructural que rige al área de estudio, dentro del Campo Levas. Para las secciones es necesario normalizar la profundidad a partir de un datum preferencial, uno a @ -4800' y dos a @ -5300' TVDSS prolongados aproximadamente.

El procedimiento fue similar a las secciones estratigráficas, considerando un datum estructural o una profundidad referida al nivel del mar. La altura de la mesa rotaria (KB) es importante ya que está referida la información en los cabezales de los registro, para así calcular el datum estructural TVDSS.

Se procedió a interpretar la sección estructural mediante la representación gráfica en escala, para observar la variación de profundidades que presentan los horizontes geológicos y determinar los buzamientos predominantes de los estratos y rasgos estructurales. (Figura 19).

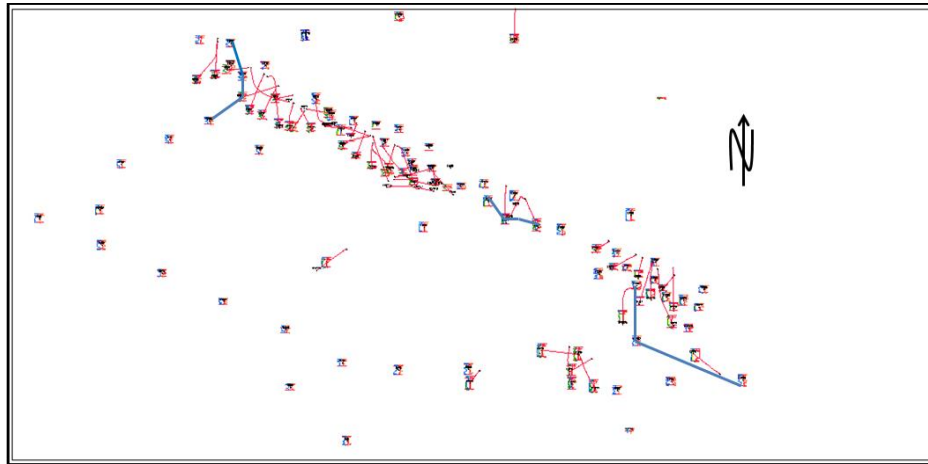


Figura 4.19 Mallado de la sección estructural de la Arena T.

Las secciones estructurales en fueron realizadas en Correlación del módulo *StratWorks*, importadas *Mapview* a *correlection* luego fueron importadas a *Cross Section* como en el caso anterior de las secciones estratigráficas y posteriormente donde se agregaron las fallas, la dirección de buzamiento y colores a los estratos. (Figura 20).

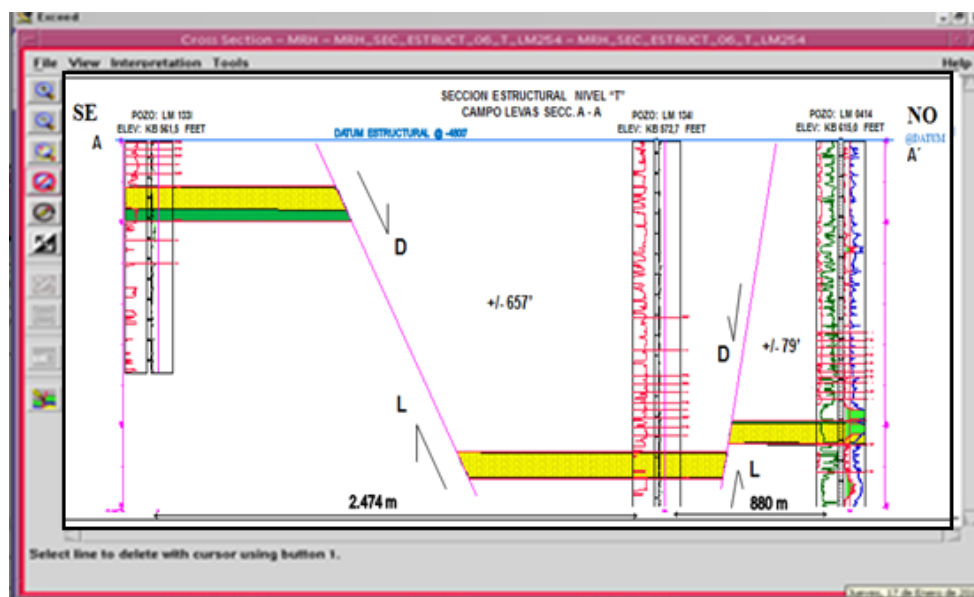


Figura 4.20 Sección Estructural.

4.6.4 Construcción del mapa Estructural

Para realizar el mapa estructural de la arena T del área estudiada, se utilizó como data valores, tales como: las coordenadas de fondo, la profundidad de los topes de la arena referidos al nivel del mar (TVDSS) los cuales se obtuvieron de la base de datos creada haciendo uso de la aplicación de *OpenWorks*.

El mapa estructural fue digitalizado en SIGEMAP 3.0 los contornos estructurales resultantes de la interpolación de los topes antes mencionados y las trazas de fallas, quedando cargados en la base de datos del sistema, para su posterior aplicación en la realización del mapa Isópaco – Estructural (Figura 4.21).

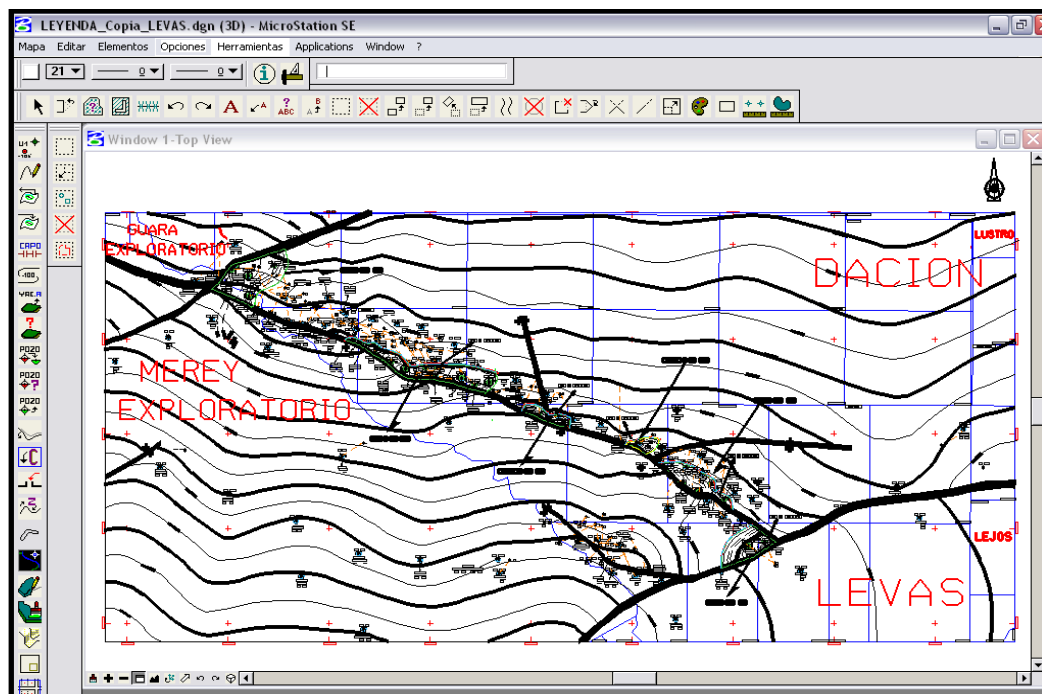


Figura 4.21 Mapa Estructural.

4.6.5 Definición del ambiente de la arena T

El modelo sedimentológico de los yacimientos comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, orientaciones, distribuciones y calidad física de los depósitos. La interpretación del ambiente sedimentario se realiza a partir del estudio de los resultados del análisis de facies y unidades sedimentarias, de su evolución vertical (secuencias sedimentarias) y de la información bioestratigrafía disponible.

Esta información es integrada con las de otras disciplinas, lo que permite establecer las analogías y por tanto, descifrar el ambiente sedimentario responsable del origen de la secuencia bajo estudio. Se requiere así mismo, definir la extensión areal de las unidades sedimentarias y de las unidades de flujo, en base a criterios sedimentológicos, bioestratigraficos y petrofísicos.

El desarrollo de este modelo se llevó a cabo a través de tres fases: Definición y análisis de las electrofacies de cada pozo, la elaboración del mapa electrofacies y la posterior interpretación del ambientes de deposición de las arenas de interés.

Para determinar con exactitud los ambientes sedimentarios, es necesario contar con núcleos extraídos en las arenas de estudio, sin embargo, para el caso del presente trabajo no se dispuso de ellos por lo que se recurrió a la integración de los modelos conceptuales de ambientes fluviales con el análisis de las respuestas electrográficas de los pozos que presentan las curvas GR, SP y Resistividad.

El desarrollo de este modelo se llevó a cabo a través de tres fases: Selección del modelo sedimentario conceptual, generación de mapa de electrofacies e interpretación de ambiente sedimentario.

4.6.5.1 Elaboración del mapa de electrofacies

El mapa de electrofacies, se debe realizar partiendo de cada interpretación de electroforma del mapa base de la zonas de estudios, de esta forma se conforman las unidades sedimentarias identificadas, se debe acotar que para la elaboración de este mapa se fundamentó en la interpretación de los perfiles de pozos, de tal forma no se habla de un mapa de facies sino de electrofacies. El lugar donde se depositan los sedimentos es el motivo principal en la elaboración de este tipo de mapa. No se dispone de análisis bioestratigráficos ni palinológicos, por lo tanto, se tomaron en consideración referencias bibliográficas y de informes de trabajo de la Industria para definir la zona en la cual fueron depositados los sedimentos que conforman las areniscas y lutitas de los intervalos estudiados.

El mapa de electrofacies se realizó en el módulo de *MapView*, donde se selecciona *Wells/ Log Signature Posting*, al desplegarse la ventana de *Log Signature Posting* se seleccionan los pozos *Wells* a los cuales se desea plasmar las electrofacies, el *templates*, se elige la opción entre dos *picks Between Two Picks*, se selecciona el tope y la base del intervalo estratigráfico de interés y se define la escala *depth Scale* de las electrofacies (Figura 4.22)

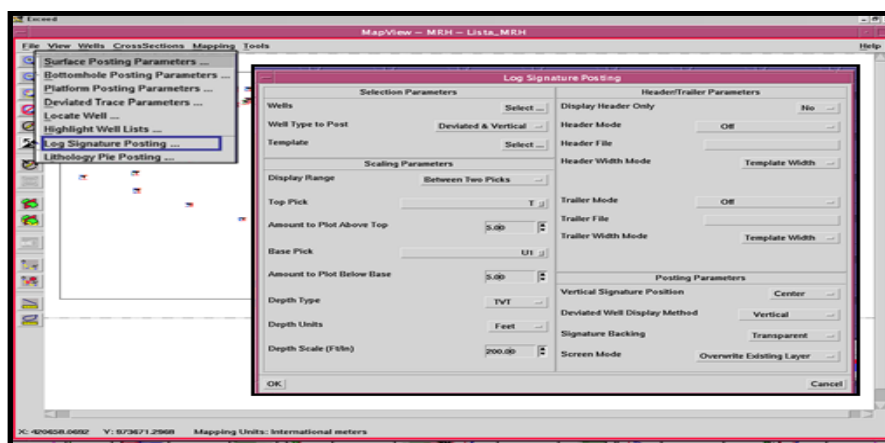


Figura 4.22 Ventana de *Log Signature Posting* de *MapView*.

4.6.5.2 Análisis e interpretación de las electrofacies

Se elaboró una revisión a las respuestas eléctricas que mostró la arena T en los distintos pozos que se encuentran cerca de los yacimientos en la zona de interés, para así tomar las mejores respuestas y colocarlas en un mapa de distribución de electrofacies, por lo cual permitirá mediante la interpretación de las mismas diferenciar cada una de las unidades sedimentarias, para así definir el ambiente sedimentario en el cual se depositan las arenas.

Para realizar esta interpretación se tomó como referencia las respuestas electrográficas de modelos conceptuales de ambiente sedimentario; donde las respuestas granodecreciente (*Fining Up*) se clasificaron como canales entrelazados amalgamados, las respuestas granocrecientes (*Coarsening Up*) se clasificaron como barras fluviales y respuestas de llanuras de inundación distribuidas en todo el nivel de estudio. Cabe destacar que para el análisis de las electrofacies se utilizaron como guías los modelos de respuestas eléctricas asociadas al ambiente de sedimentación según criterio de Acosta Rosales. (Figura 4.23)

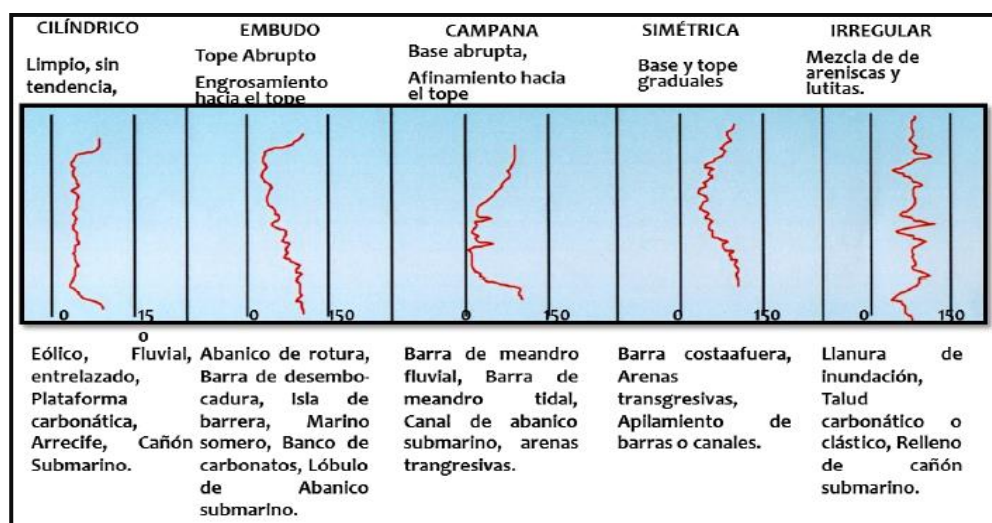


Figura 4.23 Criterio para la interpretación de Electrofacies (Acosta, R. 2006).

Se imprimió el mapa generado y se procedió a analizar la evolución granulométrica y de respuesta litológica para posteriormente asociarlo a facies sedimentarias existentes en el ambiente deposicional seleccionado previamente. (Figura 24).

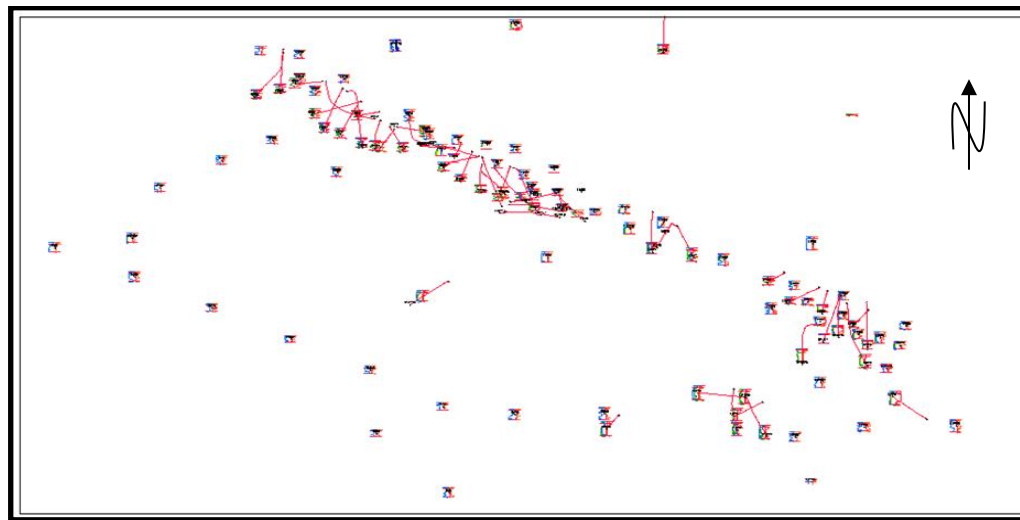


Figura 4.24 Mapas base para la interpretación de electrofacies.

4.6.5.3 Interpretación del ambiente

Luego de analizar cada electroforma plasmada en el mapa base del nivel T de la zona en estudio, agrupar las respuestas eléctricas similares y delimitar las unidades sedimentarias identificadas, se procedió a interpretar el ambiente que dio lugar a la sedimentación de las arenas en estudio.

La única forma para identificar las facies sedimentarias es comparar los perfiles eléctricos con núcleos debido a que ninguno de los pozos ubicados en el área de estudio se les ha extraído núcleos hasta el nivel de interés y no se contó con informes de Bioestratigrafía y Sedimentología del Campo Levas por lo que la definición del ambiente sedimentario fue mediante el análisis de electroformas.

4.6.5.4 Construcción del mapa de Ambiente

El mapa de ambiente se genera a partir de la interpretación de las electrofacies y el mapa isópacos, una vez definido los cuerpos sedimentarios, tendencia de la sedimentación y determinadas las zonas de mejores espesores y barreras de permeabilidad se procede a generar donde se refleje en una escala de colores la integración de esta información, este se realizó en la aplicación de *MapView* un mapa base para la arena de estudio, desplegando en ellos las electrofacies según la base y el tope establecidos en la correlación.

Las secciones de curvas interpretadas sedimentológicamente de cada pozo del presente proyecto se exportaron desde la Plataforma de *OpenWorks* en el módulo de *MapView*. Con esto se obtuvo un mapa base del área de estudio con información del comportamiento de las curvas de GR, SP y Resistividad de los registros de pozos que alcanzaron la profundidad de las arenas de interés (Figura 4.24).

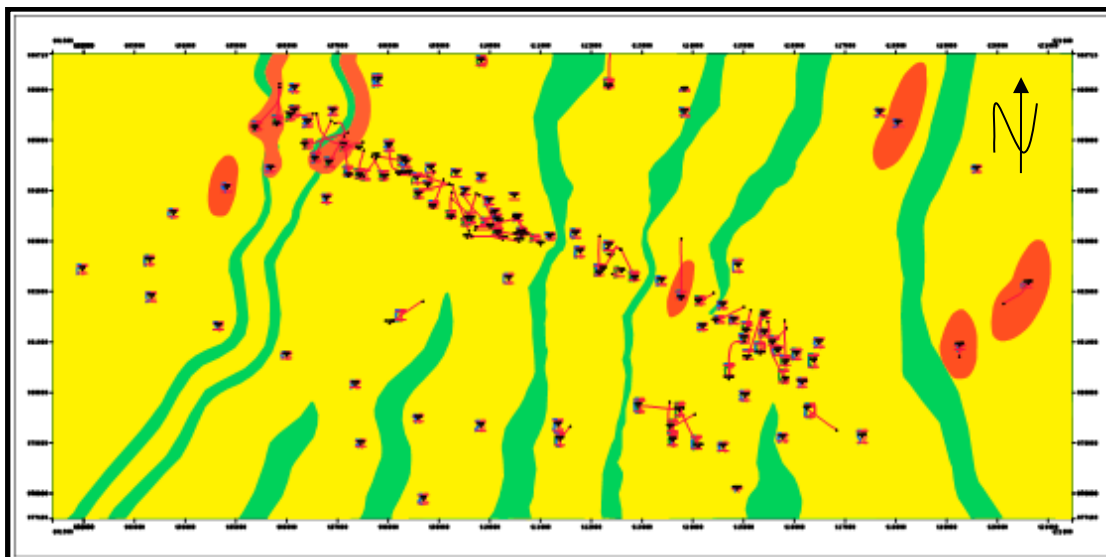


Figura 4.25 Generación del Mapa de ambiente.

4.6.6 Validación de la evaluación petrofísica integrando la información de las nuevas perforaciones en los yacimientos

La evaluación petrofísica se inicia con los análisis y control de calidad de los datos de perfiles existentes para así visualizar y corregir los problemas con los mismos o para calibrar algunos perfiles. Mediante fórmulas matemáticas, se determinan los parámetros petrofísicos, para así obtener relaciones de Porosidad(ϕ), Permeabilidad (K), Arcillosidad (Vsh), Saturación de agua (Sw), etc., así tratando de establecer una comparación entre ellos y las definiciones de facies del modelo sedimentológico.

La evaluación petrofísica comprende el estudio de las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen. Estas propiedades son generalmente medidas en el laboratorio mediante análisis de toma de núcleo o muestras de pared, para luego calibrar los modelos matemáticos usado para predecirlos. En este estudio no se dispuso de ninguno de estos recursos, por consiguiente las propiedades petrofísicas se obtuvieron a partir de los registros tomados a los pozos, tales como: Inducción, Densidad-Neutrón, Rayos Gamma y Caliper.

Los cálculos de los parámetros petrofísicos que se describen a continuación se realizaron para 31 pozos, dentro de los yacimientos, debido a que los pozos restantes no cuentan con la información necesaria para la evaluación petrofísica.

4.6.6.1 Estimación del Gradiente geotérmico y temperatura de 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 determinaron a través de las ecuaciones que se muestran a continuación:

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

$$T_f = T_s + \frac{P_f(T_m - T_s)}{P_m} \quad (4.2)$$

$$P_f = \frac{Tope + Base}{2} \quad (4.3)$$

Dónde:

GG = Gradiente Geotérmico (°F/pies)

T_m = Temperatura máxima (°F)

T_f = Temperatura de la formación (°F)

T_s = Temperatura media de la superficie (°F)

P_f = 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)

P_m = Profundidad máxima (pies)

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

Para la estimación del R_w se seleccionó el método de R_w aparente, a través de los registros buscados para el cual se seleccionaron pozos que cumplieran con ciertas premisas, primeramente se ubicaron las arenas con alto contenido de agua dentro de los intervalos estudiados, las cuales se eligieron de acuerdo a las siguientes características: espesor mayor o igual a 20 pies, deflexión de SP o GR altos y resistividad baja que se interpreten con areniscas con arcillosidad menor a 5%. Una

vez ubicadas las arenas de agua se sustituyeron los valores de la arena de agua más limpia en la ecuación de Archie la cual se expresa de la siguiente manera:

$$S_w^n = \frac{a * R_w}{\phi^m * R_t} \quad (4.4)$$

Dónde:

S_w = Saturación de agua (%)

R_t = Resistividad verdadera de la formación (m)

a = Expresa el factor de cementación (adimensional)

m = Expresa el factor de cementación (adimensional)

n = Es el exponente de saturación (adimensional)

ϕ = Porosidad (%)

R_w = resistividad del agua de formación (m)

Finalmente se determinó el R_w despejándolo de la ecuación principal:

$$R_w = \frac{\phi^m * R_t}{S_w^n} \quad (4.5)$$

4.6.6.3 Cálculo de saturación de agua (S_w)

Este estudio se basó en el modelo de Simandoux Modificado, la ecuación que más se ajusta al Campo Levas debido a que calcula la saturación de agua tomando en consideración la arcillosidad de la arena, la ecuación se describe a continuación:

$$S_w = \left[\left(\frac{a \times R_w \times (1 - V_{sh})}{\phi^m \times R_t} \right) + \left(\frac{a \times R_w \times V_{sh} \times (1 - V_{sh})}{2 \times \phi^m \times R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} + \left[\left(\frac{a \times R_w \times V_{sh} \times (1 - V_{sh})}{2 \times \phi^m \times R_{sh}} \right) \right] \quad (4.6)$$

Dónde:

S_w = Saturación de agua (fracción).

V_{sh} = Volumen de arcilla (fracción).

a = Coeficiente de tortuosidad (adimensional).

m = Exponente de cementación (adimensional).

n = exponente de saturación (adimensional).

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

R_t = Resistividad verdadera de la arena de interés (ohm-m).

R_{sh} = Resistividad de la lutita representativa de la formación (ohm-m).

ϕ_e = porosidad efectiva (fracción).

4.6.6.4 Determinación del volumen de arcilla (V_{sh})

La selección de un modelo para determinar el volumen de arcilla es de gran importancia ya que es una variable que afecta significativamente la estimación de la porosidad efectiva y de las saturaciones de los fluidos.

El cálculo del volumen de arcilla que está contenido en las arenas fue determinado de manera lineal por el método de la curva Gamma Ray (GR) para los pozos con este tipo de registro, usando la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{máx} - GR_{min}} \quad (4.7)$$

Dónde:

GR = Es la lectura en la zona de interés

$GR_{máx}$ = Es leído en las lutitas cercanas

$GR_{mín}$ = Es leído en la arena más limpia cercana a la zona de interés

4.6.6.5 Determinación de Porosidad efectiva ($\emptyset_e$)

Se ha comprobado que los valores más reales de porosidad son los determinados en análisis de núcleo, sin embargo por la baja captura de núcleos en los pozos nuevos en los campos en desarrollo, dicha propiedad se determinó con el modelo de Densidad-Neutrón para el cálculo de la porosidad efectiva.

De esta manera se obtuvieron las lecturas de densidad en términos de porosidad. Luego ambas lecturas se corrigieron por efecto de la arcillosidad, a través de las ecuaciones 4.8 y 4.9.

$$\emptyset D_c = \emptyset D - (V_{sh} \times \emptyset D_{sh}) \quad (4.8)$$

Dónde:

D_c = Lectura de densidad corregida

$\emptyset D$ = Lectura de densidad

V_{sh} = Volumen de arcilla.

$\emptyset D_{sh}$ = Lectura de densidad de la lutita.

$$\emptyset N_c = \emptyset N - (V_{sh} \times \emptyset N_{sh}) \quad (4.9)$$

Dónde:

$\emptyset N_c$ = Lectura de neutrón corregida

$\emptyset N$ = Lectura del neutrón de la curva

V_{sh} = Volumen de arcilla

$\emptyset N_{sh}$ = Lectura de neutrón de la lutita

Una vez corregidas las porosidades, se procedió a determinar la porosidad efectiva mediante la ecuación cuadrática:

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{Dc}^2 + \phi_{Nc}^2}{2}} \quad (4.10)$$

Dónde:

ϕ_e = Porosidad efectiva promedio, (%)

ϕ_{Dc} = Lectura de densidad corregida, (%)

ϕ_{Nc} = Lectura de neutrón corregida, (%)

4.6.6.6 Cálculo de permeabilidad absoluta

Obtener el valor más confiable de permeabilidad se logra con análisis de núcleos y registros especiales. A pesar de no contar con tales pruebas, existen distintas ecuaciones para determinar la permeabilidad de una formación.

Los valores de Permeabilidad en los intervalos evaluados se estimaron utilizando la ecuación de Timur, la cual es directamente proporcional a la porosidad efectiva e inversamente proporcional a la saturación irreducible del agua.

$$K = \frac{(\phi_e \times 100)^{4,4}}{(S_{wi} \times 100)^2} \times 0,136 \quad (4.11)$$

Dónde:

K = Permeabilidad de Timur

ϕ_e = Porosidad Efectiva

S_{wi} = Saturación de agua irreducible

4.6.6.7 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 poco prospectivas o dejan de ser rentables.

Los gráficos realizados para la determinación de estos parámetros fueron:

a. Saturación del agua de formación en función de la resistividad verdadera de la formación.

La resistividad verdadera de corte (R_{tc}) y la saturación de agua de corte (Sw_c) se obtuvieron 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 asintótica 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.

b. Saturación del agua de formación en función del volumen de arcilla.

Para determinar el volumen de arcillosidad crítica (V_{shc}) o de corte se generó 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, se corta la curva o línea de tendencia y se obtiene el valor de V_{shc} , este parámetro es el que nos indicó si el intervalo era prospectivo o no rentable.

c. Volumen de arcilla en función de la porosidad efectiva.

De la misma manera se entró con el valor de V_{shc} en la gráfica de volumen de arcilla en función de la porosidad efectiva y se obtuvo el valor de la porosidad

efectiva de corte ($\emptyset_{ec}$), el cual representa el valor mínimo por debajo del cual la arena comienza a ser poco porosa.

d. Porosidad efectiva en función de la permeabilidad.

El valor de $\emptyset_{ec}$ se encontró en la gráfica de porosidad efectiva en función de la permeabilidad y obtenemos el valor de permeabilidad de corte (K_c).

4.6.7 Elaboración del mapa isópaco-estructural del nivel estratigráfico de la arena T del Campo Levas

La elaboración de mapas de los yacimientos son herramientas de integración de toda la información que se recopila a través de los registros de pozos, valores de espesor, pozos completados y todos los datos posibles que ayuden a visualizar mejor los eventos geológicos del área de interés. De esta forma facilitar la recomendación de trabajos de reacondicionamiento (R_a/R_c) a pozos, trabajos de completación, así como también la ubicación de localizaciones para la perforación de nuevos pozos de acuerdo a los planes de explotación.

El mapa isópaco-estructural fue elaborado a partir de la integración de los modelos estratigráfico, sedimentológico, estructural y petrofísico, utilizando el sistema de generación de mapas (SIGEMAP) en el cual se digitalizaron las líneas o contornos de arena neta petrolífera (ANP) para esto se dispuso de la información aportada por la evaluación petrofísica, de donde se obtuvieron los verdaderos espesores de ANP de la arena T (Figura 4.25).

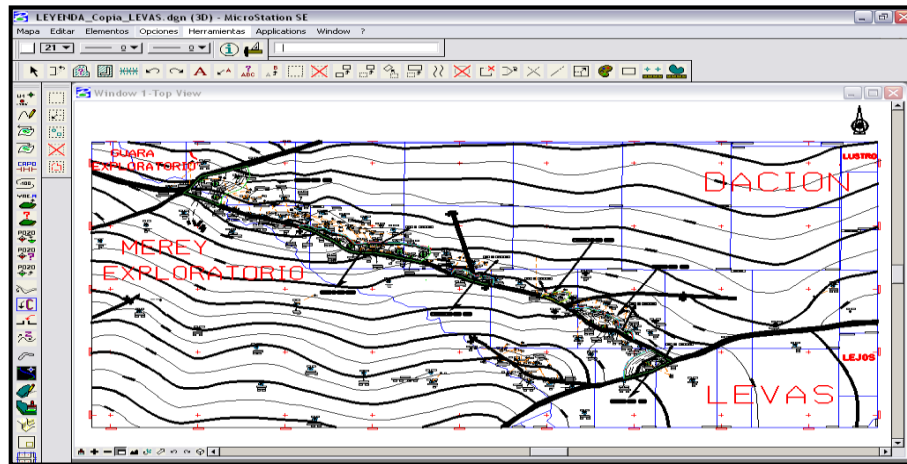


Figura 4.26 Mapa isópaco-estructural en SIGEMAP.

4.6.7.1 Cálculo de área y volumen de los yacimientos

El mapa isópaco-estructural representa el producto final del modelo estático, a partir de él se determinó el área y el volumen para poder realizar los cálculos de los hidrocarburos originales en sitio, con el fin de obtener la actualización las reservas de los yacimientos oficiales reservas de hidrocarburo así como de los nuevos yacimiento. Este se realizó a través de SIGEMAP V8 el área y el volumen del yacimiento estudio con la cuña de agua.

1. Adaptar los mapas y soportes técnicos productos del estudio, al formato de sometimiento de reservas para el MPPP.

4.6.8 Cuantificación de las reservas de hidrocarburo contenidas en la arena T, mediante el uso del método volumétrico

Para calcular reservas se utilizan distintas metodologías, o sus combinaciones, de acuerdo a la información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos. El cálculo de las reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que se efectúa

aplicando a la información geológica y de ingeniería a los métodos determinísticos y el uso de sus diferentes formas de cálculo depende de la cantidad y calidad de la información disponible y al grado de desarrollo de los yacimientos. (Ministerio de Energía y Petróleo 2005).

4.6.8.1 Método volumétrico

Para empezar la construcción del método volumétrico se debe tener como objetivo establecer los límites de los yacimientos en los mapas estructurales e isópacos, con la finalidad de calcular el fluido original en sitio y las reservas.

El método volumétrico permite la estimación de hidrocarburo original en sitio (POES, GOES, GCOES) con base en el modelo geológico, a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca, Ministerio de Energía y Petróleo (2005). Para luego calcular las reservas recuperables multiplicando los volúmenes de fluido en sitio por un factor de recobro del yacimiento. Los yacimientos en estudio son de petróleo pesado de acuerdo a la gravedad API, por tal motivo se utilizan las ecuaciones correspondientes a este tipo de fluido, las cuales se muestran a continuación:

4.6.8.2 Cálculo de Petróleo Original en Situ (POES)

El POES se calcula usando la siguiente ecuación:

$$POES = \frac{7.758 \times V \times \phi \times (1 - S_w)}{BOI} \quad (4.12)$$

Dónde:

7.758: Factor de conversión a barriles normales, (Bls/Acres*pies).

V: Volumen (Acre-pie)

ϕ : Porosidad (fracción).

Swi: Saturación de petróleo inicial (fracción).

1/Boi: Factor Volumétrico del Petróleo Inicial (BY/BN).

Una vez obtenido el POES, al aplicarle el Factor de Recobro, se obtienen las Reservas de Petróleo Recuperables Originales.

Es importante mencionar que el Factor volumétrico del petróleo (BY/BN) fue información suministrada y obtenida por el libro Oficial de Reservas 2017 del Campo Levas último sometimiento realizado por la Gerencia de Reservas.

4.6.8.3 Cálculo de Reservas Recuperables

Una vez obtenido el Petróleo Original en Sitio (POES), el Gas Original en Sitio en Solución (GOES), el Gas Original en Sitio y por Capa de Gas (GOES), al aplicarle el Factor de Recobro, se obtiene las Reservas de Hidrocarburos Recuperables Originales, usando la siguiente ecuación:

$$R.rec = POES \times FR \quad (4.14)$$

Dónde:

POES: Petróleo Original en situ.

Fr: Factor de Recuperación o Recobro.

4.6.8.4 Cálculo de Reservas Remanentes

Los volúmenes de petróleo recuperable cuantificados en cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanecen en el yacimiento, se calcula usando la siguiente ecuación

$$R.rem = R.rec - Np \quad (4.13)$$

Dónde

R. rec: Reservas Recuperables

Np: Producción Acumulada

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

5.1 Definición de las variaciones de espesor, relaciones verticales y horizontales de la arena T

La elaboración del modelo estratigráfico, permitió definir la orientación, geometría y continuidad lateral de las arenas de interés, basándose en los análisis de las curvas de registros para analizar la secuencia sedimentaria en dicho estudio.

5.1.1 Correlación litoestratigráfica

Se desarrolló esta correlación de manera litoestratigráfica, utilizando un mallado de correlación, en el cual se correlacionaron 197 los cuales 21 no penetraron la arena de interés del nivel T en el Campo Levas, seleccionando el pozo LM250 como pozo guía, ya que no presenta fallas, con el cual se pudo realizar el reconocimiento geológico, verificar continuidad de las arenas y cambio de facies.

La correlación partió del registro tipo del pozo LM-250, ya que no presenta fallas, con el cual se pudo realizar el reconocimiento geológico, verificar continuidad de las arenas y cambio de facies. Este cual mostró la secuencia sedimentaria completa del intervalo de interés, perteneciente a la Formación Oficina. De acuerdo a su respuesta electrográfica, están compuestos por una secuencia en su mayoría de lutita con intercalaciones de arenisca (Figura 5.1).

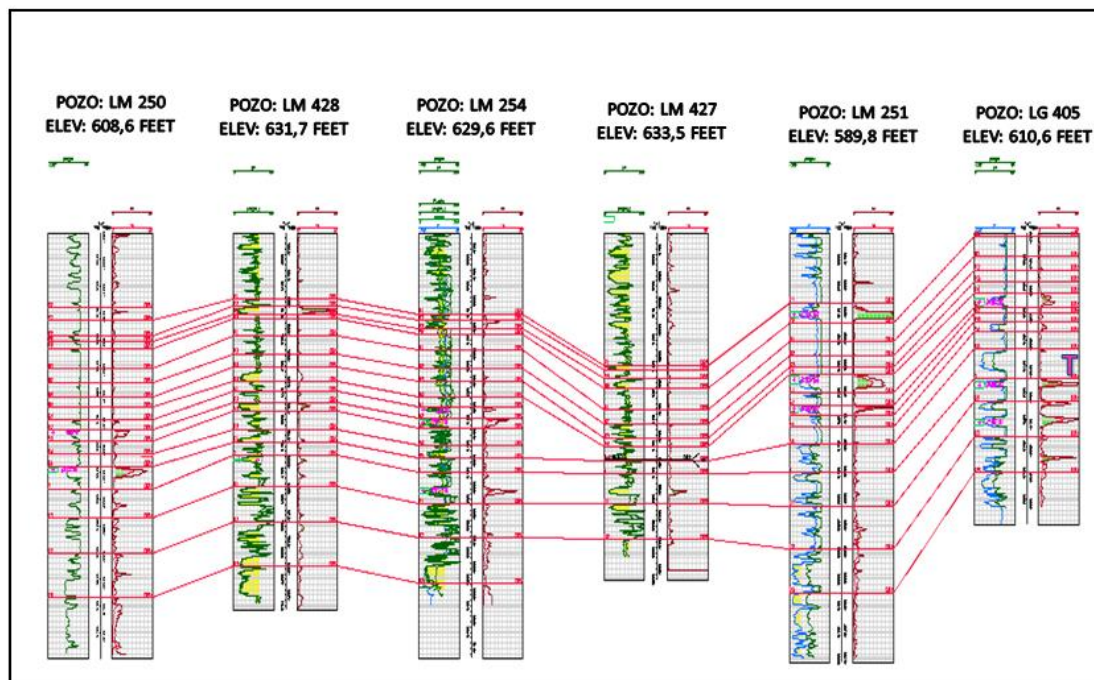


Figura 5.1 Correlación del Nivel de la Arena T.

5.1.2 Interpretación de las secciones estratigráficas

5.1.2.1 Sección estratigráfica A-A'

La Sección A-A' tiene una dirección preferencial Oeste-Este, se encuentra ubicada en la parte Sureste del mapa de estudio, en sentido opuesto a la sedimentación, y está constituida por los pozos LM235, LM-226E, LM134I y LM416. Estratigráficamente muestra los intervalos del yacimiento T LM 416 de la Formación Oficina. Dichos pozos pertenecen a canales entrelazados amalgamados que se encuentran en el centro del canal con mayores espesores de arenas interpretadas por el modelo sedimentológico. Los cuerpos que representan el mismo horizonte, tienen espesores promedios entre 70'-90', cubriendo una longitud de 3.428 m en toda su extensión.(Figura 5.2).

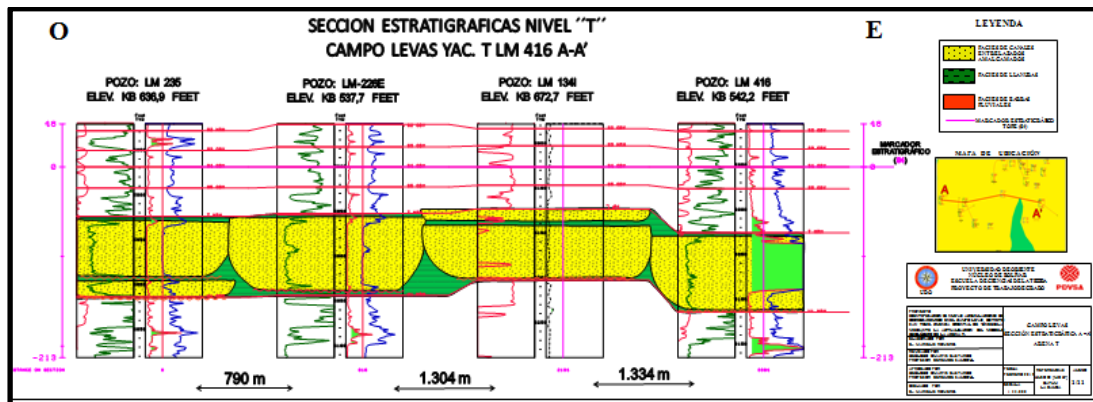


Figura 5.2 Sección estratigráfica A-A' Arena T.

5.1.2.2 Sección estratigráfica B-B'

Representada por los pozos LM238, LG436, LG414, y LM401; con una dirección Noroeste-Sureste, se encuentra ubicado en la parte Noreste del nivel de estudio de los yacimientos y en sentido opuesto a la sedimentación, observando la continuidad lateral de la arena T. Estratigráficamente muestra los intervalos del prospecto T LG-436 de la Formación Oficina. En esta secuencia se ve la disminución continua de los espesores ya que va siendo alejada continuamente del centro de los canales entrelazados amalgamados presentes en el la sedimentación. Los canales presentan espesores promedios que van desde 15' - 43'.

Hacia el noroeste existe un cambio de facies laterales en la parte basal del yacimiento con la presencia de una barra fluvial; presentando una longitud de 1.623 m en toda su extensión. (Figura 5.3).

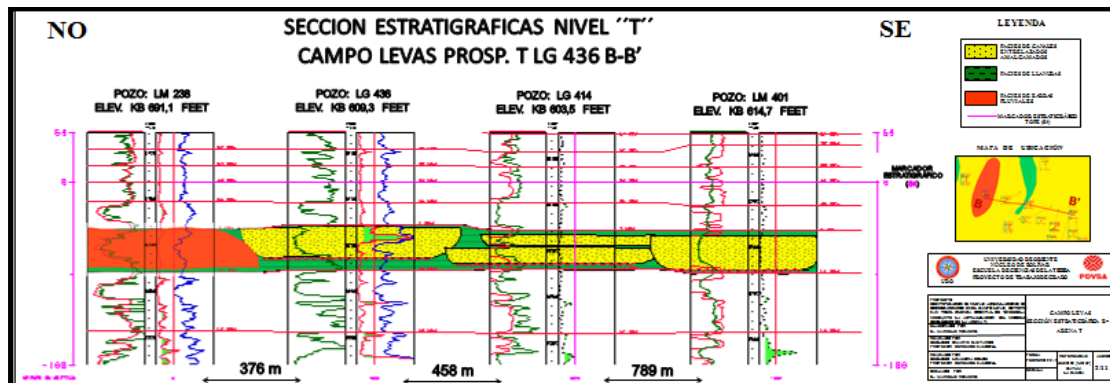


Figura 5.3 Sección estratigráfica B-B' Arenas T

5.1.2.3 Sección estratigráfica C-C'

Compuesta por 4 pozos como el LG413, LG420, LM431, y LG423; con dirección Noroeste-Sureste, y dirección Noreste del nivel de la arena T de los yacimientos, cubriendo una longitud de 1.207 m en toda su extensión. Pertenecce al prospecto T LG420 de la Formación Oficina, perpendicular a la sedimentación, presentando disminuciones continuas de espesores al acercarse cada vez más a la parte Noroestes del Campo Levas. Los canales presentan espesores promedios que van desde 24'-60'. (Figura 5.4).

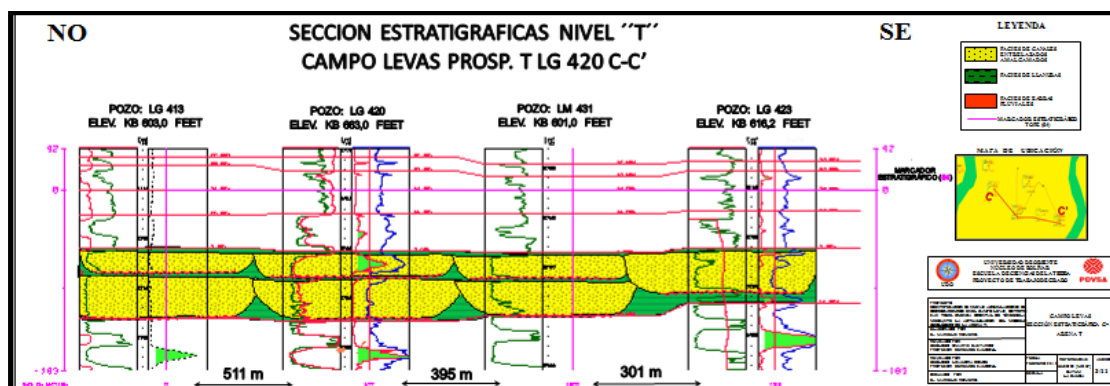


Figura 5.4 Sección estratigráfica C-C' Arenas T.

5.1.2.4 Sección estratigráfica D'-D'

La sección D-D', Compuesta por 5 pozos como el LG435, LG574, LG416, LG581 y LG417; con una dirección preferencial Noroeste-Sureste, y dirección Noroeste del nivel de la arena T del Campo Levas. Los cuerpos que representan el mismo horizonte, observándose la continuidad lateral de la arena de estudio, perteneciente al yacimiento T LG405, presenta una longitud de 1.495 m. en toda su extensión, varían entre espesor promedio de 10'-43'. Se observa la disminución continua de espesores acercándose más a los cuerpos lutíticos, y cuellos arcillosos en comparación a las secciones anteriores. (Figura 5.5)

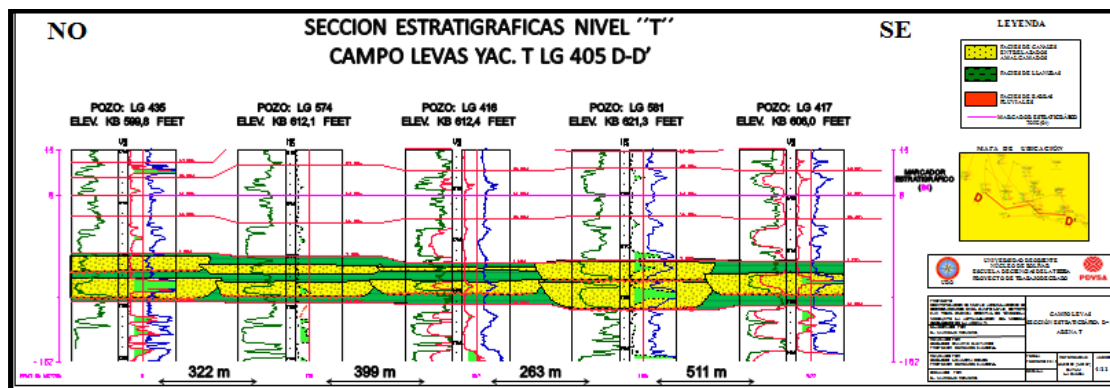


Figura 5.5 Sección estratigráfica D-D' Arenas T

5.1.2.5 Sección estratigráfica E-E'

La Sección E-E' tiene una dirección preferencial Noroeste-Sureste, se encuentra ubicada en la parte Noroeste de la ventana del Campo Levas, en sentido opuesto a la sedimentación, y está constituida por 4 pozos, LM236, LM254, LM428, y LM241. Estratigráficamente muestra los intervalos del yacimiento T LM253 de la Formación Oficina Los cuerpos que representan el mismo horizonte, tienen espesores que varían entre 14'-40'aproximadamente. Se observa depósitos de barras de desembocaduras y canales entrelazados amalgamados de acuerdo a la sedimentación. En el área se

encuentran un gran depósito de arcilla, también se pueden ver como los canales se interconectan unos con otros. Se observan cambios de facies bien marcados al pasar de un conjunto de canales apilados a una zona donde los horizontes cambian bruscamente a cuellos lutíticos de espesor promedios, que son áreas donde se depositaban por un largo período de tiempo gran cantidad de arcillas producto de llanuras de inundación. Hacia la parte noroeste las arenas pierden espesor que conforman hacia la parte noreste, dividiéndose en lentes de menores espesores, cubriendo una longitud de 1.746 m en toda su extensión. Se puede observar la continuidad lateral de la arena T en la (Figura 5.6).

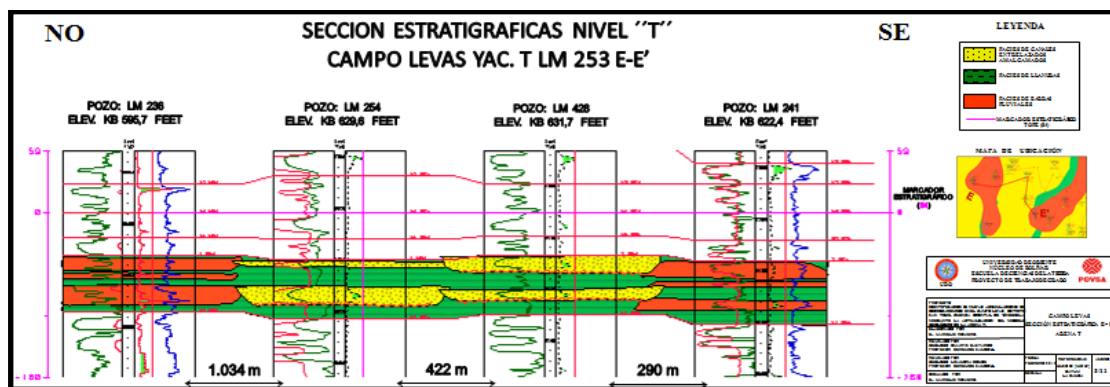


Figura 5.6 Sección estratigráfica D-D' Arenas T

5.2 Análisis estructural de la arena T

La elaboración de las secciones estructurales permitió hacer un patrón del área de estudio para analizar y revisión de fallas, saltos de fallas, rumbo y buzamiento de las mismas además la profundidad de los estratos del suelo.

5.2.1 Revisión del mapa del plano de fallas

Se pueden observar en el mapa de planos de fallas del Área Mayor de Oficina, un gran número de fallas, con dos direcciones preferenciales NE-SW y SE-NW, que buzan tanto al norte como al sur. (Figura 5.7).

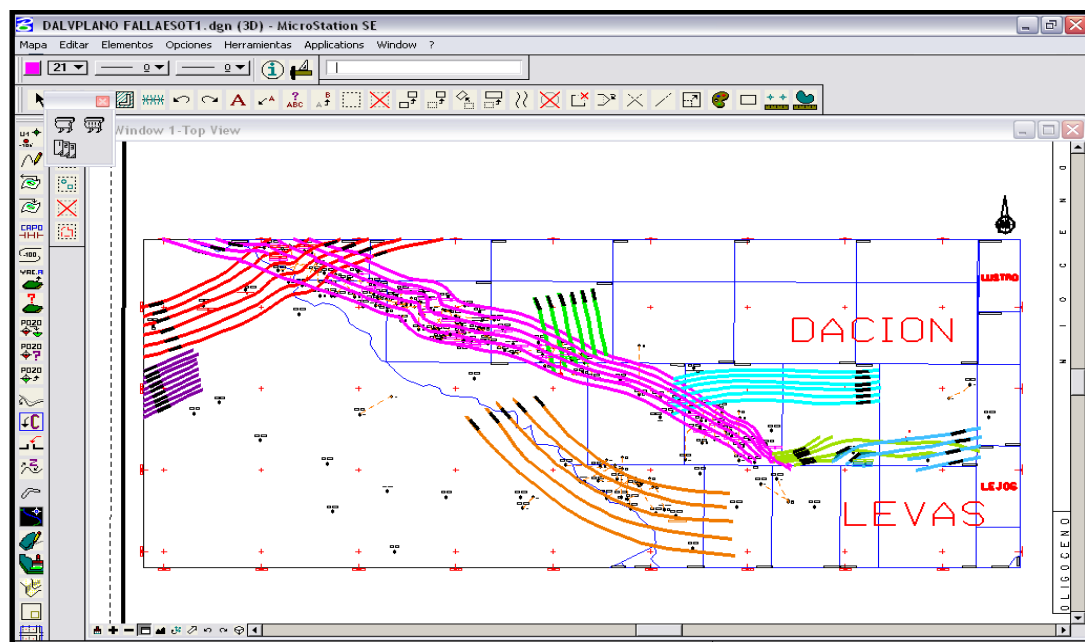


Figura 5.7 Plano de Falla actualizado del Campo Levas

El mapa de plano de falla no tuvo la necesidad de una modificación previa debido a que coincidían con los resultados arrojados de estudios anteriores, ya que se había realizado un sometimiento muy reciente del Campo Levas pero en diferentes niveles, y con su respectiva actualización del plano de falla.

5.2.2 Interpretación de las secciones estructurales

5.2.2.1 Sección estructural A-A'

La sección estructural A-A' trazada en dirección Sureste-Noroeste, involucra los pozos LM133I, LM134I, y LM0414, se encuentra ubicada al Sureste del yacimiento T LM-416, en ella tomo como datum de profundidad el valor de @ -4800' TVDSS. Presenta una longitud de 3.354 m en toda su extensión. Presenta un Graben como estructura presente dentro de la sección mostrada.

Esta sección está cortada por dos fallas de tipo normal que de acuerdo al mapa estructural la falla entre los pozos LM133I y LM134I, tienen dirección preferencial Noreste-Suroeste y buzamiento generalizado al Noroeste, con un salto vertical de +/- 657'.

La falla ubicada entre los pozos LM134I y LM0414 tiene una dirección Noroeste-Sureste y buzamiento generalizado al Suroeste, no presentando comunicación alguna en ninguno de sus reservorios. (Figura 5.8, Anexo 6).

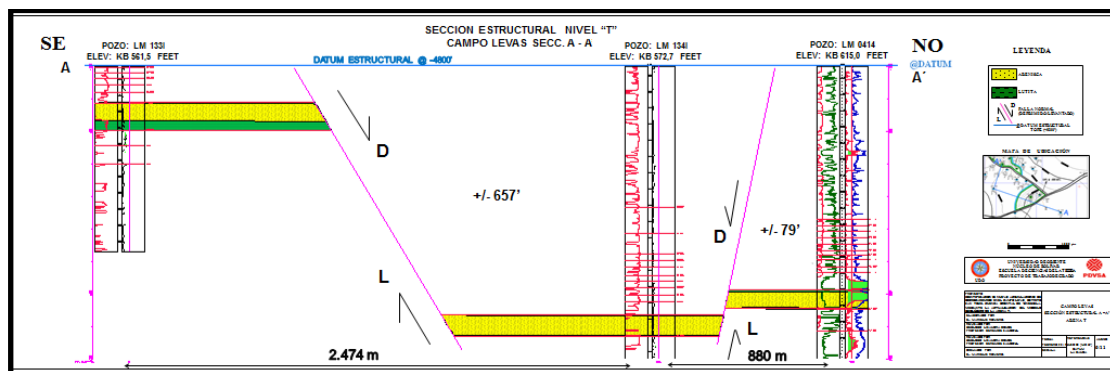


Figura 5.8 Sección estructural A-A' Arenas T

5.2.2.2 Sección estructural B-B'

La sección estructural B-B' trazada en dirección Noroeste-Sureste, involucra los pozos LG413, LG420, LM431, LG423, y LG401, perpendicular a la sedimentación y paralela a los contornos estructurales. Con una dirección Noroeste-Sureste, presentando un datum preferencial de aproximadamente @ -5300' TVDSS de profundidad. Con una longitud de 1.761 m en toda su extensión. Se encuentra ubicada dentro del prospecto T LG-420.

La sección es atravesada por una falla normal de dirección Noroeste-Sureste entre los pozos LG420 y LM431, buzamiento al Suroeste de acuerdo al mapa estructural, la falla a su vez se comunican entre sí en todo el reservorio; por presentar un salto mínimo de sólo 25' de espesor aproximadamente. (Figura 5.9, Anexo 7).

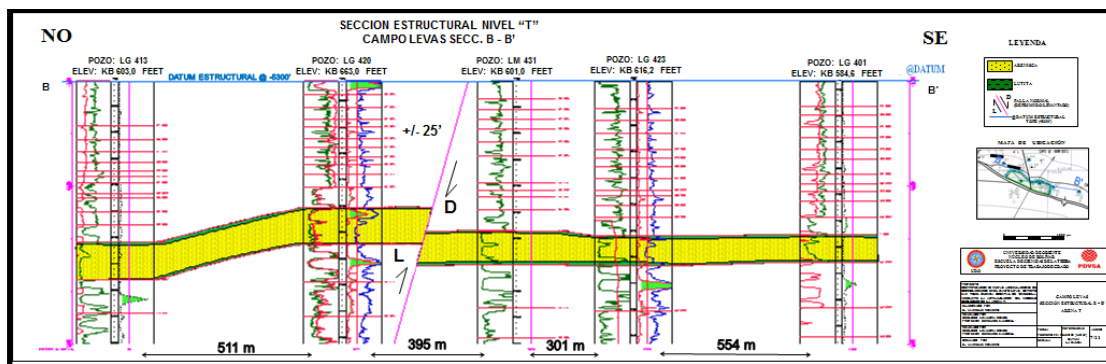


Figura 5.9 Sección estructural B-B' Arenas T.

5.2.2.3 Sección estructural C-C'.

Esta sección se encuentra constituida por 4 pozos los cuales son: GG35D, LM428, LM254, LM252. Tiene una dirección Sureste-Noroeste; con un datum preferencial de @ -5300' TVDSS de profundidad aproximadamente, está paralela a la sedimentación y perpendicular a la estructura. Tiene una longitud de 2.036 m en toda

su extensión. En esta sección se presenta un Horst como estructura dentro del marco general de la sección mostrada. Es atravesada por una falla normal entre los pozos GG35D y LM428 en dirección Noroeste-Sureste y buzamiento al Suroeste, cuyo salto vertical es de $\pm 100'$ de espesor que varían en su extensión que a su vez no tienen comunicación entre sí; y otra falla normal de dirección Noreste-Suroeste y buzamiento al Noroeste entre los pozos LM254 y LM252 presentando un salto vertical de $\pm 240'$ que varían aproximadamente en toda su extensión y tampoco tienen comunicación en todo su reservorio, esta descripción es de acuerdo al mapa estructural. (Figura 5.10, Anexo 8).

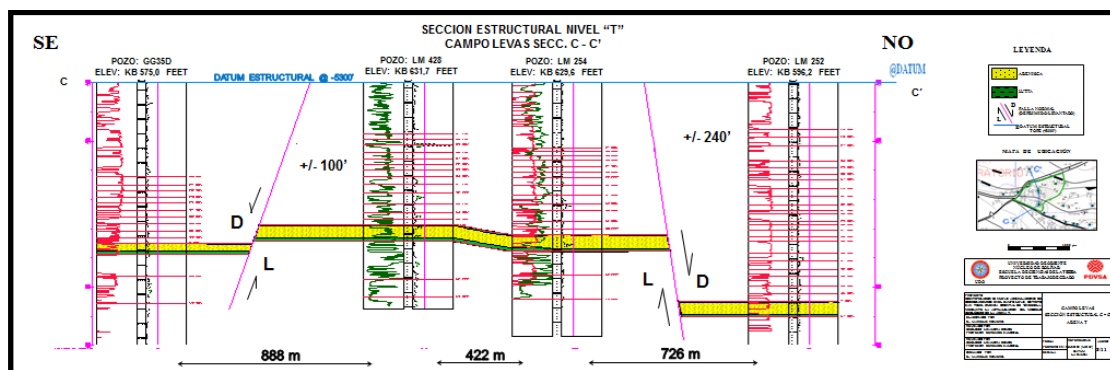


Figura 5.10 Sección estructural C-C' Arenas T.

5.3 Definición del ambiente de la arena T

5.3.1 Modelo sedimentario conceptual

La sedimentación de la Formación Oficina se inicia en condiciones de aguas dulces o salobres, continuando con repetidas alternancias de ambientes marinos someros, salobres y pantanosos; en general, las condiciones se hacen más marinas de oeste a este y de sur a norte. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos.

Considerando la información de sedimentación regional en el Área Mayor de Oficina descrita en el párrafo anterior y asumiendo el comportamiento estratigráfico secuencial de la Formación Oficina de evolución transgresiva, aunado a la interpretación oficial de intervalos infrayacentes a los horizontes de estudio, se definen en el nivel de la arena T conformado por los yacimientos T LM-253, T LG-405, T LM-408, T LM416, y los prospectos T LG-420, Y T LG-436 como ambientes fluvial. La figura 5.11, ilustra el modelo de sedimentación considerando el arquetipo conceptual de Boyd, R; Dalrymple, R.W y Zaitlin, B.A (1992) seleccionado para el intervalo en el área de estudio, el cual muestra hacia la parte central inferior de la figura un lóbulo de delta de dominio fluvial.

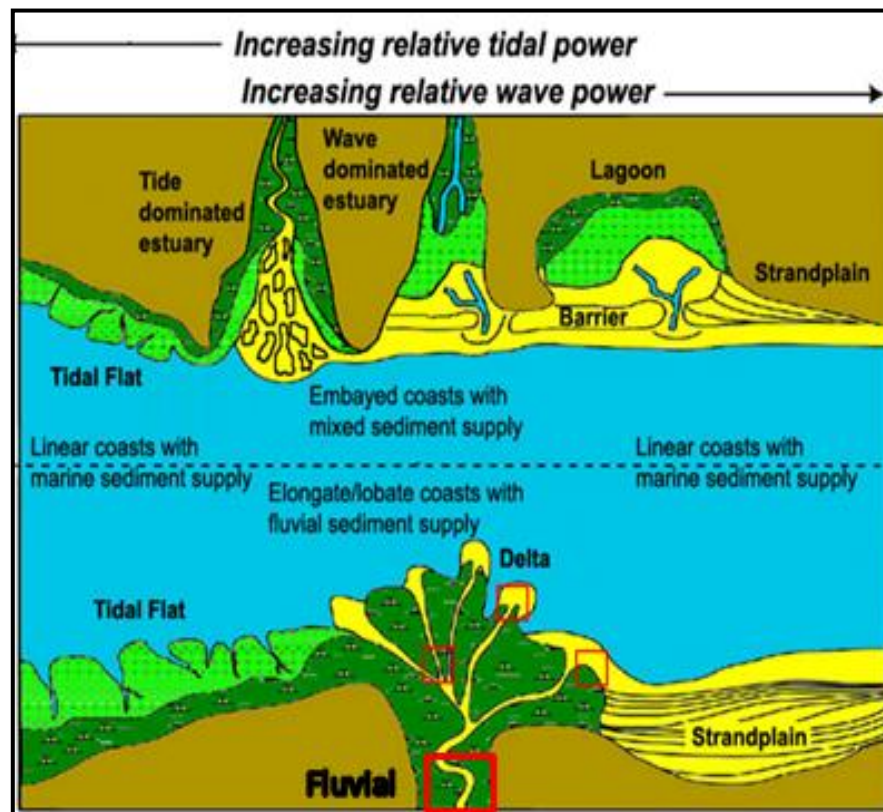


Figura 5.11 Modelo conceptual (Boyd, R., Dalrymple, R.W. y Zaitlin, B.A. ,1992)

5.3.2 Mapa de electrofacies

Se elaboraron el mapa de electrofacies, el cual representa una descripción interpretativa, de esta manera podemos distinguir las facies sedimentarias presentes en la zona y más representativas en el intervalo de estudio y de esta manera definir el tipo de ambiente en el que se depositó la arena T del Campo Levas, que en base a las respuestas electrográficas de los pozos en el área de estudio corresponden a un ambiente fluvial. De acuerdo al análisis de los perfiles de pozos en los horizontes de estudio, se interpretaron las evoluciones granulométricas granodecreciente, granocreciente, cilíndrica y aserrada.

5.3.3 Interpretación del ambiente

Según las respuestas electrográficas y la distribución de las facies que éstas representan, considerando el modelo conceptual de Boyd, R; Dalrymple, R.W; Zaitlin, B.A (1992), se interpretó un ambiente fluvial específicamente de canales entrelazados amalgamados con presencia de barras fluviales representativas del mismo sistema, originados por subsidencia de la cuenca fluvial y presenta una llanura de inundación baja. El mapa de ambiente muestra una llanura de inundación distribuida en el área de estudio con gran predominio de grandes canales entrelazados amalgamados, con una evaluación electrográfica de rellenos sedimentarios granos decrecientes; de acuerdo a su clasificación que emplea la geometría de los canales. Según Leopold y Wolman (1957), se reconoce tres tipos de canales, rectos, entrelazados o trenzados (braided) y meandriformes; y Según Miall (1977) y Rust (1978), los cuatro tipos de canales fluviales son rectos, entrelazados, meandriformes, y anastomosados, Presentando sistemas aluviales de baja sinuosidad, los ríos entrelazados o trenzados braided (Bristow, 1987, Bridge, 1993 y 2003).

Para este caso los sistemas entrelazados o trenzados (braided), se caracterizan por canales amplios y poco profundos, transportan cargas de fondo de gravas, arenas, o mixtas (materiales no cohesivos). Involucra una alta y brusca pendiente, presenta variaciones rápidas en el régimen del flujo y la disponibilidad abundante de material grueso, escasos desarrollos y preservación de planicies (o topes de barras) Las secuencias sedimentarias de este tipo de canales muestran espesores de hasta 100 pies, presentando estratificación cruzada y estratificación paralela. Estos depósitos presentan buena porosidad y permeabilidad, representando así cuerpos sedimentarios favorables para la acumulación de hidrocarburos. (Alfonsí, 1997). También se describen características de depósitos de barras fluviales su presencias son escasas, y las pocas que se presentan son alimentadas por sistemas de canales entrelazados amalgamados progradantes, interpretados a través de las respuestas electrográficas de los Pozos pertenecientes a los yacimientos T LM-253, T LG-405, T LG-408, T LM-416, y los prospectos T LG-420, T LG-436. La dirección de sedimentación preferencial va de Sur a Norte (Figura 5.12).

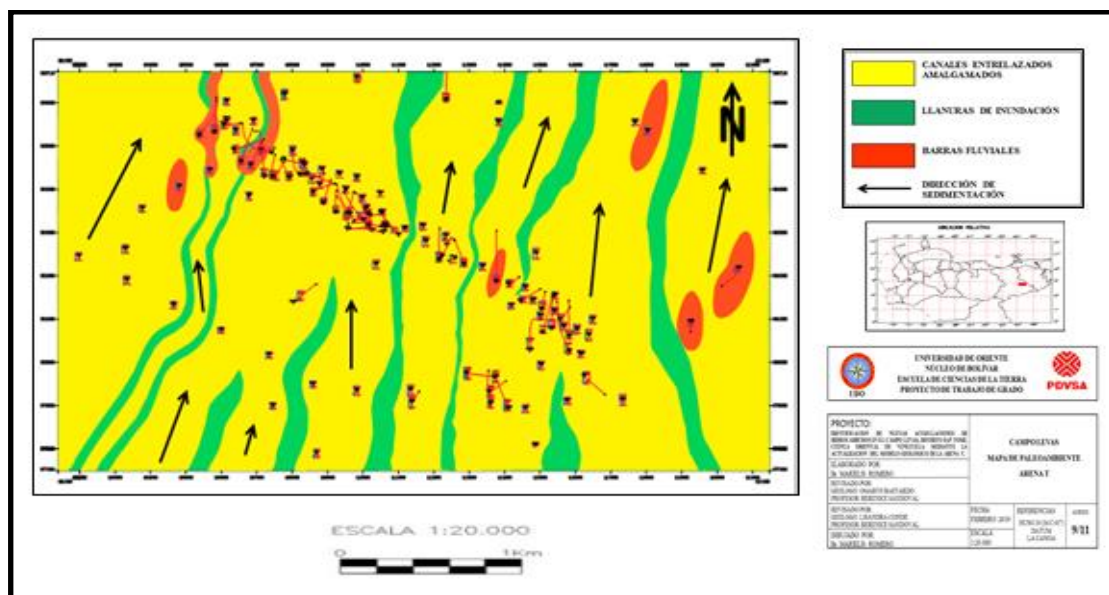


Figura 5.12 Mapa de ambiente Arena T.

5.4 Evaluación de las propiedades petrofísicas de los prospectos

5.4.1 Cálculo de los parámetros petrofísicos

La evaluación petrofísica se realizó con el fin de conocer las propiedades de la roca y la relación que guardan entre sí, para poder definir las zonas de mejor calidad de la roca, las cuales serán tomadas en cuenta al momento de proponer nuevas localizaciones para la explotación de los yacimientos. A continuación se muestran los resultados obtenidos en la evaluación:

5.4.1.1 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. Ya que en ella depende la caracterización de los fluidos que pueda contener la arena de interés.

La resistividad de agua de formación R_w fue determinada por medio de la ecuación de Archie, en donde fue necesario el cálculo de factor de formación (F) y la resistividad de una arena 100% saturada de agua. Los valores de a , m , y n , los cuales representan las características básicas de la roca. En el caso la arena T, de todo el nivel de estudio de los yacimiento T LM-253, T LG-405, T LM-408, T LM-416 y los prospectos T LG-420, y T LG-436 para el Campo Levas se tomaron 6 pozos representativos de la arena T, donde los valores para dichos parámetros se ajustaron por diversos modelos, el más aceptable para este proyecto es el de Archie, por lo tanto en este caso se utilizó las siguientes constantes; factor de tortuosidad (a)=1 según Archie para arenas consolidadas, factor de cementación (m)=1,8, y factor de

saturación (n)=2 para rocas preferenciales mojadas por agua. Sustituyendo en la ecuación 4.5.

Tabla 5.1 Valores de R_w obtenidos aplicando la Ley de Archie

POZO	$R_w(\text{ohm-m})$
LM 431	0,16
LG 408	0,11
LM 253	0.13
LG 415	0,11
LG 404	0,10
LM 241	0.12
PROMEDIO	0.13

5.4.2 Evaluación petrofísica

Se determinaron los parámetros V_{sh} , ϕ , K y S_w , a 31 pozos que presentaban Densidad-Neutron de los cuales 25 de ellos solo presentaba presencia de crudo, empleando una hoja de cálculo en Microsoft Excel. En el Apéndice B se muestra el resumen de los pozos que dieron como resultado hidrocarburo. El resto de los pozos tenían registros microresistivos (Microlog).

5.4.2.1 Parámetros de corte

Los parámetros críticos, también conocidos como parámetros de corte (*cut off*), determinan los límites de calidad de la arena y el contenido de hidrocarburos o agua en la misma.

Luego de la evaluación petrofísica, se establecieron los parámetros de corte de las propiedades evaluadas en el horizonte de estudio. Estos parámetros permitieron establecer los límites de la calidad de la arena de los yacimientos y prospectos de acuerdo a esto se definirá si es rentablemente económica su producción. (Apéndice B)

A continuación se muestran los parámetros de corte obtenidos y sus respectivos gráficos:

✓ Saturación de agua de corte (S_{wc}): De acuerdo al *cross-plott* de Saturación de agua vs Resistividad a partir de los datos obtenidos de la evaluación petrofísica y el valor de saturación de agua de corte se determinó con el valor de resistividad de corte o de resistividad mínima.

El valor de resistividad de corte para la arena T es de 14 ohm-m, siendo uno de los valores altos de resistividad para que una arena sea considerada productora de hidrocarburo en la evaluación petrofísica. Con este valor se interceptó la línea de tendencia generada por los valores obtenidos en la petrofísica y se obtuvo el valor de S_{wc} de 60%.

✓ Resistividad de corte de la formación (R_{tc}): La resistividad de corte de la formación de igual forma se obtuvo mediante el gráfico saturación de agua en función de la resistividad de la formación (S_w vs. R_t), el valor obtenido para este parámetro fue de 14 ohm-m, siendo este un alto valor de resistividad para que una arena sea considerada productora de hidrocarburo en la evaluación petrofísica y los valores mayores zonas muy resistivas y con gran presencia de petróleo.

✓ Saturación de agua irreductible (S_{wi}): Con el gráfico Saturación de agua en función de la Resistividad de la formación (S_w vs. R_t) adicionalmente a los parámetros anteriormente descritos se obtuvo la saturación de agua irreductible (S_{wi}), resultando de 0,15 equivalente a un 15%, este valor representa el porcentaje de agua que queda inmóvil en el yacimiento (Figura 5.13).

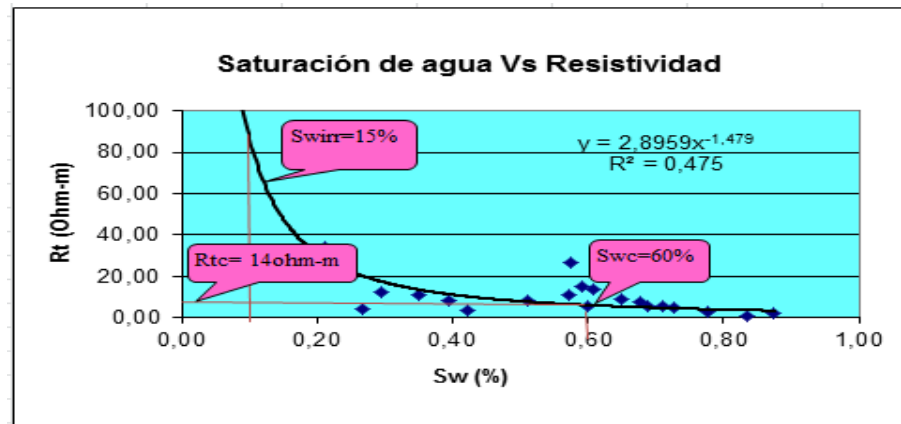


Figura 5.13 Gráfica de Resistividad de formación vs Saturación de agua

✓ Volumen de arcilla de corte (V_{shc}): El volumen de arcilla de corte obtenido mediante el gráfico de Saturación de agua en función del Volumen de arcilla (S_w vs. V_{sh}), trazando una recta desde el valor de saturación de agua de corte obtenido (60%) con el gráfico anterior, donde ésta se intercepte con la curva se estima el valor de la arcillosidad que es de 22%, lo que quiere decir, que la calidad de la roca es favorable, es buena, mientras que en zonas con porcentajes mayores de 40% indica que la calidad de la roca es mala en relación a las zonas con porcentajes menores (Figura 5.14).

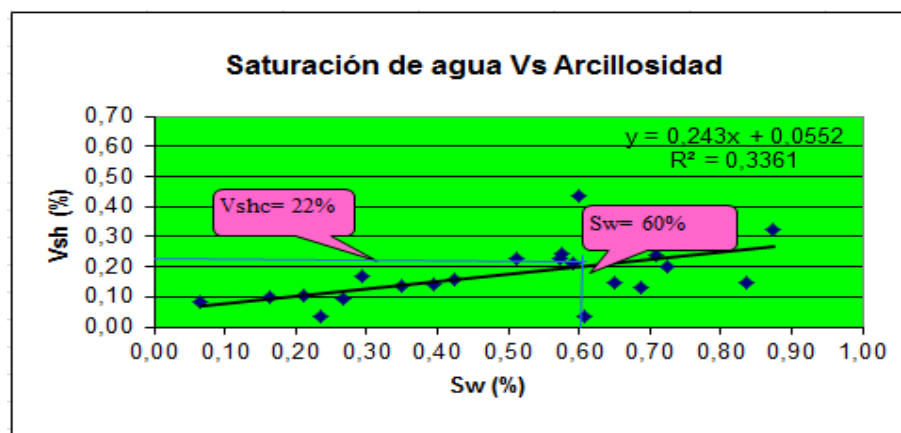


Figura 5.14 Gráfica de Volumen de arcilla vs Saturación de agua

✓ Porosidad efectiva de corte (ϕ_{ec}): Para estimar la porosidad de corte de los yacimientos se realizó un gráfico de porosidad efectiva versus volumen de arcilla, se definió la tendencia de estos puntos y entrando con el valor de arcillosidad de corte (22%), se estima la porosidad de corte de las arenas, en el punto donde se intercepta este valor con la curva resultante del gráfico. Se llegó a una porosidad de corte estimada de (18%). Los valores mayores a este representan zonas porosas y valores menores zonas poco porosas y poco prospectivas (Figura 5.15).

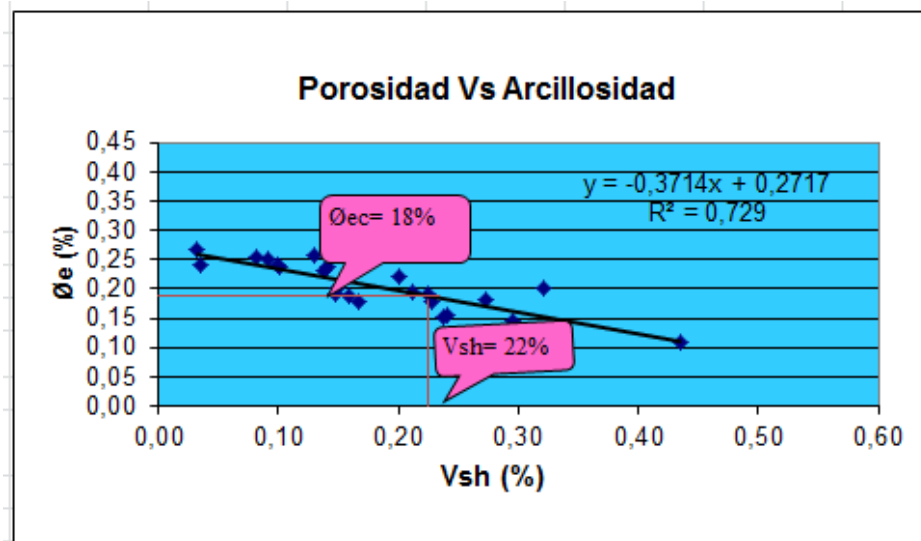


Figura 5.15 Gráfica de Porosidad efectiva vs Volumen de arcilla

✓ Permeabilidad de corte (K_c): La permeabilidad de corte se determinó mediante el gráfico Porosidad efectiva en función de la Permeabilidad (ϕ_e vs K), entrando con la porosidad corte (18%), se intercepta este valor con la curva de tendencia del gráfico resultando un valor de permeabilidad de 620mD; las zonas con valores menores son aquellas donde los fluidos presentan más dificultad para desplazarse, mientras que en las zonas con mayores valores de permeabilidad los fluidos se desplazaran con mayor facilidad como en este caso.(Figura 5.16).

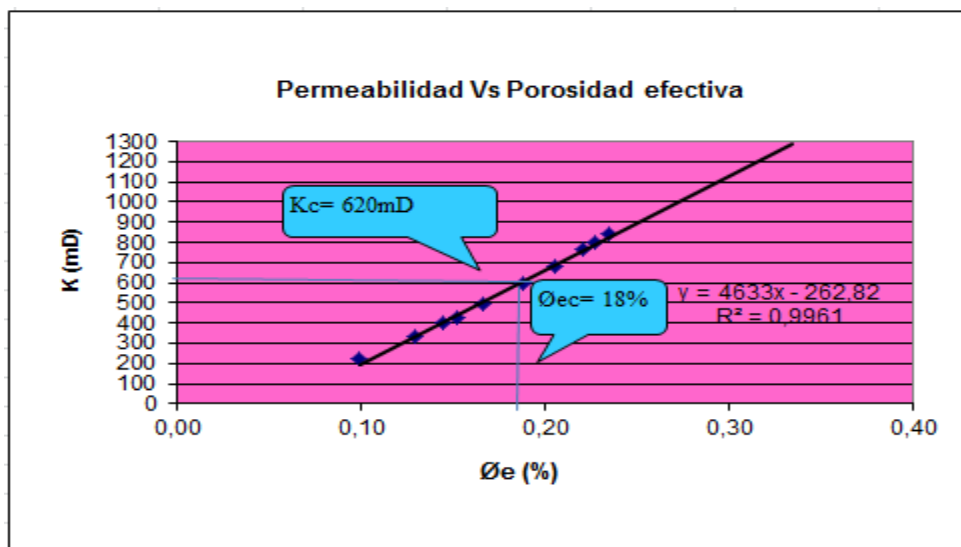


Figura 5.16 Gráfica de Permeabilidad vs Porosidad efectiva

A continuación, se muestran los resultados obtenidos (Tabla 5.2):

Tabla 5.2 Resumen de los parámetros de corte

PARÁMETROS DE CORTE (CUT-OFF) ARENA T, CAMPO LEVAS	
Resistividad de la formación (R_{tc})	14 ohm-m
Saturación de agua inicial (S_{wc})	60%
Saturación de agua irreducible (S_{wi})	15%
Volumen de arcilla (V_{shc})	22%
Porosidad efectiva (ϕ_{ec})	18%
Permeabilidad promedio (K_c)	620Md

5.4.3 Promedio ponderado por yacimiento y prospecto

Se realizaron promedios ponderados de cada una de las propiedades por espesor de los yacimientos T LM-253, T LG-405, T LM-408, T LM-416, y los prospectos T LG-420, y T LG-436. Los promedios se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Valores promedios ponderados

YACIMIENTOS	Vsh	Ø (Eff.)	Sw (Sim.)	K (mD)
T LM-253	3,94	0,20	0,29	661
T LG-405	11,85	0,23	0,27	848
T LM-408	4,27	0,21	0,21	732
T LM-416	0,72	0,25	0,25	935

Tabla 5.4 Valores promedios ponderados

PROSPECTOS	Vsh	Ø (Eff.)	Sw (Sim.)	K (mD)
T LG-420	0,12	0,15	0,15	527
T LG-436	0,27	0,25	0,18	914

5.4.4 Mapa de Arena Neta Total (ANT) o Isópaco

En este mapa se representan los espesores de arena neta (ANT) en los yacimientos y prospectos en todo el nivel del mapa de estudio, contorneando líneas isópacas cada 5', se obtuvieron 10 límites de rocas en la interpretación realizada, mostrando un sentido de orientación preferencial de deposición que va de Sur a Norte del mapa, los cuales presentan mayores espesores hacia la zona Sureste que oscilan entre los 40 a 90 pies de espesor, presentando un depocentro o centro del canal preferencial que se encuentra ubicado hacia la parte Sureste del Campo Levas :Mientras hacia el Norte presenta espesores comprendidos entre 10 a 40 pies aproximadamente, sucesivamente hacia el Oeste presenta un adelgazamiento y disminución de la arena. (Figura, 5.17)

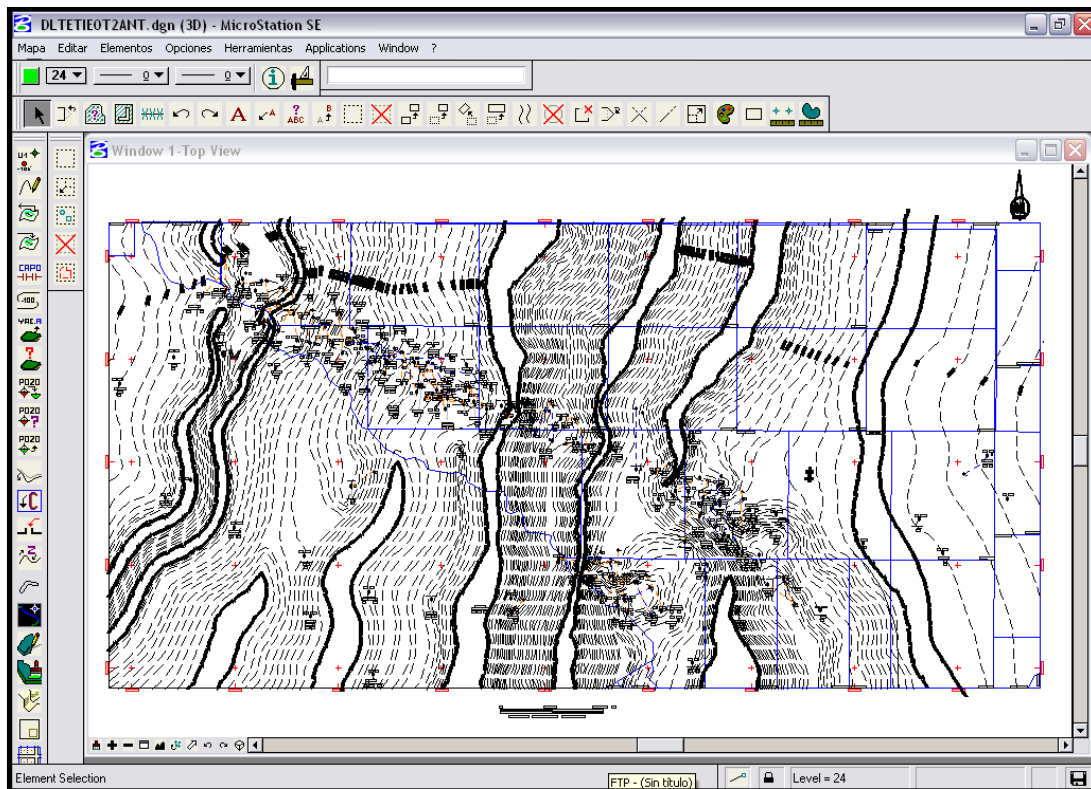


Figura 5.17 Mapa de Arena neta total (ANT).

5.5 Mapa isópaco-estructural del nivel estratigráfico de la arena T del Campo Levas

Los mapas isópaco-estructurales son el resultado final de la integración de los modelos estratigráfico, sedimentológico, estructural y petrofísico.

Se realizó un mapa isópaco para el intervalo de estudio nivel T de los yacimiento (T LM-253, T LG-405, T LM-408), y los prospectos (T LG-420, y T LG-436) colocando los valores de arena neta petrolífera (ANP) contorneando líneas isópacas cada 5 pies. Luego fueron solapados en un mapa en conjunto con los contornos estructurales que se realizaron colocando la profundidad en TVDSS de la arena de interés para cada pozo a intervalos de 50 pies y las fallas tomadas de una

interpretación anterior. Se puede observar la distribución de espesores de (ANP) a lo largo del Campo Levas y los contornos estructurales confirman que la estructura del Campo es un homoclinal suave de buzamiento suave de 3° a 4° en dirección Noreste.

Posteriormente fueron digitalizados utilizando el *software* corporativo SIGEMAP v8.0. A partir de este mapa se pudo calcular el área y el volumen, necesarios para el cálculo de las reservas remanentes y recuperables de los yacimientos y los prospectos, en la zona de condensado.

En este mapa se observaron 7 fallas normales de las cuales solo 1 falla normal atraviesa el prospecto, en dirección Noroeste-Sureste y buzamiento hacia el Suroeste de acuerdo al mapa estructural, con un salto vertical de aproximadamente de 25 pies, pero permiten la comunicación en todo el reservorio, y 2 fallas normales que pasan por el yacimiento T LM253, como son la falla principal de Dación Noroeste-Sureste con buzamiento Suroeste, y la falla de Levas con una dirección de Noreste-Suroeste con buzamiento Noroeste; y otras dos fallas normales por los campos Levas y Ganso que pasan por el yacimiento T LM416 una en dirección Noreste-Suroeste con buzamiento generalizado Noroeste y la otra en dirección Noroeste-Sureste con buzamiento generalizado al Suroeste, dividiendo el Campo en dos áreas y a la vez constituye un cierre estructural. Los mayores valores de arena neta petrolífera se encuentran hacia la parte inferior del campo y el máximo espesor neto petrolífero encontrado fue de 72 pies.

Se determinaron 3 límites de roca que se pueden visualizar en el mapa isópaco estructural basándose en los pozos que tenían información y estudiando la información de los pozos cercanos; y uno de los límites de roca determino el cierre de uno de los yacimientos que chocaba y se encontraba con la falla principal de Dación, lo cual no fue necesario un contacto de agua-petróleo (CAPO) para el yacimiento T LM-253 en la nueva actualización del mismo. Se estimó un contacto de agua-petróleo

a @-5705' TVDSS con la nomenclatura (CAPO), representado por una envolvente de color azul para el yacimiento T LG-405, también se obtuvo un contacto (CAPO) de -5548' para el yacimiento T LM-408 en la nueva reinterpretación estimada, para el yacimiento T LM-416 con un contacto (CAPO) estimado de -5555' en la nueva identificación de acumulación de hidrocarburos para el sometimiento de reserva y para los prospectos estimados se obtuvieron contactos agua-petróleo (CAPO) con un cierre de -5596' para el prospecto estudiado T LG-420 y por último el prospecto T LG-436 con un contacto estimado de -5587' aproximadamente. (Figura 5.18) (Anexo 22).

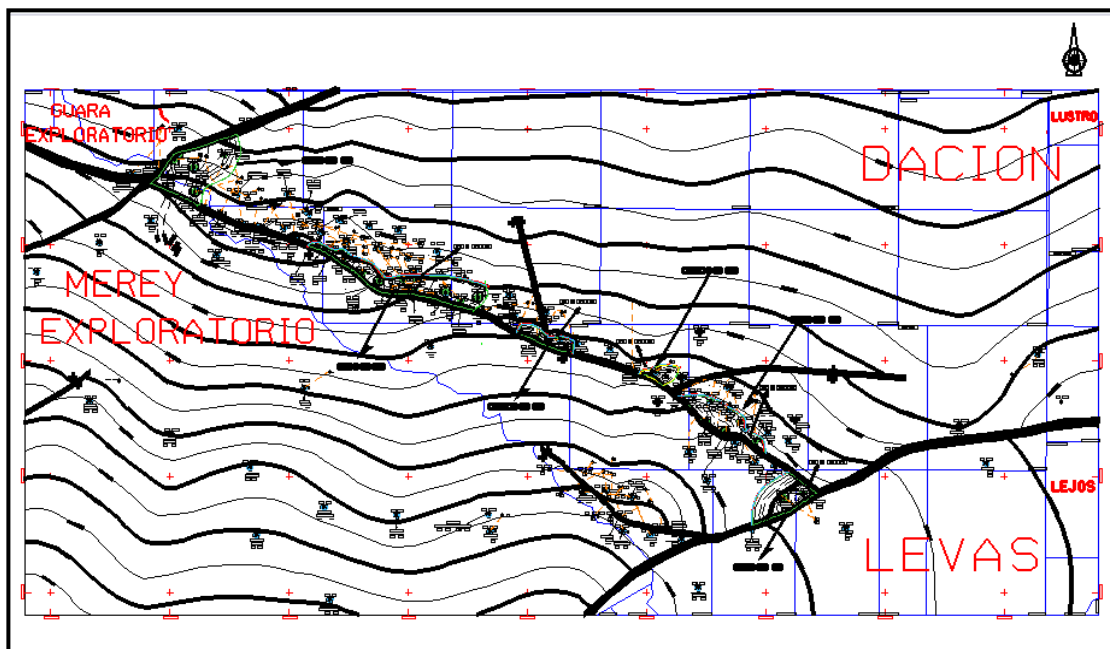


Figura 5.18 Mapa isópaco-estructural Nivel T

5.6 Cuantificación de las reservas de hidrocarburo contenidas en la arena T

Este último objetivo se basó en determinar los volúmenes originales de petróleo en sitio, a través del método volumétrico, dependiendo del resultado obtenido

considerar su explotación. Para este cálculo se utilizaron el mapa isópaco–estructural del nivel de estudio, aplicando las ecuaciones correspondientes.

5.6.1 Cálculo de área y volumen

Una vez definido el mapa isópaco-estructural se procedió a calcular el área y volumen a través del método volumétrico, cuyos resultados son mostrados en las tablas 5.5, 5.6 y el Apéndice A.

Tabla 5.5 Cálculo de área y volumen

YACIMIENTOS	ÁREA (ACRES)	VOLUMEN (ACRES/FT)
T LM-253	235,98	3.230,61
T LG-405	237,06	2.464,41
T LM-408	123,80	3.260,83
T LM-416	127,66	6.166,16

Tabla 5.6 Cálculo de área y volumen

PROSPECTOS	ÁREA (ACRES)	VOLUMEN (ACRES/FT)
T LG-420	47,11	616.996,00
T LG-436	32,44	378,91

5.6.2 Cálculo del POES (BY/BN)

La estimación de reservas se determinó por el método volumétrico, aplicando las fórmulas mostradas en el capítulo IV formula (4.12), para cada prospecto y cada yacimiento. En las tablas 5.7, 5.8 y Apéndice C, se muestran los valores de los prospectos y yacimientos estudiados. Además acotando que el Factor volumétrico del petróleo los resultados fueron suministrados del libro de Reservas 2017 ya descrito en el capítulo anterior.

Tabla 5.7 Cálculo de POES

YACIMIENTOS	Boi (Factor Volumétrico del Petróleo Inicial (BY/BN))	POES (Petróleo Original en Sitio) (BN)
T LM253	1	2.987.701,58
T LG405	1	2.921.159,43
T LM408	1,1719	3.581.247,18
T LM416	1,1719	7.653.767,80

Tabla 5.8 Cálculo de POES

PROSPECTOS	Boi (Factor Volumétrico del Petróleo Inicial (BY/BN))	POES (Petróleo Original en Sitio) (BN)
T LG420	1,0989	555.372.198,03
T LG436	1,1719	514.218,86

5.6.3 Cálculos de las Reservas Recuperables (BN)

Aplicando las fórmulas mostradas en el capítulo IV formula (4.13), se calculó a partir de los resultados arrojados por el POES y el Factor de Recobro (FR), reservas para cada prospecto y yacimiento. En las tablas 5.9, 5.10 y Apéndice C, se muestran los valores de los prospectos y Yacimientos estudiados. El Factor de Recobro (FR) información adquirida por el Libro de Reservas 2017.

Tabla 5.9 Cálculo de las Reservas Recuperables

YACIMIENTOS	Factor de Recobro (FR)	Reservas Recuperables (BN)
T LM253	18	537.426,28
T LG405	22	642.655,07
T LM408	15	537.187,08
T LM416	15	1.148.065,17

Tabla 5.10 Cálculo de las Reservas Recuperables

PROSPECTOS	Factor de Recobro (FR)	Reservas Recuperables (BN)
T LG420	1,0989	83.305.829,71
T LG436	1,1719	77.132,83

5.6.4 Cálculos de las Reservas Remanentes (BN)

El cálculo de reservas remanentes se obtuvo a partir de las reservas recuperables multiplicando estas por la producción acumulada fórmula (4.14) Capítulo IV, el dato de producción acumulada fue tomado del sumario mensual de producción del año 2017. Tablas 5.11, 5.12 y Apéndice C.

Tabla 5.11 Cálculo de las Reservas Remanentes

YACIMIENTOS	Producción Acumulada (NP)	Reservas Remanentes (BN)
T LM253	173.954	363.472
T LG405	498.234	144.421
T LM408	44.580	492.607
T LM416	18.672	1.129.393

Tabla 5.12 Cálculo de las Reservas Remanentes

PROSPECTOS	Producción Acumulada (NP))	Reservas Remanentes (BN)
T LG420	0	83.305.830
T LG436	0	77.133

Es importante resaltar que para los prospectos T LG420 y T LG436 no tienen producción debido a que son reservas probables; ya que son prospectos nuevos creados, por lo tanto sus reservas remanentes dan como resultado lo mismo que las reservas recuperables, son propuestas posibles para un sometimiento que se lleve a cabo ante la gerencia de reservas.

Se estimaron las reservas de los yacimientos oficiales y los prospectos mediante la ecuación del método volumétrico obteniéndose un POES para el yacimiento T LM253 2.985.701,58 BN; siendo el valor oficial 3.799.040,00 BN, para el yacimiento T LG405 su valor oficial es de 3.069.850 BN obteniendo como nuevos resultados 2.921.159,43 BN y para el yacimiento T LM408 3.581.247,18 BN, siendo su valor oficial de 1.897.000 BN, es decir, que en los dos primeros yacimientos descritos anteriormente se notaron una disminución en el POES debido a que tuvieron una leve disminución en los volúmenes obtenidos en los nuevos resultados arrojados. Sin embargo para el yacimiento T LM408 se obtuvieron resultados favorables, en el sentido de incremento del área y volumen. Y el nuevo yacimiento T LM416 creado dio como resultado el POES 7.653.767,80 BN.

Para los prospectos obtenidos T LG420 dio como resultado el POES 555.372.198,03 BN y 514.218,86 BN para el prospecto T LG436 respectivamente.

En cuanto a sus reservas recuperables dieron como resultados para el prospecto T LG420, 83.305.829,71 BN y para el prospecto T LG436 77.132,83 BN

En general las reservas del Campo Levas disminuyeron debido a la una disminución del área de explotación; los yacimientos oficiales T LM 253 con unas reservas recuperables de 683.827 BN disminuyó a unos 537.426,28 BN, mientras que las reservas remanente oficiales con el valor de 509.873 BN disminuyó a unos 363.472 BN, para este yacimiento también sufrió una leve disminución en el volumen de hidrocarburos remanentes extraíbles, no reflejan dicho aumento, y para el yacimiento oficial T LG 405 con un valor de reservas recuperable de 675.365 BN, y 177.133 BN de reservas remanentes-, disminuyeron levemente a un valor de reservas recuperables de 642.655,07 BN y de reservas remanentes a un valor de 144.421 BN. Sin embargo el yacimiento T LM 408 tuvo un aumento mayormente debido a un incremento del área de explotación las reservas recuperables oficiales ascienden,

siendo su valor oficial 285.00 BN y las remanentes 240.420 BN siendo las calculadas 537.187,08 BN y 492.607 BN las remanentes respectivamente. El nuevo yacimiento creado obteniendo nuevas acumulaciones de hidrocarburos dio como resultado de reservas recuperables de 1.148.065,17 BN y unas reservas remanentes de 1.129.393 BN.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. A través del análisis de secciones estratigráficas, se demostró buena continuidad lateral de las arenas en estudio..

2. El área de estudio de las arena T de los yacimiento T LM 253, T LG 405, T LM 408, T LM 416, y los prospectos T LG 420, y T LG 436 se encuentra definida por una estructura homoclinal de dirección Noreste buzamiento suave de 3° a 4°.

3. El análisis de los mapas de electrofacies, indican que las arenas en estudio se depositaron en un ambiente fluvial. En el nivel T, se encuentran escasas barras fluviales con canales entrelazados amalgamados predominantes, con dirección de sedimentación preferencial que va desde el sur hacia el norte.

4. Los parámetros de corte para este estudio, dieron como resultado una Resistividad (R_{tc}) = 14 ohm-m, Saturación de agua (S_{wc}) = 60%, Saturación de agua irreducible (S_{wi}) = 15%, Volumen de arcillosidad (V_{sh}) = 22%, Porosidad efectiva (ϕ_{ec})= 18% y Permeabilidad (K) = 620 mD.

5. La evaluación petrofísica permitió obtener los promedios ponderados para la arena T de los yacimientos T LM 253 de: V_{sh} = 3,94, ϕ_e = 20%, S_w = 29% y K = 661mD; para :T LG 405 V_{sh} = 11,85, ϕ_e = 23%, S_w = 27% y K = 848mD, T LM 408 V_{sh} = 4,27, ϕ_e = 21%, S_w = 21% y K = 732mD, y T LM 416 V_{sh} = 72%, ϕ_e = 25%, S_w = 25% y K = 935mD. Para los prospectos T LG 420 V_{sh} = 12%, ϕ_e = 15%, S_w = 15% y K = 527mD, y por último el prospecto T LG 436 V_{sh} = 27%, ϕ_e = 25%, S_w = 18% y K = 914mD.

6. El tipo de hidrocarburo que contienen los yacimientos creados para la arena T de la Formación Oficina, perteneciente al Campo Levas; es de tipo pesado.

7. El POES de los yacimientos T LM 253 el valor obtenido fue de 2.987.701,58 BN, con unas reservas recuperables de 537.426,28 BN y unas reservas remanentes de 363.472 BN, para el T LG 405 con un POES de 2.921.159,43 BN, con unas reservas recuperables de 642.655,07 BN, y unas reservas remanentes de 144.421 BN.

8. Para el yacimiento T LM 408 con un valor de POES de 3.581.247,18 BN, con unas reservas recuperables de 537.187,08 BN, unas reservas remanentes de 492.607 BN; y para el T LM 416 con un valor arrojado del POES de 7.653.767,80 BN, con unas reservas recuperables de 1.148.065,17 BN, y unas reservas remanentes de 1.129.393 BN.

9. Para los prospectos T LG 420 un valor de POES arrojado de 555.372.198,03 BN, y unas reservas recuperables de 833.058,71 BN, y unos resultados de 83.305.830 BN de reservas remanentes, y por ultimo para el prospecto T LG 436 con un POES de 514.218,86 BN, con un cálculo de reservas recuperables que dio como resultados obtuvieron de 77.132,83 BN, y unas reservas remanentes de 77.133 BN.

Recomendaciones

1. Se sugiere la toma de registros especiales y núcleos a niveles profundos, para así poder realizar análisis sedimentológicos y petrofísicos más precisos.

2. Correr registros de densidad (RHOB), neutrón (NPHI) y registros especiales en profundidades que corresponden a los intervalos de estudio, para obtener una mejor evaluación petrofísica del campo.

3. Realizar un levantamiento sísmico 3D, para validar las estructuras geológicas en el subsuelo; debido a que el área de estudio no cuenta con sísmica de alta resolución, que permita realizar un modelo estructural con buena certidumbre.

4. Se sugiere la realización de un estudio dinámico de los yacimientos en estudio, para la caracterización de los parámetros que controlan las propiedades del crudo y validar las reservas presentadas.

5. Digitalizar las curvas de los registros de densidad-neutrón de pozos viejos, que no están cargados en la base de datos, y son de vital importancia en la caracterización de un modelo geológico.

6. Se sugiere adaptar y someter los mapas y soportes técnicos productos del estudio, al formato de sometimiento de reservas ante el MPPP obtenidas a fin de oficializar dichos yacimientos y prospectos.

REFERENCIAS

Acosta, E. (2001) **MODELO PETROFÍSICO DE YACIMIENTOS CON ALTA SATURACIÓN IRREDUCIBLE DE AGUA DE LA FORMACIÓN OFICINA.01** de Noviembre de 2016, [http://tesis.luz.edu.ve/tde_arquivos/99/TDE-2011-06-27T10:58:33Z-1199/Publico/acosta_duarte_elias_raul.pdf].

Alcalá, E. (2012) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES A TRAVÉS DE REGISTROS DE POZOS**. San Tomé, Venezuela, pp 2-8.

Alfonsi, P. (1999) **SEDIMENTOLOGÍA DE CLÁSTICOS Y ELECTROFACIES**. Centro Internacional de educación y Desarrollo. PDVSA Exploración y Producción. Maracaibo, Venezuela, pp 115.

Allen, P. (1989) **SEDIMENTOLOGÍA DE LOS DEPÓSITOS CLÁSTICOS**. Total Exploración Laboratory, pp 44-77.

Almarza, R. (1995) **CAMPOS PETROLÍFEROS DE VENEZUELA**. PDVSA-INTEVEP.

Arias, F. (2006) **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN: INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA CIENTÍFICA**. Editorial EPISTEME, Caracas. 5ta Ed, pp 24-38, 146.

Atlas Wireline Services. (1988) **PALEOAMBIENTES Y ESTRUCTURAS**. Western Atlas, Argentina Simpic, pp 59-132.

Aymard, R.; Pimentel, L.; Eitz, P.; Chaouch, A.; Navarro, J.; Mijares, J.; y Pereira, J. (1990) **GEOLOGICAL INTEGRATION AND EVALUATION OF NORTHERN MONAGAS, EASTERN VENEZUELA BASIN** en J. Books, ed., Clasicc petroleum provinces. Geological Society of London SpecialPublication N° 50, pp 37-53.

Barreto, J. (2006) **ELABORACIÓN DEL MODELO PETROFÍSICO DE LAS PARASECUENCIAS 4PS20, 5PS10 Y 5PS20 DEL YACIMIENTO ZDZ-2XA1 DEL ÁREA ESTE DE RESERVA DEL CAMPO ZUATA PRINCIPAL, PERTENECIENTE A LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**. Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Barcelona, Venezuela.

Bigelow, A. (1995) **INTRODUCTION TO WIRELINE LOG ANALYSIS**. Baker Atlas, Houston, Texas, United State.

Boyd, R.; Dalrymple, R.W.; Zaitlin, B.A. (1992) **CLASSIFICATION OF COASTAL SEDIMENTARY ENVIRONMENTS. SEDIMENTARY GEOLOGY**, pp 80, 139–150.

Bridge, J.S (1993): The interaction between channel geometry, water flow, sediment transport and deposition in braided rivers. En J.L. Best y C.S Bristow (eds), *Braided Rivers. Geol. Soc. London. Sp. Publ*, 75, 13-71.

Bridge, J.S (2003): *Rivers and Floodplains*. Blackwell, Oxford

Bristow, C.S. (1987): Brahmaputra River: channel migration and deposition. En F.G. Ethridge, R. M. Flores y M.D Harvey (eds), *Recent developments in Fluvial Sedimentology. Soc. Eco. Paleont. Miner., Sp. Publ.* 39. 63-74

Corporación Venezolana S.A. (CORPOVEN S.A.). (1991) **CURSO DE PETROFÍSICA PARA GEÓLOGOS E ING. DE EXPLOTACIÓN**. Gerencia General de Geología, pp 10- 28

Corrales, I.; Rosell, J.; Sanchez, L.; Vera, J.; y Vilas, L. (1977) **ESTRATIGRAFÍA**. Editorial Rueda, Madrid, España.

Di Croce, J.; Bally, A.; W. y Vail, P. (1999) **SEQUENCE STRATIGRAPHY OF THE EASTERN VENEZUELAN BASIN**. MANN, P. Editores Elsevier Science B. V, Amsterdam, pp 419-476.

Falcón, R. (2014) **ESTRATIGRAFÍA SÍSMICA Y SECUENCIAL**. Anaco, Venezuela, pp 40-41.

Falla, E. (2005) **INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE POZOS DE PETRÓLEO**. Lima, Perú. 01 de Abril de 2017, [http://sisbib.unmsm.edu.pe/BibVirtualdata/Tesis/Basic/falla_ve/falla_ve.pdf].

Flores, D. (1996) **TALLER DE PETROFÍSICA**. Gerencia General de Geología. Departamento de Subsuelo y Reservas. PDVSA. Puerto La Cruz, Anzoátegui.

Funkhouser, H. J.; Sass, L. C.; Hedberg, H. D. (1948) **SANTA ANA, SAN JOAQUIN, GUARICO, AND SANTA ROSA OIL FIELDS (ANACO FIELDS), CENTRAL ANZOATEGUI, VENEZUELA**. Estados Unidos, pp 1851-1908.

García, E. (2002) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES**. Manual PDVSA-CIED. Maturín PDVSA.

Gerencia de Operaciones de Datos. (2010) **LOGDB WEB BROWSER**. PDVSA, Gas Anaco.

Gil, Jhohanna (2.009). “**REINTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LA ARENA S5, YACIMIENTO LG-214 DEL CAMPO DACIÓN, DISTRITO SAN TOMÉ-ESTADO ANZOATEGUI**”. Tesis de Grado. Ciencias de la Tierra UDO. Estado Bolívar.

González de Juana, C.; Iturralde, J.; y Picard, X. (1980) **GEOLOGIA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLIFERAS**. Tercera edición. Tomos I y II. Editorial Fonvives. Caracas, pp 1031.

Hedberg, H. D. (1950) **GEOLOGY OF THE EASTERN VENEZUELA BASIN (ANZOÁTEGUI -MONAGAS – SUCRE - EASTERN GUÁRICO PORTION)**. Estados Unidos.

Hernández, J. (1979) **RECOLECCION DE DATOS**. New York, pp 57-65.

Hunt, E. (1998) **INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS (AVANZADO)**. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). Filial de Petróleos de Venezuela, S.A., Capítulos I, II y III.

Martínez, A. (1998) **DICCIONARIO DEL PETRÓLEO VENEZOLANO**. Los Libros de El Nacional. Caracas, Venezuela.

Mendoza, V. (2001) **CRETÁCICO SEDIMENTARIO DE VENEZUELA**. Universidad de Oriente, pp 55-150.

Miall, A. D (1977)-. A review of the braided river depositional environment. *Earth Sci. Rev.*, 13, 1-62.

Ministerio de Energía y Minas. (1997) **LÉXICO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA**. Dirección de Geología, Tercera Edición, Caracas.

Ministerio de Energía y Petróleo (2005). **LÉXICO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA**. Dirección de Geología, Tercera Edición, Caracas

Mota, Marbelys. (2008). **ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA EXPLOTACIÓN DE LAS ARENAS A3, A6U, A6M Y NI, YACIMIENTO LM-226, DEL ÁREA DE TÓRTOLA, CAMPO LEVAS, PERTENECIENTE A LA**

FORMACIÓN OFICINA, DISTRITO SOCIAL SAN TOMÉ-ESTADO ANZOATEGUI. Tesis de Grado. UDO, Núcleo Bolívar, P 252.

Moya, F. Rincones, V. (2009). **CARACTERIZACIÓN GEOLOGICA DE LAS ARENAS ACUIFERAS (AGUA DULCE) PAGUA-MP2 Y PAGUA MP-3 DE LAS FORMACIONES MESAS. LAS PIEDRAS EN LOS CAMPOS LEGUAS, DACION, LEVAS, LEONA, LOBO Y LUSTRO AL ESTE DE LA CIUDAD DE EL TIGRE, ESTADO ANZOATEGUI.** Tesis de Grado. Ciencias de la Tierra UDO. Estado Bolívar.

Nichols, G. (1999) **SEDIMENTOLOGY AND STRATIGRAPHY.** Segunda edición. Oxford. UnitedKingdon. Wiley – Blackwell. pp 307, 321, 329.

Leopold, L.B. y Wolman, M.G. (1957): River channel patterns: braided, meandering and straight. *U.S. Geol. Survey Prof. Papers*, 262B, 39-85.

Petróleos de Venezuela S.A. - Centro Internacional de Educación y Desarrollo. (PDVSA-CIED). (1997) **CÓDIGO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA (CVG).** 01 de Abril de 2017, [[http:// www.pdv.com/lexico](http://www.pdv.com/lexico)].

Petróleos de Venezuela S.A. - Centro Internacional de Educación y Desarrollo (PDVSA-CIED). (1998) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES.** San Tomé, Venezuela, pp 1-30.

Petróleos de Venezuela, S.A. - Centro Internacional de Educación y Desarrollo (PDVSA-CIED). (1999) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES.** Tercera versión, pp 25-63.

Petróleos de Venezuela S.A. - Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo (PDVSA-INTEVEP). (1997) **CÓDIGO GEOLÓGICO DE VENEZUELA.** 01 de Abril de 2017, [<http://www.pdvsa.com/lexico/utilid/glosario/glosario.htm>].

PDVSA- Intevep (1997) **CÓDIGO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA.** 22 de Octubre de 2011. [<http://www.pdv.com/lexico>].

PDVSA-CIED. (1997). **REGISTROS DE POZOS.** Centro internacional de educación y desarrollo, Caracas, Venezuela, pp. 7-33.

PDVSA-CIED. (1999). **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS.** Centro internacional de educación y desarrollo, Caracas, P. 34.

Pérez, Drianelis del M. (2007). **ESTUDIO Y CONCEPTUALIZACIÓN DE TÉCNICAS Y METODOLOGÍAS PARA EL CONTROL DE ARENA EN LOS POZOS DEL ÁREA OESTE DEL CAMPO DACION, DEL DISTRITO SOCIAL SAN TOMÉ**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Puerto la Cruz, P 185.

Pérez, M. (2009) **CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO RG-100, ARENA MEJIL, ÁREA MAYOR DE ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Barcelona, Venezuela; Trabajo de Grado publicado, 12 de Abril de 2017, [<http://ri.bib.udo.edu.ve/bitstream/123456789/1556/1/06-TESIS.IP009.P66.pdf>].

Rivadulla, R. (2004) **CARTOGRAFÍA DE SUPERFICIE Y SUBSUELO**. Fundageominas, Ciudad Bolívar, Venezuela, pp 417.

Rojas L. (1996) **TALLER DEL CARTOGRAFÍA DEL SUBSUELO**. Gerencia del subsuelo y Reservas. Puerto la cruz, pp 60-70

Rosales, E. (2006) **MODELO PETROFÍSICO DE YACIMIENTOS CON ALTA SATURACIÓN IRREDUCIBLE DE AGUA DE LA FORMACIÓN OFICINA. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA PDVSA** Manual de Interpretación, San Tomé, Estado Anzoátegui, Venezuela, pp 100-114.

Rust, B.R. (1978a): A classification of alluvial channel systems. En A.D. Miall (ed.), *Fluvial Sedimentology*. Can. Soc. Petrol. Geol. Mem, 5, 187-198.

Sabino, C. (1992) **EL PROCESO DE INVESTIGACIÓN**. Editorial panapo, Caracas, Venezuela, P 216.

Sandoval, D. (2006) **REINTERPRETACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LA ZONA NORESTE DE LOS YACIMIENTOS MORICHAL 07 Y 03, MIEMBRO MORICHAL, FORMACIÓN OFICINA**. Informe PDVSA, pp 125.

Salazar, A. (2017) **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LAS ARENISCAS GASÍFERAS SOMERAS EN LOS NIVELES LITOESTRATIGRÁFICOS AZ-O, AZ-R Y MO-A DEL CAMPO SANTA ROSA, FORMACIÓN OFICINA, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**. Tesis de Grado. Ciencias de la Tierra UDO. Estado Bolívar.

SCHLUMBERGER. (1997) **AMBIENTES SEDIMENTARIOS A PARTIR DE PERFILES DE POZOS**. Schlumberger Sureco, pp 115-50.

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

Schlumberger (2005). **GLOSSARY OILFIELD SCHLUMBERGER**. 21 de mayo 2008, [<http://www.glossary.oilfield.slb.com>]

Serrano, J. (2011) **EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE LOS HORIZONTES O1, O2, P1, P2 Y P3, PERTENECIENTES A LA FORMACIÓN OFICINA, DEL YACIMIENTO O1, P3 GG-3, DEL CAMPO GUARA OESTE, DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Venezuela; trabajo de grado no publicado.

Soporte a Flujos de Trabajo. (2008) **GERENCIA DE OPERACIONES DE DATOS**, PDVSA Gas, Distrito Anaco. Anaco, Anzoátegui.

Tearpock, D. y Bischke, R. (2002) **APPLIED SUBSURFACE GEOLOGICAL MAPPING**. Prentice-Hall PTR, New Jersey, USA, pp 60-76.

Universidad Oriente. (2011) **GUÍA PARA LA ELABORACIÓN DE TRABAJOS DE GRADO (PREGRADO)**. Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Venezuela.

Yajamin, D.; Haro, E.; Arcos, J.; Torres, A.; Sánchez, C.; y Torres, J. (2010) **CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE UN YACIMIENTO**. Escuela Politécnica Nacional. 12 de Abril de 2017, [<http://es.slideshare.net/1948yo/caracterizacion-petrofisicadeunyacimiento>]

APÉNDICES

APÉNDICE A

Resultados del cálculo del área y volumen tomados desde sigemap

A.1 Cálculo de Área y Volumen Yac. T LM 253

Yacimiento T LM 253	
ÁREA (acres)	235,98
Volumen (acres-pies)	3.230,61

A.2 Cálculo de Área y Volumen Yac.T LG 405

Yacimiento T LG 405	
ÁREA (acres)	237,06
Volumen (acres-pies)	2.464,41

A.3 Cálculo de Área y Volumen Yac.T LM 408

Yacimiento T LM 408	
ÁREA (acres)	123,80
Volumen (acres-pies)	3.260,83

A.4 Cálculo de Área y Volumen Yac.T LM 416

Yacimiento T LM 416	
ÁREA (acres)	127,66
Volumen (acres-pies)	6.166,16

A.5 Cálculo de Área y Volumen Prosp. TLG 420

Prospecto T LG 420	
ÁREA (acres)	47,11
Volumen (acres-pies)	616.996,00

A.6 Cálculo de Área y Volumen Prosp.T LG 436

Prospecto T LG 436	
ÁREA (acres)	32,44
Volumen (acres-pies)	378,91

APÉNDICE B

**Resumen de los valores promedios obtenidos de la evaluación
petrofísica por pozo**

B.1 Yacimiento T LM 253

	POZO	ARENA	Vsh	Φ	Sw(Sim)	K	ANP
				(Eff)		(mD)	(pies)
YAC. T LM 253	LM 427	T	0,38	0,23	0,70	849	11'
	LM 253		0,37	0,21	0,21	683	13'
	LM 428		0,17	0,23	0,23	797	15'
	LM 250		0,20	0,19	0,15	430	17'
	LM 254		0,34	0,17	0,17	337	13'

B.2 Yacimiento T LG 405

	POZO	ARENA	Vsh	Φ	Sw(Sim)	K	ANP
				(Eff)		(mD)	(pies)
YAC. T LG 405	LG 422	T	0,42	0,22	0,92	763	5'
	LG 444		0,23	0,27	0,64	294	13'
	LG 435		0,22	0,21	0,94	686	12'
	LG 574		0,21	0,17	1,00	500	8'
	LG 416		0,41	0,21	0,42	208	5'
	LG 410		0,43	0,15	1,00	402	9'
	LG 569		0,17	0,21	0,33	685	9'
	LG 405		0,15	0,25	0,18	947	12'
	LG 581		0,16	0,26	0,25	988	16'

B.3 Yacimiento T LM 408

	POZO	ARENA	Vsh	Φ	Sw(Sim)	K	ANP
				(Eff)		(mD)	(pies)
YAC. T LM 408	LM 421	T	0,07	0,23	0,20	821	0'
	LM 411		0,14	0,21	0,33	708	0'
	LM 422		0,22	0,25	0,55	449	19'
	LM 408		0,37	0,16	0,44	317	21'
	LM 407		0,17	0,18	0,54	542	0'
	LM 414		0,32	0,22	0,43	405	48'
	LM 426		0,25	0,26	0,31	995	5'
	LM 409		0,08	0,13	0,40	326	0'
	LM 419		0,18	0,18	0,17	569	23'

B.4 Yacimiento T LM 416

YAC. T LM 416	POZO	ARENA	Vsh	Φ	Sw(Sim)	K	ANP
				(Eff)		(mD)	(pies)
	LM 416	T	0,30	0,26	0,26	1008	72'
	LM 436		0,28	0,25	0,47	943	35'

B.5 Prospecto T LG 420

PROSP. T LG 420	POZO	ARENA	Vsh	Φ	Sw(Sim)	K	ANP
				(Eff)		(mD)	(pies)
	LG 420	T	0,08	0,24	0,23	819	18'
	LM 431		0,07	0,27	0,17	1072	10'

B.6 Prospecto T LG 436

PROSP. T LM 436	POZO	ARENA	Vsh	Φ	Sw(Sim)	K	ANP
				(Eff)		(mD)	(pies)
	LG 436	T	0,14	0,26	0,27	997	18'
	LM 238		0,28	0,21	0,62	471	0'

APÉNDICE C

Resultado del cálculo del poses, reservas recuperables y reservas remanentes de los yacimientos/prospectos a través del factor volumétrico (boi), el factor de recobro (fr) y la producción acumulada

C.1 Cálculo del POES

YACIMIENTOS/PROSPECTOS	V (ACRES-PIES)	Φ_e (Fracción)	Swi (Fracción)	Boi (BY/BN)	POES (BN)
T LM-253	3.230,61	0,2	0,29	1	2.985.701,58
T LG-405	2.464,41	0,23	0,27	1	2.921.159,43
T LM-408	3.260,83	0,21	0,21	1,1719	3.581.247,18
T LG-420	616.996,00	0,15	0,15	1,0989	555.372.198,03
T LG-436	378,91	0,25	0,18	1,1719	514.218,86
T LM-416	6.166,16	0,25	0,25	1,1719	7.653.767,80

C.2 Cálculo de las Reservas Recuperables

YACIMIENTO/PROSPECTOS	POES (BN)	FRO (%)	RESERVAS RECUPERABLES (BN)
T LM-253	2.985.701,58	18	537.426,28
T LG-405	2.921.159,43	22	642.655,07
T LM-408	3.581.247,18	15	537.187,08
T LG-420	555.372.198,03	15	83.305.829,71
T LG-436	514.218,86	15	77.132,83
T LM-416	7.653.767,80	15	1.148.065,17

C.3 Cálculo de las Reservas Remanentes

RESERVAS	YACIMIENTO/PROSPECTOS	RESERVAS RECUPERABLES (BN)	PRODUCCION ACUMULADA(Liq.) (BN)	RESERVAS REMANENTES (BN)
PROBADAS	T LM-253	537.426,28	173.954	363.472
PROBADAS	T LG-405	642.655,07	498.234	144.421
PROBADAS	T LM-408	537.187,08	44.580	492.607
PROBABLES	T LG-420	83.305.829,71	0	83.305.830
PROBABLES	T LG-436	77.132,83	0	77.133
PROBADAS	T LM-416	1.148.065,17	18.672	1.129.393

ANEXOS