

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



ESTUDIO ESTRATIGRÁFICO DE LAS ARENAS O1,O2,P1,P2 Y P3, DE LA FORMACIÓN OFICINA DEL YACIMIENTO O1-P3 GG-3, PARA DETERMINAR LA COALESCENCIA EN EL CAMPO GUARA OESTE, DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI.

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO
POR LA BACHILLER YESSICA C.
SUÁREZ R. PARA OPTAR AL TÍTULO
DE GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, MARZO 2011.

HOJA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado intitulado “Estudio Estratigráfico de las Arenas O1,O2,P1,P2 y P3 de la formación Oficina del Yacimiento O1-P3 GG-3 del Campo Guara Oeste, Distrito San Tomé Estado Anzoátegui”, presentado por la bachiller Yessica Carolina Suárez Ramos , ha sido aprobado, de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombres:

Firmas:

Profesora Rosario Rivadulla

(Asesor)



Jesús Álvarez

(Jurado)



Enrique Acosta

(Jurado)



Profesora Rosario Rivadulla
Jefe del Departamento de Geología

Ciudad Bolívar Marzo de 2011.

DEDICATORIA

Primeramente DIOS te brindo esta victoria por darme la fortaleza de superar las pruebas que me das cada día, por la sabiduría, salud y paciencia de confrontar esta carrera.

A mi mamá Mireya Ramos, te dedico este triunfo por que sin ti no hubiese sido nadie, y tu fuiste mi fortaleza y mi empujo por ti soy lo que soy, este título fue tu sueño y te lo di, lastima que no estés presentes para que lo veas, pero donde Dios te tenga espero lo sientas.

A mi papa Noel Suárez, te dedico este título, porque creíste en mí a pesar que no lo entendías, pero te sentiste orgulloso de mí, también fue tu sueño, te lo doy con cariño y donde quiera que Dios te tenga, te encuentres con mamá feliz y disfrutando de quien soy.

A mi amiga Isabel Hurtado por su apoyo y siempre creer en mí, Leiska Saavedra y Edwuar Gil por brindarme apoyo y confianza, mi tía Julia Suárez Permitirme estar en sus oraciones eres un ejemplo al igual que mi tío Cheo Ramos que fuiste y eres un orgullo para mí y por que también fuiste mi empuje en mi carrera. A mis amigos Cesar, Ornelis, Lester, María, mi hermana Nohemí, mi sobrino Jhoan, mis primos de afecto Joselena, Jesús, esperando que este logro les sirva de ejemplo para alcanzar todo lo que se propongan. A mis compañeros y amigos Moisés, Julio, Sandy, Gabriel, Esceilyn, Víctor, con quienes compartí no sólo materias, sino también alegrías, tristezas, preocupaciones y a partir de ahora BENDICIONES Y EXITOS. Los quiero mucho!!!!

AGRADECIMIENTOS

A Mi Dios, por la fortaleza y la bendición que me da cada día de vivir y superarme, gracias por llegar a mí. Te amo. A mis padres, y mis amigos, son ustedes los merecedores de este título, gracias por su apoyo, sacrificios, comprensión, atención, cariño y confianza. A mis familiares por su apoyo moral y por sus buenos deseos, por orar por mí en los momentos de dificultades, muchas gracias. A la Universidad de Oriente, por hacer de mi una Profesional, es un orgullo egresar de esta casa de estudios. A la empresa PDVSA Distrito San Tomé y a todo el personal de la Superintendencia de Yacimientos especialmente: Rafael Rodríguez, Eudis Alcalá, Joaquín Caraballo, por toda la colaboración brindada durante la realización de mi trabajo de grado. A mi tutor académico Profesora Rosario Rivadulla, por transmitirme parte de sus conocimientos, por su apoyo y su paciencia. A mi tutor industrial, Geólogo Eudis Alcalá, a mi asesor industrial Ing. Geólogo Rafael Rodríguez, Geólogo Leiska Saavedra en la realización de mi tesis, por asesorarme a lo largo del trabajo, por compartir sus conocimientos conmigo e inspirar en mi mucha admiración. A mis compañeros de estudios, Cesar, Moisés, Julio, Sandy, Víctor, Cheri por brindarme su apoyo y amistad. A quienes me regalaron una familia en Ciudad Bolívar: Isabel, Máximo, Yuraima, Franklin, Leiska, Ana, Joana, y de manera especial a quien me acompañó en mis momentos de alegrías, tristezas y preocupaciones mi familiares y amigo Lester gracias por todo, que Dios los bendiga.

RESUMEN

El presente trabajo consistió el estudio estratigráfico de las arenas O1,O2,P1,P2,P3 de la Formación Oficina, del Yacimiento O1-P3 GG-3, para determinar la Coalescencia del Campo Guara Oeste. La metodología consistió en la búsqueda y selección de información, correlación de los pozos pertenecientes al yacimiento y elaboración de secciones estratigráficas y estructurales con la finalidad de revisar los límites verticales y laterales del yacimiento, análisis de electrofacies y determinación del ambiente, elaboración de mapas isópaco-estructural para delimitar las zonas prospectivas. Con el análisis de registros eléctricos de pozos, mapa de electrofacies se determinó el ambiente de sedimentación, el cual se interpreta como un ambiente deltáico por dominio de olas. A partir de la correlación se establecieron topos y las bases de las arenas, y se determinó la coalescencia de las arenas P2 y P3 en los pozos GV-78 y Gv-82, debido a la erosión de la llanura de inundación que en este caso es la arcilla del frente deltáico, y en el resto de las arenas no existe coalescencia. La interpretación estructural del área se validó la presencia de un marco estructural regional correspondiente a un homoclinal con buzamiento entre 1° y 3° hacia el Noreste, cortado por fallas normales, la principal de dirección Este-Oeste y saltos de 350 pies y las secundarias de dirección Noroeste-Sureste con salto de 50 pies. Del estudio de electrofacies se infiere un paleoambiente deltaico con una dirección de sedimentación Suroeste-Noreste. Se planteo nuevos yacimientos prospectivos como los son O1 GG-3, O2 GV-96, O2 GV-72, O2 GG-3, O2 GG-5, P1 GG-3, P2 GM-54A, P2 GG-3, P2 GG-5, P3 GG127, P3 GG3.

CONTENIDO

HOJA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN.....	v
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	4
SITUACIÓN A INVESTIGAR	4
1.1 Planteamiento del problema.....	4
1.2 Objetivos de la investigación	5
1.2.1 Objetivo general	5
1.2.2 Objetivos específicos	5
1.3 Justificación de la investigación.....	6
1.4 Alcance de la investigación.....	6
1.5 Limitaciones de la Investigación.....	6
CAPÍTULO II	8
GENERALIDADES	8
2.1 Descripción del Área.....	8

2.2 Características físicas y naturales.....	9
2.2.1 Geomorfología	9
2.2.2 Vegetación.....	9
2.2.3 Drenaje	10
2.2.4 Clima.....	10
2.3 Geología regional y local	11
2.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	11
2.3.2 Evolución de la cuenca Oriental de Venezuela.....	13
CAPÍTULO III	18
MARCO TEÓRICO	18
3.1 Antecedentes de la Investigación	18
3.2. Interpretación de perfiles de pozos	19
3.2.1 El registro eléctrico	19
3.2.2 Registros eléctricos empleados en la industria petrolera	20
3.3 Terminología general en las medidas de los registros	23
3.4 Correlación.....	25
3.5 Registro Tipo de Correlación.....	26
3.6 Descripción de las herramientas utilizadas (Software)	26
3.6.1 Microstation SE (Bentley)	26
3.6.2 SIGEMAP 2.0	28
3.6.3 OpenWorks	29
3.7 Ambientes sedimentarios	30
SISTEMAS PRINCIPALES	31

Volcaniclástico.....	31
TRANCISIONAL-COSTERO.....	31
Planicie de mareas.....	31
Planicies abisales.....	31
3.7.1 Ambiente continental	32
3.7.2 Sistema fluvial.....	33
3.7.3 Ambiente deltaico	34
3.7.4 Clasificación de los deltas.....	35
3.7.5 Facies y ambientes depositacionales de un ambiente deltaico.....	37
3.8 Caracterización geológica de los yacimientos	41
3.8.1 Modelo estratigráfico	42
3.8.2 Modelo estructural	42
3.8.3 Modelo sedimentológico.....	43
3.9 Entrampamiento de Hidrocarburos	43
3.9.1 Trampas estructurales.....	44
3.9.2 Trampas estratigráficas	45
3.9.3 Trampas combinadas.....	46
CAPÍTULO IV.....	47
METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	47
4.1 Tipo de investigación	47
4.2 Diseño de la investigación	47
4.3 Población y muestra	48
4.4 Procedimiento metodológico	48

4.5 Recopilación y validación de la información.....	50
4.5.1 Revisión bibliográfica	50
4.5.2 Recopilación de la información	50
4.5.3 Datos y mapas oficiales del yacimiento	50
4.5.4 Base de datos de Registros de pozos.....	51
4.5.5 Validación de la información.....	51
4.6 Correlación geológica	51
4.6.1 Correlación Estructural-Estratigráfica	53
4.7 Modelo estratigráfico	55
4.7.1 Elaboración de secciones estratigráficas.....	55
4.8 Modelo estructural	58
4.8.1 Validación de topes	58
4.8.2 Actualización del plano de fallas	59
4.8.3 Elaboración de secciones estructurales	60
4.8.4 Actualización del modelo estructural.....	61
4.8.5 Elaboración del mapa isópaco-estructural	62
4.9 Modelo sedimentológico.....	63
4.9.1 Análisis de electrofacies.....	64
4.9.2 Mapas de Paleoambiente.....	65
4.9.3 Interpretación de los paleoambientes.....	66
CAPÍTULO V	67
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	67
5.1 Base de datos.....	67

5.2 Modelo estratigráfico	67
5.2.1 Sección estratigráfica A-A'	67
5.2.2 Sección estratigráfica B-B'	68
5.2.3 Sección estratigráfica C-C'	69
5.2.4 Sección estratigráfica D-D'	69
5.2.5 Sección estratigráfica E-E'	70
5.3 Modelo estructural	70
5.3.1 Sección estructural 1-1'	70
5.3.2 Sección estructural 2-2'	71
5.3.3 Sección estructural 3-3'	71
5.3.4 Sección estructural 4-4'	71
5.3.5 Sección estructural 5-5'	72
5.4 Modelo sedimentológico.....	72
5.5 Mapa isópaco-estructural	73
5.5.1 Mapa Isópaco-Estructural O1	73
5.5.2 Mapa Isópaco-Estructural Arena O2.....	75
5.5.3 Mapa Isópaco-Estructural Arena P1	76
5.5.4 Mapa Isópaco-Estructural Arena P2	76
5.5.5 Mapa Isópaco-Estructural Arena P3	77
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	79
Conclusiones	79
Recomendaciones.....	80
REFERENCIAS	81

APÉNDICES.....	83
APÉNDICE A.....	83
Listado de los pozos que conforman el yacimiento O1-P3 GG-3, con los datos básicos como: la elevación de la mesa rotaria, y las profundidades del nivel estratigráfico de interés en MD (Measured Depth) y TVDSS (True Vertical Depth SubSea) .	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación del Campo Guara Oeste y Güico.....	9
Figura 2.3 Cuencas petrolíferas de Venezuela (Schlumberger, 1997).....	11
Figura 2.3.1 Marco geológico regional para la sedimentación en Venezuela (Cuencas de Maracaibo, Falcón, Barinas – Apure y Oriental) durante el Mioceno y Plioceno (PDVSA-Intevep 1997).....	12
Figura 2.3.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela (Código Estratigráfico de Venezuela CEV, 1997).....	16
Figura 3.1 Terminología general de la medida de los registros.	25
Figura 3.2 Ventana de Microstation SE (Bentley Systems, 1998).....	27
Figura 3.3 Ventana del software Sigemap.	28
Figura 3.4 Sistema fluvial (Grijalva. F y González, A.,).	34
Figura 3.5 Tipos de Deltas. Fluvial, de Marea y por Oleaje. (Coleman & Prior.1992).	36
Figura 3.6 Asociación de facies en un modelo deltaico (Coleman & Prior, 1992).....	38
Figura 3.7 Trampa estructural por Falla (PDVSA-Intevep, 1997).....	44
Figura 3.8 Trampa estratigráfica. por Cuña (PDVSA-Intevep, 1997).....	46
Figura 4.1 Flujograma de la metodología aplicada.....	49
Figura 4.2 Mallado de correlación.	52
Figura 4.3 Ejemplo de sección estratigráfica.	57
Figura 4.4 Ejemplo de plano de fallas.....	59
Figura 4.5 Ejemplo de sección estructural.	61

Figura 4.6 Modelo de respuestas eléctricas utilizada como guía para el análisis de las electrofacies.....	65
Figura 5.1 Sección estratigráfica A-A.....	68
Figura 5.2 Mapa Actualizado del Yacimiento O1 GG-3.	74
Figura 5.3 Mapa Actualizado del Yacimiento O2 GG-3.	75
Figura 5.4 Mapa Actualizado del Yacimiento P1 GG-3.	76
Figura 5.5 Mapa Actualizado del Yacimiento P2 GG-3.....	77
Figura 5.6 Mapa Actualizado del Yacimiento P3 GG-3.....	78

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Clasificación general de los ambientes sedimentarios (Schlumberger, 1997).	31
Tabla 4.1 Secciones estratigráficas con sus respectivos pozos.	57
Tabla 4.2 Secciones estructurales con sus respectivos pozos.	61
Tabla 5.1 Límites de los yacimientos.....	74

INTRODUCCIÓN

La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica, el cual son aplicados diversos conocimientos sobre geología. La caracterización geológica de los yacimientos, tiene relación directa con las características sedimentológicas, estratigráficas y estructurales del mismo. Conocer la extensión, volumen y potencial de producción de los yacimientos, son los objetivos principales de un estudio geológico, el cual se realiza a fin de desarrollar futuros planes de explotación rentables que permitan obtener un mayor recobro de hidrocarburos, y de esta forma satisfacer las necesidades crecientes de hidrocarburos que se generan en el país.

Durante el proceso de caracterización, el geólogo e ingeniero de yacimiento debe contar con información del yacimiento que le permitirán realizar la evaluación confiable del mismo. Los registros eléctricos de los pozos constituyen la fuente principal de información sobre estas propiedades, mientras que la estructura y la geometría se definen, por lo general, por medio de los datos sísmicos de superficie, los estudios geológicos y la correlación de eventos entre distintos pozos. Es importante contar con estudios geológicos previos, datos petrofísicos, núcleos, historias de presión y producción, análisis PVT, así como también programas que contengan modelos matemáticos capaces de estimar de forma eficiente las reservas del yacimiento. Conocer las características básicas del yacimiento nos conducirá a formular un plan óptimo de explotación.

En este sentido, en el Distrito San Tomé de PDVSA se encuentran en ejecución varios proyectos de esta índole, con el objeto de actualizar la información oficial de los principales campos productivos del área, que permitan incrementar las reservas y obtener planes de explotación acordes con los nuevos hallazgos.

Es así como surge la revisión geológica de las arenas O1,O2,P1,P2,P3, Yacimiento O1-P3 GG 3, la cual se realizó con el propósito de generar un modelo estático actualizado, que permita validar las arenas como yacimientos, diferentes, ya que el mismo actualmente presenta discrepancia en el modelo dinámico. Las arenas de estudio, perteneciente a la Formación Oficina, de edad Mioceno Inferior a Medio, se encuentra ubicada en el Área Mayor de Oficina, específicamente en el Campo Guara oeste, en la Cuenca Oriental de Venezuela, Sub-Cuenca de Maturín, dentro de los límites asignados a la Unidad de Exploración Liviano/Mediano, del Distrito Santome de PDVSA Exploración y Producción. El yacimiento fue descubierto por la completación original del pozo GG-1, en Mayo de 1979.

Actualmente las arenas en estudio, desde el inicio de la producción de este yacimiento se ha observado discrepancias entre el modelo estático y el dinámico. Pozos buzamiento debajo de la estructura arrojan tasas de producción con un bajo corte de agua y pozos buzamiento arriba muestran lo contrario. Por otro lado se ha identificado que existe diferencia en los intervalos de cañoneo seleccionados para cada pozo, existen casos donde se habrá a producción toda la secuencia O1,P3 y en otros casos solo parte de estos nivel, esto ha traído cierto nivel de incertidumbre en las actividades de rehabilitación, el hecho o la posibilidad de que estos niveles no estén comunicados hidráulicamente y de allí las diferencias en el modelo de saturación hidráulica actual, por lo que se plantea la necesidad de aplicar una revisión del modelo estático con el fin de evaluar la correlación estratigráfica, para validar con certeza el yacimiento.

La presente investigación se estructura 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 el Área Mayor de Oficina, donde se encuentra el Campo Guara Oeste. 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 Planteamiento del problema

El Distrito San Tomé, está conformado por tres unidades de producción (Liviano-Mediano-Dación, Pesado, Extrapesado), una de ellas es la Superintendencia de yacimientos Liviano-Mediano-Dación. El área de Liviano-Mediano se encuentra comprendida por 44 campos, para este estudio se analizará el yacimiento O1-P3 GG-3 de las arenas O1, O2, P1, P2, P3, el cuál cuenta con el 40% del total de pozos con información, perteneciente al Campo Guara Oeste.

Desde el inicio de la producción de este yacimiento se ha observado discrepancias entre el modelo estático y el dinámico. Pozos buzamiento debajo de la estructura arrojan tasas de producción con un bajo corte de agua y pozos buzamiento arriba muestran lo contrario. Por otro lado se ha identificado que existe diferencia en los intervalos de cañoneo seleccionados para cada pozo, existen casos donde se habré a producción toda la secuencia O1,O2,P1,P2,P3 y en otros casos solo parte de estos niveles.

Esto ha traído cierto nivel de incertidumbre el las actividades de rehabilitación, el hecho o la posibilidad de que estos niveles no estén comunicados hidráulicamente y de allí las diferencias en el modelo de saturación hidráulica actual.

Por tales razones se decide realizar una revisión del modelo estratigráfico de esta secuencia de estratos, para determinar la existencia o no de la coalescencia entre arenas.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Estudiar estratigráficamente las arenas O1,O2,P1,P2,P3 de la Formación Oficina del Yacimientos (O1-P3) GG-3, para determinar coalescencias en el Campo Guara Oeste, Distrito San Tomé Estado Anzoátegui.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Creación de una base de datos de información de registros de pozos.
2. Validar los topes de las arenas analizando los registros eléctricos de pozos.
3. Determinar las variaciones laterales y verticales de facies de las arenas O1,O2,P1,P2,P3 elaborando secciones estratigráficas.
4. Definir la estructura de las arenas en estudio elaborando secciones estructurales.
5. Determinar el ambiente de sedimentación elaborando mapas de paleoambiente.
6. Validar el mapa de plano de fallas, utilizando registro eléctrico de pozos.
7. Establecer los límites de los yacimientos y ubicar las zonas más prospectivas, elaborando el mapa isópaco-estructural.

1.3 Justificación de la investigación

El propósito de elaborar esta investigación fue, determinar la correlación de las arenas O1,O2,P1,P2,P3 del Campo Guara Oeste, para obtener mayor información en relación a la geología del área, las estructuras, estratigrafía, continuidad lateral de las arenas de interés, para evaluar que no existe coalescencias entre las arenas ya mencionadas, por cuál generará una definición y actualización del modelo estático que mejorará el grado de incertidumbre que existe en el modelo dinámico.

1.4 Alcance de la investigación

Determinar el modelo estratigráfico y sedimentológico de las arenas O1,O2,P1,P2 y P3 del yacimiento GG-3 del Campo Guara Oeste perteneciente a la Formación Oficina. La información generada permitirá comprobar mediante la estratigrafía, la comunicación lateral de las arenas ya mencionadas, del modelo oficial presentado ante el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEP).

Otro de los alcances de este estudio, es comparar la secuencia estratigráfica del campo Guara Oeste con el Campo Güico vecino a éste, para establecer que las arenas pertenecen a yacimientos distintos.

1.5 Limitaciones de la Investigación

Dentro del yacimiento O1-P3 GG-3 se encuentran algunos pozos que debido a su antigüedad, carecen de registro como Densidad Neutrón, entre otros, en su defecto se usaron los registros existentes de los mismos, SP, GR.

Además no se dispone de núcleos a este nivel, que permitan corroborar el mapa de ambiente por lo que será realizado basándose en las respuestas eléctricas obtenidas

en los registros convencionales. Por otra parte, no se contó con registros eléctricos en físico y digital de ciertos pozos de interés, debido a su desaparición que impidieron actualizar ciertos pozos en los cuales se encuentran activos. El gran deterioro de muchos registros complicó en muchos casos la correlación litoestratigráfica.

En el área de todo el Campo Guara Oeste y parte del Campo Güico, existe un promedio de 60% de pozos que no penetraron las arenas, es por ello que no se tiene información de las ciertas áreas de prospecto

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Descripción del Área

El Campo Guara Oeste está ubicado en Venezuela en el estado Anzoátegui a unos 15 kilómetros al Noreste de la Ciudad de El Tigre. Está enmarcado entre las coordenadas N-989.000 y N-997.000, E-368.000 y E-382.000, y se encuentra en el Área Mayor de Oficina, en el flanco Suroeste de la cuenca de Maturín, Provincia Geológica Oriental de Venezuela.

La mayoría de los yacimientos limitan al Sur por la falla de Guara-Leona de buzamiento Sur, dirección NO-SE y desplazamiento vertical máximo de 480 pies. Existen otros sistemas de fallas normales de buzamiento Sur los cuales constituyen sellos locales en los diferentes yacimientos.

El Campo Guara Oeste tiene como campo vecino al Campo Güico, que está ubicado a unos 5 kilómetros al Noreste de la ciudad de El Tigre, fue descubierto con la perforación del pozo GV-1 en el año 1946.

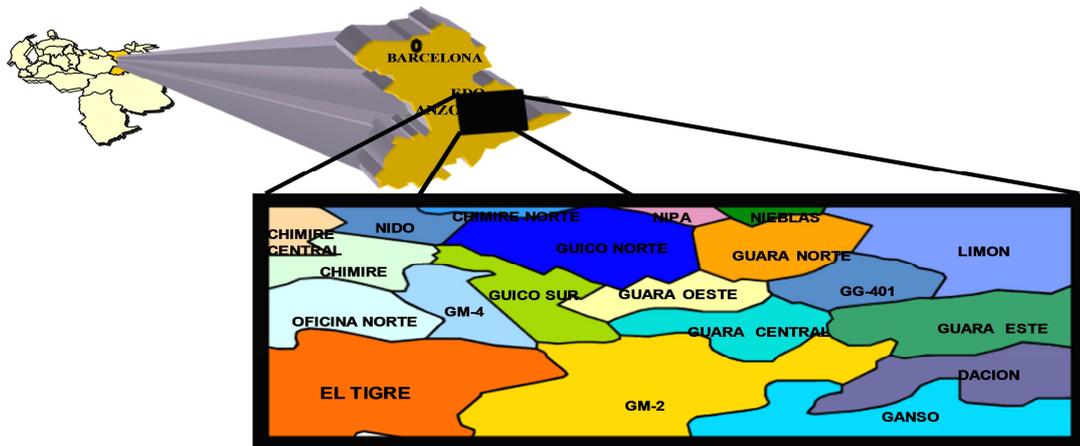


Figura 2.1. Ubicación del Campo Guara Oeste y Güico.

2.2 Características físicas y naturales

2.2.1 Geomorfología

La zona de estudio ocupa una pequeña porción de la extensa planicie suavemente ondulada de los Llanos Orientales de Venezuela, denominada fisiográficamente Mesa de Guanipa. La constitución de estas mesas es generalmente de suelo arenoso, con granos de tipo variable, los cuales van frecuentemente de más gruesos hacia el borde Norte y Oeste, siendo más finos hacia el Este y Sur (PDVSA-Departamento Ingeniería y Gestión Ambiental, "DIGA" 2004).

2.2.2 Vegetación

La vegetación es típica de sabana tropical, dominada por el clima y el tipo de suelo imperante en la región. Se limita a varias especies de gramíneas, hiervas, pastos, chaparros y especies arbóreas aisladas y de poca altura.

La vegetación herbácea es relativamente abundante. También es común en el área la presencia de morichales en los márgenes de los ríos permanentes, lo que constituye una vegetación mas diferenciada del resto existente en la zona (PDVSA- Departamento Ingeniería y Gestión Ambiental “DIGA”, 2004).

2.2.3 Drenaje

El drenaje superficial es escaso y está pobremente desarrollado. Estudios anteriores realizados en la región han comprobado que los ríos del área tienen su origen en los manantiales formados en los escarpes de las mesas.

A estas corrientes se les considera en realidad como el sistema de drenaje de los acuíferos de la zona a la cual pertenecen, lo que nos lleva a clasificar el patrón de drenaje como dendrítico y caracterizado por presentar un área de captación radial (PDVSA-Departamento Ingeniería y Gestión Ambiental “DIGA”, 2004).

2.2.4 Clima

El clima de la región es el típico tropical húmedo, con temperatura media anual que varía entre 26 y 28 °C, aproximadamente. La humedad relativa anual es de 3 % (PDVSA- Departamento Ingeniería y Gestión Ambiental “DIGA”, 2004). En la región se han definido claramente dos períodos estacionales:

1. Una estación lluviosa que se extiende desde Mayo hasta Noviembre, con una precipitación media anual de 1200 mm.
2. Una estación de sequía o verano que abarca desde Diciembre hasta Abril.

2.3 Geología regional y local

2.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la región Centro-Este del país. Ésta depresión tiene una longitud aproximada de 800 Km en sentido Oeste-Este, un ancho promedio de 200 Km de Norte a Sur y un área aproximada total de 165000 Km². Comprende los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico, Delta Amacuro y parte de Sucre; prolongándose hasta la Plataforma Deltana y sur de Trinidad. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas. La Cuenca Oriental de Venezuela es una gran depresión asimétrica limitada al Sur por el borde septentrional del cratón de Guayana, al Norte por el cinturón móvil de las Serranías del Interior, Central y Oriental; y al Oeste por el levantamiento de El Baúl (Figura 2.2). Hacia el Este se extiende costa afuera en la Plataforma Deltana; así el flanco Sur se encuentra inclinado ligeramente hacia el Norte y el flanco Norte mas tectonizado y con mayor buzamiento (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X. (1980).)



Figura 2.3 Cuencas petrolíferas de Venezuela (Schlumberger, 1997).

Las principales formaciones productoras presentes en la Cuenca Oriental son Oficina y Merecure, que fueron sedimentadas en ambientes transgresivos sobre el flanco sur de la cuenca, y presentan muy bajo relieve en ambientes de llanuras deltaicas con extensas áreas pantanosas, con abundante vegetación, intercalaciones de aguas salobres y sistemas de caños de dirección generalizada al Norte y ocasionales incursiones de aguas marinas. Además, presentan un engrosamiento de las formaciones de sur a norte y desaparición de las arenas hacia el noreste (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X. (1980).) (Figura.2.3).

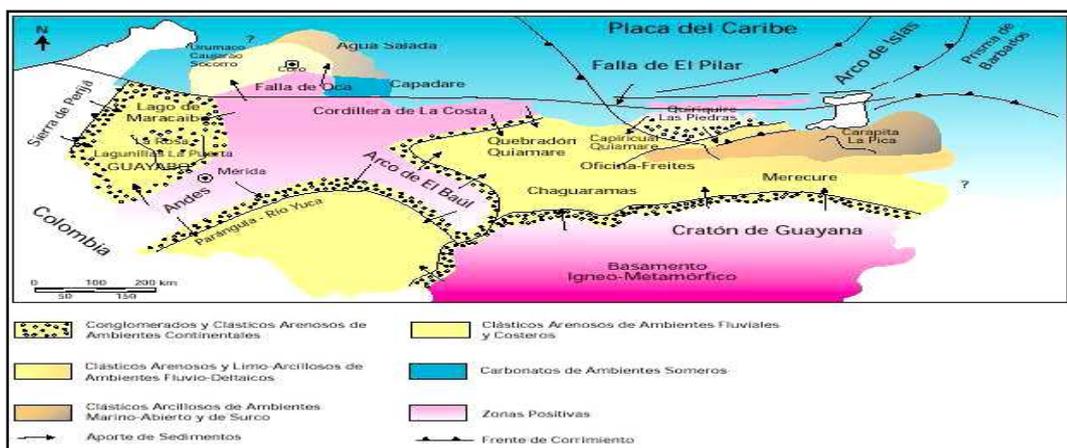


Figura 2.3.1 Marco geológico regional para la sedimentación en Venezuela (Cuencas de Maracaibo, Falcón, Barinas – Apure y Oriental) durante el Mioceno y Plioceno (PDVSA-Intevep 1997).

La Formación Merecure se depositó sobre la superficie cretácica peniplanada. Suprayacente a dicha unidad se encuentra la Formación de Oficina donde en el Área Mayor de Oficina no presentan grandes cambios de los ambientes someros. Luego por el proceso de retrogradación hacia el Sur con muchas o pocas oscilaciones Norte-Sur hasta la trasgresión que generó la Formación Freites. La Cuenca Oriental de

Venezuela es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, sólo sobrepasada por la Cuenca del Lago de Maracaibo.

En general, si se añaden las reservas estimadas de la faja del Orinoco, la Cuenca Oriental de Venezuela pasaría a ser la de mayores recursos petrolíferos en América del Sur y una de las más importantes del mundo (Código Estratigráfico de Venezuela, 1997).

El estado de madurez de las rocas madres ha permitido dividir la cuenca en tres franjas, septentrional, intermedia y meridional. En la franja septentrional prevalece petróleo liviano y gas originado por rocas madres maduras Cretáceas y Terciarias.

En la franja intermedia con una historia tectónica menos intensa prevalece petróleo liviano producto de rocas madres Terciarias, las rocas Cretácicas han cambiado hacia facies de carácter más continental (Código Estratigráfico de Venezuela, 1997).

En la franja inmadura al Sur se encuentra petróleo cada vez más pesado a medida que aumenta la distancia desde la zona generadora al Norte, por lo que esta zona presenta ausencia de rocas madres efectivas (Código Estratigráfico de Venezuela, 1997).

2.3.2 Evolución de la cuenca Oriental de Venezuela

La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela es relativamente simple por haber estado desde el Paleozoico apoyada sobre el borde estable del cratón de Guayana. Suaves movimientos de levantamiento y hundimiento de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia

para el desarrollo final de la cuenca, (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X. (1980).)

2.3.2.1 Pre-Cretácico

Devónico – Carbonífero (350 – 250 Ma): sedimentación en una depresión pericratónica, situada en el borde septentrional del cratón de Guayana. Posible sedimentación en planicies costeras y deltas conexos. No hubo sedimentación en la parte Sur de la cuenca (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X, 1980).

Pérmico – Triásico (250- 200 Ma/Orogénesis Herciniana): levantamiento vertical del borde cratónico y retirada general de los mares hacia el Norte. Se da inicio a un prolongado período de erosión (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X, 1980).

Triásico – Jurásico (220 – 160 Ma): actividad volcánica en el límite occidental de la cuenca y período de erosión (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X, 1980).

La historia geológica de la cuenca se describe a partir de la gran transgresión ocurrida en el Cretácico:

Cretácico (120 – 65 Ma): transgresión en sentido Norte-Sur a lo largo de la penillanura pre-cretácica, que alcanza su máxima extensión durante el Turonense, en las cercanías de lo que es el curso actual del río Orinoco, estableciéndose ambientes con tendencias marinas hacia el Norte y más continentales hacia el Sur. Las facies predominantes son areniscas, pero también existen desarrollos locales de calizas. Al final Cretácico comienza la regresión de los mares debido a un levantamiento generalizado en la zona.

Las unidades litóestratigráficas que conforman el ciclo cretácico son: Grupo Sucre (Formación Barranquín, Borracha y Chimana) en el flanco Norte de la cuenca y en la Serranía de Interior de Anzoátegui, Monagas y Sucre se subdivide en dos formaciones: Barranquín y El Cantil. La totalidad de la sedimentación Cretácica en el subsuelo de Guárico, Anzoátegui, Monagas y Sur del Delta está representada por el Grupo Temblador (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X, 1980) (Figura 2.4) .

Paleoceno – Eoceno Medio (65 – 45 Ma): la retirada general de los mares durante el Maestrichtiense pone al descubierto parte del flanco Norte del cratón de Guayana, el cual se erosiona produciendo gran cantidad de sedimentos clásticos que se depositaron dando origen a la Formación San Juan y la Formación Vidoño de ambiente más profundos En este período comienzan a desplazarse las masas levantadas hacia el Sur, empujando la columna Cretácica sedimentada sobre el borde cratónico (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X, 1980) (Figura 2.4).

Eoceno Superior – Oligoceno (45 – 25 Ma): levantamiento en la parte Norte de la cuenca a finales del Eoceno. El marcador regional del Oligoceno está representado por las formaciones Roblecito en la Subcuenca de Guárico y Areo en la Subcuenca de Maturín. Hacia el Sur se extiende al Oeste la Formación arenosa de La Pascua y al Este la de las formaciones Jabillos, Areo y Naricual, reunidas en la Formación Merecure, por debajo de la cual desaparece por acuñaamiento el lente lutítico de Roblecito. Hacia el Este se produce la sedimentación profunda, de mar abierto, de Carapita (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X, 1980) (Figura 2.4).

Mioceno – Plioceno (20 – 5 Ma): en el Mioceno Inferior se da el levantamiento de la zona nororiental, que da origen a la cuenca antepaís con sedimentación de facies marinas profundas al Norte. En el flanco Sur de la cuenca se desarrolla las facies deltaicas de la Formación Oficina. En el Mioceno Superior – Plioceno se da inicio al proceso de relleno total de la cuenca evidenciada en una regresión marina en dirección Noreste, depositándose las formaciones La Pica, Las Piedras y Quiriquire en el sector nororiental de la Cuenca Oriental y Freites y Las Piedras en el flanco Sur de la Subcuenca de Maturín (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X, 1980) (Figura 2.4) .

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la Investigación

Esta investigación se basa especialmente en el estudio de registros eléctricos superficiales (Structural drill wells) en un número de 95, que sirvieron de base para la generación de datos básicos en la elaboración de los diferentes mapas, incluyendo el mapa base.

Para la ejecución y desarrollo de este proyecto, se realizaron consultas a estudios previos relacionados con el tema a desarrollar. Se muestran en este punto los aportes efectuados por los diferentes autores:

❖ María Angélica Coello Sosa. GENERACIÓN DE OPORTUNIDADES DE EXPLOTACION MEDIANTE TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN CONJUNTA EN ARENAS B1, B2, B3, C2, D1, D2, CAMPO GÜICO-GUARA OESTE. Ing. Petróleo, Maturín Agosto del 2004.

❖ Zurkys Marllys González Lira. EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE PRODUCCIÓN EN CONJUNTO EN ARENAS L2U-M Y 3U-L, CAMPO GÜICO Y GUARA OESTE, DISTRITO SAN TOMÉ. Ing. Petróleo, Maturín Octubre 2004.

3.2. Interpretación de perfiles de pozos

Los dispositivos de perfilaje que bajan al pozo son diseñados para medir las propiedades eléctricas, acústicas y radiactivas de la formación y presentar las respuestas en forma continua, como un registro a lo largo de todo el pozo.(CIED PDVSA, 1990).

3.2.1 El registro eléctrico

Consiste en una curva del potencial espontáneo (SP) y una combinación de curvas de resistividad que reciben el nombre de normal o lateral, según la configuración de los electrodos. .(CIED PDVSA, 1990).

La curva normal: se obtiene utilizando dos electrodos pozo abajo, uno de corriente y otro receptor. Los valores de la resistividad se obtienen mediante la caída de voltaje entre los dos electrodos. Se utiliza una normal corta (con 16 pulgadas de espaciamiento entre los electrodos) para correlación, definición de los bordes de los estratos y para medir la resistividad cerca del pozo.

La curva lateral: se obtiene utilizando tres electrodos pozo abajo, uno de corriente y dos receptores. El radio de investigación es aproximadamente igual al espaciamiento entre los electrodos, el cual se mide entre el electrodo de corriente y el punto medio entre los dos electrodos receptores; este espaciamiento varía por lo regular entre 16 y 19 pies. Las curvas laterales no son simétricas y presentan distorsiones como resultado en estratos adyacentes delgados, pero son muy efectivas en la medición de la resistividad real en formaciones gruesas y homogéneas.

3.2.2 Registros eléctricos empleados en la industria petrolera

3.2.2.1 Potencial Espontáneo SP: El SP es una medida de las corrientes eléctricas que se producen dentro del pozo, debido al contacto entre diversos fluidos con salinidad diferentes; Este registro se usa normalmente en pozos perforados con lodos cuya base es agua dulce. El filtrado del lodo de perforación invade aquellas zonas que exhiben alguna permeabilidad y, en consecuencia, se generan corrientes. Si la zona es impermeable, como es el caso de lutitas, no habrá invasión por los filtrados y no se generaran “corrientes SP”; por lo tanto, el trazo de la curva será relativamente recto sin caracteres distintivos. Si las condiciones son de arenas con agua salada, la curva SP se desplaza hacia la izquierda en las zonas permeables. Si las condiciones son contrarias, como en el caso de arenas con agua dulce, la curva SP se desplaza hacia la derecha de la línea base al encontrar una zona permeable y Cuando el agua en el lodo y la formación son de la misma salinidad, no se genera curva SP y el trazo es relativamente recto y sin caracteres distintivos. (CIED PDVSA, 1990).

La magnitud de la deflexión de las curvas se determina mediante la relación entre la resistividad del filtrado de lodo y la resistividad del agua presente en la formación, lo que constituye una curva litológica. Debido a que la SP no es una curva que empieza con un valor de cero, la deflexión se mide a partir de una “línea base para lutita” cuya posición la determina el ingeniero que corre el registro y no afecta la interpretación de la curva SP. La polaridad de la deflexión es negativa a la izquierda de la línea base y positiva a la derecha de la misma. Ello significa que cuando el lodo de perforación es mas dulce que el agua de la formación, la curva SP se desplaza hacia la izquierda en las zonas permeables. (CIED PDVSA, 1990).

Donde:

Espesor (h) y Resistividad (R_t) de la capa permeable.

Resistividad (R_i) y diámetro (d_j) de la zona invadida.

Resistividad (R_s) de las formaciones vecinas.

Resistividad (R_m) del lodo y diámetro (d_h) del pozo.

3.2.2.2 Registros de Rayos Gamma: Es una medida de la radioactividad natural de la formación. La medición se realiza con un detector de rayos gamma y normalmente se registra simultáneamente con otro registro. Los materiales radioactivos están asociados normalmente con las rocas de grano muy fino. Estas rocas generalmente son arcillas y, de menor nivel de radiación, limos. La radioactividad se origina en los elementos radioactivos naturales: potasio, torio y uranio contenido en las rocas. Los niveles altos de radiación ocurren frente a las arcillas mientras que en las formaciones limpias tales como arenas, calizas, dolomitas, anhidritas, etc; la radioactividad es normalmente baja. El registro de Rayos Gamma sufre muy pocos efectos provenientes de factores externos (tal como diámetro de pozo, densidad de lodo, etc.). El perfil se registra en unidades API. (CIED PDVSA, 1990).

3.2.2.3 Registros de Resistividad: Se mide fundamentalmente con dos tipos de registros. Los instrumentos de inducción consisten en una o más bobinas transmisoras que inducen corrientes en la formación las cuales son luego detectadas por las bobinas receptoras. Se usan varias bobinas para lograr un enfoque de la medición de tal forma que el material que se encuentra en el pozo, en la zona invadida y en las formaciones adyacentes no afecte significativamente la medida. El otro sistema de medición de resistividad utiliza electrodos. Estos electrodos están conectados a fuentes de potencial y la corriente fluye desde las mismas a través del

fluido del pozo y de la formación hacia un electrodo remoto en referencia. (CIED PDVSA, 1990).

Ejemplos de este sistema de métodos son la Normal Corta (Short Normal), Normal Larga (Long Normal) lateral y Laterolog (o Enfocado). Los dos sistemas que utilizan el principio de inducción son los registros de Inducción Electroperfilaje y Doble Inducción Enfocado. Este último se emplea cuando la invasión es tan profunda que la curva de Resistividad Profunda (Inducción) se ve afectada y necesita ser corregida por la influencia, precisamente, de esta zona invadida.

Cuando hablamos de medición profunda nos referimos hacia la formación (en una dirección perpendicular a la del pozo) mientras que una medición superficial es una medición cercana a la pared del pozo. CIED PDVSA, 1990).

3.2.2.4 Inducción Eléctrica / IEL: El registro de inducción eléctrica (IEL), como su nombre lo indica, es una combinación de curvas eléctrica y de inducción; mide la conductividad de la formación y es muy efectivo en formaciones con porosidad intermedia.

El IEL incluye una curva SP y/o curva de rayos gamma, la normal de 16 pulgadas y la curva de inducción, tanto en la columna de resistividad como en la conductividad. En aquellas áreas donde la resistividad es baja, es común registrar una curva normal de 16 pulgadas amplificada.

En el registro de inducción se hace circular una corriente alterna constante por una bobina transmisora aislada. El campo magnético alterno de la bobina induce una corriente alterna en la formación, la cual origina un campo magnético secundario, que a su vez induce una corriente en una bobina receptora. (CIED PDVSA, 1990).

3.2.2.5 Registro de Densidad: Es un Registro continuo de las variaciones en la densidad de la columna litológica atravesada por el pozo. El término “densidad total” se aplica al peso total de una unidad de volumen de la roca. En caso de rocas porosas, dicho término incluye la densidad del fluido en el espacio poroso como así mismo la densidad del grano de la roca. Debe existir una relación entre el fluido alojado en los poros de la roca, que contribuye a la densidad total, y la porosidad de la roca. Esta relación constituye la base para el cálculo de la porosidad mediante el registro de Densidad. (CIED PDVSA, 1990).

3.2.2.6. Registros de Neutrones: Son usados principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad. Ellos responden, en primer lugar, a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Así, en formaciones limpias cuyos poros está llenos de agua o petróleo, el Registro Neutrónico nos da el valor real del espacio poral lleno de fluidos. Las zonas gasíferas pueden frecuentemente identificarse comparando el registro neutrónico con otro de porosidad o con los valores de porosidad obtenidos de testigos o núcleos. Una combinación del Registro Neutrónico con uno o dos registros de porosidad, da valores aun más exactos de porosidad y la identificación litológica, incluyendo la evaluación del contenido de lutita. (CIED PDVSA, 1990).

3.3 Terminología general en las medidas de 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. La siguiente es una lista de medida, sus abreviaciones, y definiciones de términos en profundidad (Schlumberger, 1990). Estos términos son ilustrados en la (Figura 3.1).

Donde:

KB = Distancia desde la mesa rotaria al nivel del mar.

MD = Profundidad medida = Distancia medida a lo largo de la senda de un pozo (taladrado) desde el KB al TD (profundidad total del pozo) o cualquier punto de correlación entre ellos.

TVD = Profundidad Vertical Verdadera = Distancia vertical desde el KB a cualquier punto del subsuelo.

TVDSS = Profundidad Vertical Verdadera del Nivel del Mar = Distancia vertical desde el nivel del mar a cualquier punto del subsuelo.

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

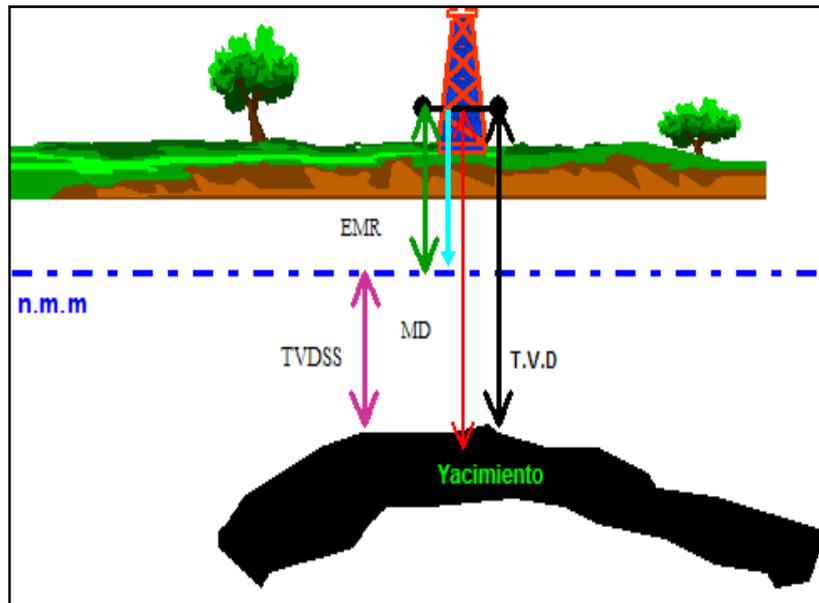


Figura 3.1 Terminología general de la medida de los registros.

3.4 Correlación

La correlación puede ser definida como la determinación de unidades estratigráficas o estructurales equivalentes en tiempo, edad, o posición estratigráfica con el propósito de preparar mapas del subsuelo y secciones, las dos fuentes principales de data de correlación son las secciones sísmicas y los perfiles eléctricos de pozos.

Fundamentalmente, las curvas de registros de pozos eléctricos son usadas para delinear los límites de las unidades del subsuelo en la preparación de mapas del subsuelo y secciones. Estos mapas y secciones son usados para desarrollar una interpretación del subsuelo con el propósito de explorar y explotar reservas de hidrocarburos.

3.5 Registro Tipo de Correlación

Un registro tipo de correlación, se define como un registro en el cual se exhiben una sección estratigráfica completa de un campo o área regional de estudio. El registro tipo debe mostrar la reflectancia en profundidad y espesor de la sección estratigráfica más profunda penetrada. A causa de las fallas, disconformidades, y variaciones en la estratigrafía que afecta la sección sedimentaria, un registro tipo de correlación está a menudo compuesta de secciones de varios registros individuales y es llamado un registro tipo compuesto.

Al empezar el trabajo geológico en una nueva área de estudio en el que ya se ha preparado un registro tipo de correlación, es importante revisar el registro cuidadosamente para ver que reúna los requisitos de un registro tipo de correlación. Sí el registro tipo tiene una sección estratigráfica incompleta, su uso producirá resultados erróneos en la correlación. El registro tipo de correlación debe tener la sección estratigráfica completa y puede ser usado como una herramienta útil para la correlación.

3.6 Descripción de las herramientas utilizadas (Software)

Para la elaboración de mapas y secciones estructurales y estratigráficas se utilizaron dos ambientes de manejo de datos como los son *SIGEMAP* y *Open Word*. A continuación se describe brevemente las herramientas utilizadas.

3.6.1 Microstation SE (Bentley)

MicroStation es una herramienta para el diseño asistido por computadora (CAD), para la creación de archivos gráficos, y que sirve de plataforma gráfica a la aplicación en desarrollo. Este CAD puede funcionar bajo diversos equipos y sistemas

operativos, tales como DOS, Windows, UNIX, MAC y VMS. En MicroStation se puede crear mapas con características específicas: 2 dimensiones (2D), 3 dimensiones (3D), escala variable (1:1, 1:20000, etc.), así como también secciones tanto estructurales como estratigráficas, Sin embargo, una de las herramientas más potente de esta Aplicación es que incluye su propio lenguaje de programación, con lo que se puede crear aplicaciones que utilizan todos los recursos e interfaz gráfica y están completamente integrados con MicroStation (Figura 3.2).



Figura 3.2 Ventana de Microstation SE (Bentley Systems, 1998).

MicroStation es una herramienta de dibujo muy útil para el geólogo o ingeniero de yacimientos, ya que permite la realización de mapas, secciones y cualquier dibujo que necesite una buena presentación. Este programa está ideado para dar a los mapas y secciones las características finales de diseño (dibujo). Cuenta con un gran número de comandos generalmente usados en forma de iconos. Para cumplir el acabado final de los mapas tal como exige el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) se activa un programa similar, pero independiente llamado Sigemap. Este posee los mismos comandos que MicroStation más otros específicamente creados con el objetivo de digitalizar de manera óptima los mapas que serán sometidos ante el MEMPET.

3.6.2 SIGEMAP 2.0

Es un sistema computarizado para la generación, actualización, validación y disponibilidad de una base de datos de mapas automatizados. Consta de un ambiente de inicio de datos donde se revisa, prepara y carga la data del cuadrángulo a incorporar en el sistema. La información geológica y la posición de los pozos (vertical o desviado) es procesada bajo el sistema SIGEO y los datos adicionales como el límite de roca, los contactos condensado petróleo original, agua petróleo original, los límites arbitrarios, pueden ser capturados de manera puntual y digitalizados directamente de los mapas existentes. En la figura 3.6 se puede observar la ventana de trabajo del software, con los diferentes comandos de acción que posee.

El ambiente de edición consiste en hacerle al mapa todos los arreglos de forma que cumplan con la normativa exigida por el Ministerio de Energía y Minas.

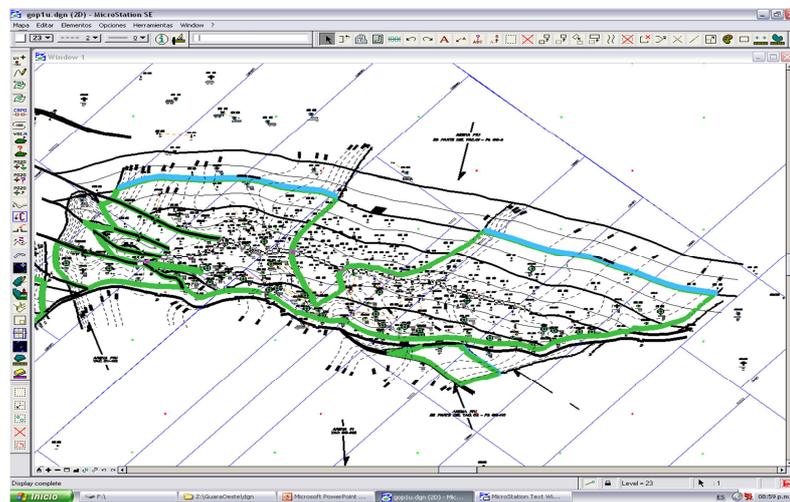


Figura 3.3 Ventana del software Sigemap.

3.6.3 OpenWorks

OpenWoks es un software creado por la empresa Halliburton y 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, realiza flujos de trabajo de interpretaciones geofísicas, optimización de datos, sistemas de conversión cartográficas, mejora la integridad de sus datos, realiza la administración de datos, modelo de seguridad más flexible, soporta actualizaciones en tiempo real, integración de aplicaciones, entre otros

El contenido de esta herramienta podemos resumirlo de la manera siguiente:

1. *StratWorks*: Es una aplicación para geocientíficos e ingenieros que necesitan un enfoque integrado para generar y evaluar prospectos o caracterizar yacimientos. Esta aplicación trabaja bajo el ambiente de administración de datos de OpenWorks trabajando con datos geológicos, geofísicos y de ingeniería de otras aplicaciones Landmark para el análisis e interpretación multidisciplinarias. Use la tecnología de StratWorks para correlacionar registros de pozos, construir e interpretar correlaciones y desarrollar análisis litológicos. También es usado para crear mapas estructurales, isópacos, de producción, de facies, etc. Y para evaluar aspectos de ingeniería de un pozo. Esto incluye administración de sesiones, correlación avanzada y capacidad de correlación de pozos, mejorada capacidad grafica de despliegue de registros, despliegue de registros en pozos desviados y horizontales e interpretación de secciones desviadas.

Dentro de la Aplicación StratWorks encontramos funciones como *Correlation*, la cual nos permite crear correlaciones, comparar topes de pozos, analizar y correlacionar información de pozo de profundidad, tal como, curvas, litología y topes, manipular el despliegue de datos de pozo entre los cuales se mencionan, datum, escalar, etc., interpretar y crear nuevos datos, como, topes de superficie, topes de fallas y anotaciones de pozos. *Correlation* trabaja en conjunto con *Mapview*, otra de las funciones principales de StratWorks que permite desplegar un mapa donde se puede observar desde la ubicación en profundidad de los pozos hasta la electroforma de los mismos, estas respuestas eléctricas se puede visualizar gracias a la función de *Single Well Viewer* que permite crear y desplegar *Templates* con datos de pozos, como son: curvas, topes, litología, núcleos, dipmeters, etc. Y por último la función más utilizada en esta aplicación es *Cross Section*, allí se crean las secciones estratigráficas y estructurales, y le permite interpretar, crear o editar superficies y fallas entre pozos.

3.7 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; En estas zonas, los sedimentos son depositados, iniciándose la litificación o diagénesis, por el que se transforman en rocas sedimentarias (Alfonsi, P., 1999).

Los ambientes sedimentarios están influenciados por las características climáticas en los medios continentales y la batimetría, transporte y origen del sedimento en los medios marinos y son divididos en ambientes continentales, marinos y transicionales. Los cuerpos sedimentarios que comúnmente contienen hidrocarburos son: canales, barras de desembocaduras e islas de margen deltaico, frente deltaico y

prodelta. Los ambientes sedimentarios ejercen un gran control sobre las consideraciones geométricas, características petrofísica y litológicas de los sedimentos depositados en ellos. En vista de su importancia, se considera que su estudio y el de sus productos son claves para la evaluación geológica de los yacimientos objeto de estudio (Tabla 3.1) (Alfolsi, P. 1999).

Tabla 3.1 Clasificación general de los ambientes sedimentarios (Schlumberger, 1997).

SITIO PRIMARIO DE SEDIMENTACIÓN	SISTEMAS PRINCIPALES
CONTINENTAL	Fluvial Desértico Lacustre Glacial Volcaniclástico
TRANCISIONAL-COSTERO	Deltaico Lagunar Estuario Playa Barras de arena Planicie de mareas
MARINO	Plataforma carbonatada Plataforma siliciclástica Abanico submarino Planicies abisales

La sedimentación es el proceso de asentamiento de los materiales transportados cuando pierden la mayor parte de su energía. A las zonas de bajo nivel de energía en que se depositan estos materiales se les denomina cuenca sedimentaria. (Schlumberger, 1997).

Tradicionalmente se han reconocido tres sitios primarios para el depósito global de sedimentos: Continental, Transicionales-costeros y Marinos. Cada uno de éstos se encuentra dividido en diferentes sistemas de depósitos, así como en una serie de ambientes y subambientes asociados (Schlumberger, 1997).

En lo que respecta al ambiente marino, tanto en la plataforma continental como en el talud y en la cuenca marina profunda se forman depósitos sedimentarios que pueden servir como rocas almacenadoras o generadoras de hidrocarburos. Se conocen yacimientos de hidrocarburos en rocas de ambiente marino en la subcuenca de Maturín, de la Cuenca Oriental de Venezuela (Allen George, 1989).

3.7.1 Ambiente continental

En lo que respecta al depósito continental, podemos mencionar que los sedimentos son acumulados dentro de cinco sistemas bien definidos: fluvial, desértico, lacustre, glacial y volcánico. Cada uno de ellos presenta ambientes sedimentarios que lo caracteriza, aunque esto no quiere decir que sean exclusivos de dicho sistema. Por ejemplo, los sedimentos fluviales son depositados principalmente por ríos generados en regiones húmedas; sin embargo, dentro de los sistemas desérticos, volcánico y glacial, también se tiene el desarrollo de ríos que depositan el material, pero con características sedimentológicas diferentes (Allen, G. 1989).

Los depósitos que se generan en los sitios continentales son sedimentos predominantemente detríticos que se caracterizan por un contenido fosilífero escaso,

llegando a dominar en algunos casos, restos de madera fósil y algunos vertebrados. Sin embargo, pueden presentarse productos subordinados tales como calizas de agua dulce que contengan una gran cantidad de invertebrados fósiles. Inclusive, en aquellos sedimentos finos de planicies de inundación fluvial o lacustre, podemos encontrar una diversidad de polen y esporas (Allen, G. 1989).

3.7.2 Sistema fluvial

Los depósitos fluviales están constituidos por sedimentos que se acumulan a partir de la actividad de los ríos y los procesos de deslizamiento por gravedad asociados. Aunque estos depósitos se están generando actualmente bajo una diversidad de condiciones climáticas, desde desérticas hasta glaciales, se reconocen cuatro sistemas fluviales bien definidos: a) sistema de abanicos aluviales, b) sistema de ríos trenzados, c) sistema de ríos meándricos, y d) sistema de ríos anastomosados. Además de su papel como receptores de información geológica valiosa, los depósitos fluviales también son importantes en el aspecto económico, ya que son, desde proveedores de material para la construcción, hasta contenedores de yacimientos minerales y de agua subterránea (Figura 3.4). (Allen, G. 1989).

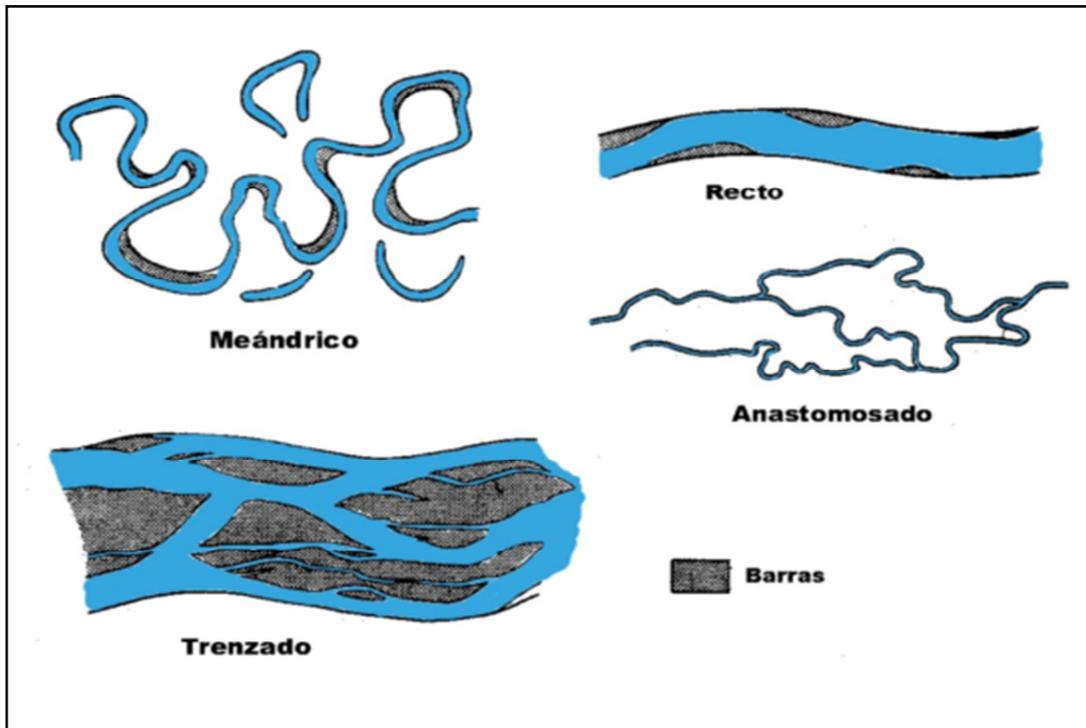


Figura 3.4 Sistema fluvial (Grijalva, F y González, A.,).

Métodos recientes que intentan clasificar, describir e interpretar los sedimentos fluviales de una manera estandarizada están basados en parámetros como: la jerarquía de los estratos y las superficies limítrofes; las litofacies; la asociación de litofacies o elementos arquitecturales; y la geometría de los cuerpos sedimentarios (Allen, G. 1989).

3.7.3 Ambiente deltaico

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

capacidad de los procesos marinos, olas y mareas para retrabajar la carga Sedimentaria aportada por el río (Galloway & Hobday.1996).

Existen además de los factores ya mencionados, otros que pueden influir en la morfología de los depósitos deltaico y en la dinámica de construcción/destrucción del sistema tales como la naturaleza y geometría de la cuenca receptora, naturaleza de la cuenca hidrográfica drenada, el marco tectónico, el gradiente de la plataforma y el clima, además de los cambios relativos del nivel del mar. (Galloway & Hobday. 1996).

Un delta se produce por la competencia entre la depositación debido a procesos constructivos del sistema fluvial y el retrabajo y la redistribución de los sedimentos debido a los procesos destructivos.

Dentro de los procesos constructivos están el relleno y la migración de canales, avulsión de canales y formación de lóbulos, abanicos de rotura y agradación de la planicie deltaica. Como procesos destructivos se pueden mencionar la redistribución de los sedimentos causada por el oleaje, corrientes, mareas, la compactación y los transportes gravitacionales de masa. (Galloway & Hobday. 1996).

3.7.4 Clasificación de los deltas

La morfología y los patrones de distribución de los sedimentos en deltas modernos muestran que existen tres procesos básicos que determinan la geometría y la distribución de las facies arenosas en un delta los cuales son: a) aporte de sedimento, b) flujo de energía de las olas, c) flujo de energía de las mareas (Galloway & Hobday. 1996).

Basándose en estos procesos Galloway y Hobday, (1996) han podido establecer una clasificación de los deltas, en la cual aparecen deltas dominados fluvialmente, deltas dominados por olas y deltas dominados por mareas. Sin embargo, muy pocos deltas se encuentran dominados por uno solo de estos procesos, sino que son el reflejo de la combinación del impacto entre el proceso constructivo fluvial y los procesos destructivos del oleaje y de la marea (Figura 3.5).

Deltas dominados fluvialmente: en un sistema deltaico dominado fluvialmente, la tasa y el volumen de aporte de sedimento, excede la capacidad flujo marino. Dependiendo del dominio relativo que tengan los procesos constructivos fluviales sobre los destructivos, la geometría de los lóbulos del delta serán altamente elongados y digitados a redondeados o lobulares (Galloway & Hobday, 1996).

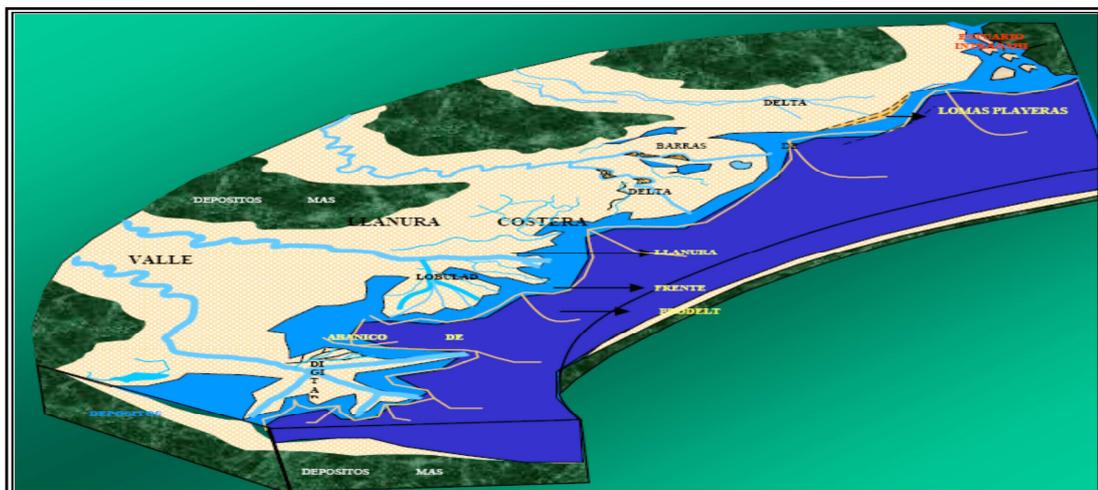


Figura 3.5 Tipos de Deltas. Fluvial, de Marea y por Oleaje. (Coleman & Prior.1992).

Deltas dominados por oleaje: en un sistema deltaico dominado por oleaje, los sedimentos que inicialmente se han depositado en la boca de los canales distributarios es retrabajado por el oleaje y redistribuido a lo largo del frente deltaico por las

corrientes costeras. Barras de desembocaduras de forma arqueadas, consistiendo de crestas de playa coalescentes (Figura 3.5) (Galloway & Hobday, 1996).

Deltas dominados por mareas: a medida que el rango de las mareas se incrementa, lo mismo sucede con las corrientes de mareas, las cuales modifican la geometría de la desembocadura de los canales distributarios y redistribuyen los sedimentos que han sido depositados en la boca de los mismos. En este caso, al contrario de los deltas dominados por oleaje, la dirección de transporte del sedimento es principalmente perpendicular a la costa, hacia dentro y hacia fuera del canal, sobre un extenso prodelta de aguas poco profundas construido por la mezcla y decantación rápida de los sedimentos en suspensión. Las barras de desembocadura son retrabajadas como una serie de barras elongadas que se extienden tanto dentro de la boca de los canales distributarios como en la plataforma del delta subacuática (Figura 3.5) (Galloway & Hobday, 1996).

3.7.5 Facies y ambientes depositacionales de un ambiente deltaico

Según Coleman y Prior (1992), una llanura deltaica generalmente puede ser subdividida en dos marcos fisiográficos, una donde los componentes son subaéreos y otros donde son subacuáticos. Los componentes subaéreos se dividen frecuentemente en llanura deltaica alta y baja (Figura 3.6).

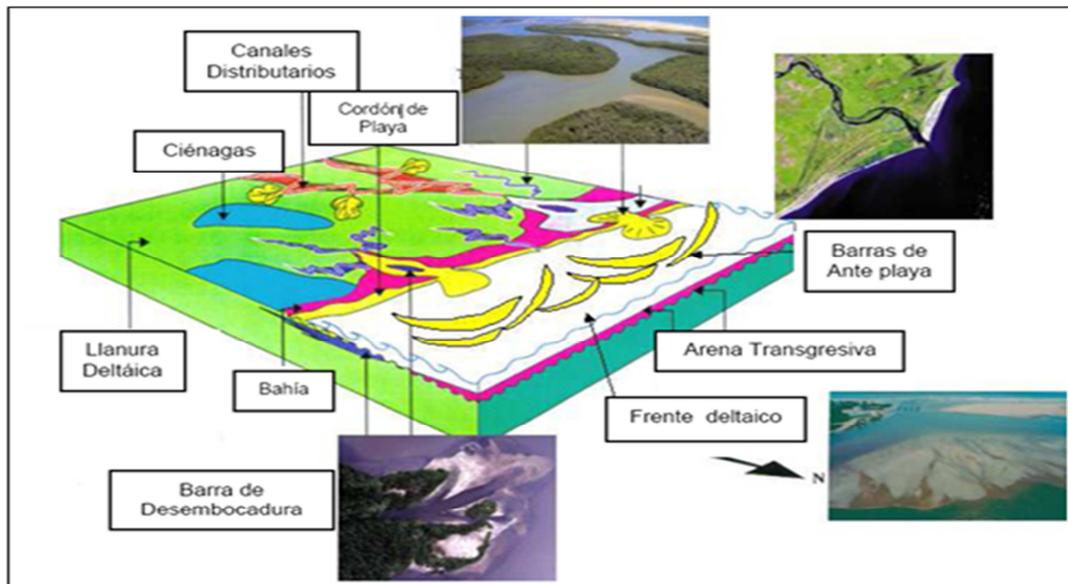


Figura 3.6 Asociación de facies en un modelo deltaico (Coleman & Prior, 1992).

Llanura deltaica alta: según Coleman y Prior, (1992) los ambientes depositacionales más importantes que se desarrollan en la llanura deltaica alta son: canales entrelazados y canales meandriformes, relleno lacustrino de delta, ciénagas y llanuras de inundación (pantanos, ciénagas y lagos de agua dulce).

Depósitos de canales meandriformes y distributarios: los ríos meandriformes tienden a estar confinados a un solo canal principal, caracterizado por bancos cohesivos que difícilmente se erosionan.

Estos presentan una gran sinuosidad, se desarrollan en lugares con una baja pendiente y una carga sedimentaria principalmente de tamaño fino. Esta abundancia de sedimentos finos permite la construcción de extensas llanuras fluviales arcillosas que estabilizan los márgenes de los canales, frenando la migración lateral de los mismos (Coleman y Prior, 1992).

Llanuras de inundación: las llanuras de inundación se forma por la acreción vertical en la cual se acumulan sedimentos de grano fino que han sido transportados en suspensión cuando en periodos de inundación el río se desborda. Estos depósitos están constituidos por limos, limos arcillosos y arcillas, masivos, ricos en materia orgánica y en depósitos de carbón (Coleman y Prior. 1992).

Depósitos de canal: se encuentran constituidos principalmente por depósitos de fondo de canal y están compuestos por material grueso que el río solo puede mover durante periodos de inundación, donde la velocidad de la corriente es máxima. Estos depósitos son por lo general discontinuos, delgados y presentan forma lenticular. La estratificación no se observa en estos materiales gruesos, pero la imbricación de guijarros es común. El material que los constituye es grueso, tales como grava, bloques parcialmente consolidados de arcillas que han sido localmente erosionadas de las paredes del canal, pudiendo también encontrarse fragmentos de madera, etc. Están recubiertos por sedimentos de grano más fino, que corresponden a las barras de canal (Coleman y Prior. 1992).

Depósitos de diques: durante las crecidas el nivel del agua aumenta y el río desborda el canal. Esto provoca la sedimentación de materiales en suspensión en el margen del canal, formando los diques fluviales a uno y otro lado del canal. Estos diques pueden alcanzar alturas de varios metros por una anchura de unos centenares de metros (Coleman y Prior. 1992).

Depósitos de abanicos de rotura: en épocas de inundación pueden producirse fisuras en los diques, a través de los cuales el agua circulara hacia la llanura de inundación. En estas zonas se produce, entonces, un depósito de sedimentos cuyas partículas pueden ser incluso superiores al del material de los diques; suelen ser arenas de grano medio a fino que alternan con limos arenosos y arcillosos (Coleman y Prior. 1992).

Canales abandonados: los meandros pueden ser abandonados gradualmente o violentamente. Cuando son abandonados gradualmente, el río progresivamente invade la llanura de inundación, y simultáneamente el flujo disminuye gradualmente en el canal principal. La disminución paulatina en el flujo del canal provoca el abandono gradual del meandro, lo cual se refleja en los sedimentos por el desarrollo de espesas secuencias con estructuras sedimentarias de bajo flujo (esencialmente laminación cruzada de rizaduras) (Coleman y Prior. 1992).

Después de que el canal es completamente abandonado, se forma un lago con forma de herradura, donde la sedimentación está restringida a finos (arcillas y limos) que se depositan durante los periodos de inundación de la corriente principal (Coleman y Prior. 1992).

Llanura deltaica baja: se desarrolla donde ocurre la interacción fluvial-marina y se extiende desde el límite de la marea baja hasta el límite de la marea alta, por lo que su extensión se encuentra controlada por el rango de las mareas y por la pendiente de la topografía (Coleman y Prior. 1992).

Los principales ambientes depositacionales de la llanura deltaica baja son: depósitos de relleno de bahía (bahías interdistributarias, abanicos de rotura, diques naturales) y relleno de canales distributarios abandonados (Figura 3.5) (Coleman y Prior. 1992).

Depósitos de relleno de bahía: Los depósitos de relleno de bahía representan arealmente la mayor parte de la llanura deltaica baja. Las bahías interdistributarias son normalmente cuerpos de agua por lo general, completamente rodeados por canales distributarios. Frecuentemente, sin embargo, las bahías interdistributarias se encuentran parcialmente abiertas hacia el mar o conectadas a este por un pequeño canal de marea (Coleman y Prior. 1992).

Canales distributarios: los canales distributarios presentan muchas de las características de los canales fluviales. El flujo unidireccional es predominante, con estados de fluctuaciones periódicas. Los sistemas de canales pueden tener o no una alta sinuosidad dependiendo de la pendiente y del tamaño de grano del sedimento. Los depósitos resultantes son por lo general granodecrecientes, aunque pueden ser agradantes, y se inician con una base erosiva y con sedimentos gruesos que pasan a arenas con estratificación cruzada que pueden alternarse con limos y arcillas (Coleman y Prior. 1992).

Barras de desembocadura: las barras de desembocadura presentan características mixtas entre canales fluviales distributarios y barra - cordón de playa. El flujo unidireccional es predominante, con estados de fluctuaciones periódicas. Los sistemas de boca de desembocadura no tienen una alta sinuosidad y son generalmente muy sensibles a los fenómenos de marea. Los depósitos resultantes son por lo general granocrecientes. Se inician con una base agradante con sedimentos finos y limosos que pasan a arenas con estratificación tabular que pueden alternarse con limos y arcillas (Coleman y Prior. 1992).

Playas y frente deltaico: las playas llegan a constituir la facies más abundante en algunos deltas dominados por olas y oleaje, como es el caso de la formación Oficina como paleo-delta del río Orinoco. Los depósitos característicos presentan estratificación laminar de bajo ángulo y son granocrecientes como consecuencia de la progradación de la anteplaya (Galloway & Hobway, 1996).

3.8 Caracterización geológica de los yacimientos

Cabe destacar que dentro de la geología de yacimientos existen una serie de parámetros básicos sin los cuales sería imposible obtener una correcta caracterización geológica de los mismos, los cuales son los siguientes:

3.8.1 Modelo estratigráfico

El objetivo básico del modelo estratigráfico es demostrar la arquitectura de las unidades de flujo presentes en el área determinada y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1997). El primer paso para la elaboración 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 prospectivo basándose en marcadores litológicos confiables en el área, tales como lutitas marinas y lignitos, que muestran buena continuidad lateral en la secuencia sedimentaria (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1997).

3.8.2 Modelo estructural

El objetivo de este proceso es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales del área de estudio que pudieran intervenir en el entrapamiento de los hidrocarburos y permiten determinar la posición exacta del yacimiento en el subsuelo.

La estructura a diferencia de la sedimentación, es un aspecto geológico de gran consistencia a lo largo de la secuencia estratigráfica, y de importancia al momento de definir eventos tectónicos.

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

El Datum en las secciones estructurales es un valor numérico de profundidad desde el cual se cuelgan los perfiles de los pozos que se estudien. La dirección o

rumbo de este tipo de secciones depende del objetivo para la cual se realiza; si el objetivo es mostrar las mayores prominencias estructurales, las secciones se realizan en dos direcciones, paralela al eje de la estructura y perpendiculares a la misma, en esta última se muestra el buzamiento real de la estructura como falla existente.

3.8.3 Modelo sedimentológico

La caracterización sedimentológica de un yacimiento comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos. Esta información es posteriormente integrada con la proveniente de otras disciplinas permitiendo establecer la arquitectura de unidades de flujos y los yacimientos presentes en el área (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1997).

3.9 Entrampamiento de Hidrocarburos

El gas natural al igual que el petróleo se encuentra acumulado en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas. Dentro de éstas, el petróleo o el gas están contenidos en una roca porosa (o con espacios porosos) que se llama roca yacimiento.

La trampa de hidrocarburos es una condición geológica de las rocas del subsuelo que permite la acumulación del petróleo o del gas natural. Las trampas pueden ser de origen estructural (pliegues y fallas) o estratigráfico (lentes, acuñaientos de rocas porosas contra rocas no porosas denominadas rocas sellos). Toda trampa presenta como característica principal una roca de yacimiento, limitada en su tope y base por una roca sello, que impide que los hidrocarburos acumulados puedan escapar. Aunque generalmente se encuentra asociado al petróleo, existen yacimientos donde el principal producto es el gas y a los cuales se les denomina

yacimientos gasíferos. Los criterios geológicos de clasificación se basan en las formas físicas de la parte sólida del yacimiento, tipificándolos como trampas dentro de las cuales destacan:

3.9.1 Trampas estructurales

Son consecuencia directa de las deformaciones producidas por las fuerzas subterráneas luego de la sedimentación de los estratos en una cuenca sedimentaria, entre este tipo se encuentran los pliegues y las fallas; en cuanto a los pliegues, sólo los de tipo anticlinal son capaces de entrapar hidrocarburos durante su migración ascendente debido a su forma convexa. Las fallas son igualmente efectivas para el entrapamiento porque en virtud del desplazamiento de las capas ofrecen una barrera abrupta a la migración de los hidrocarburos (CGV, PDVSA-Intevep, 1997) (Figura 3.7).

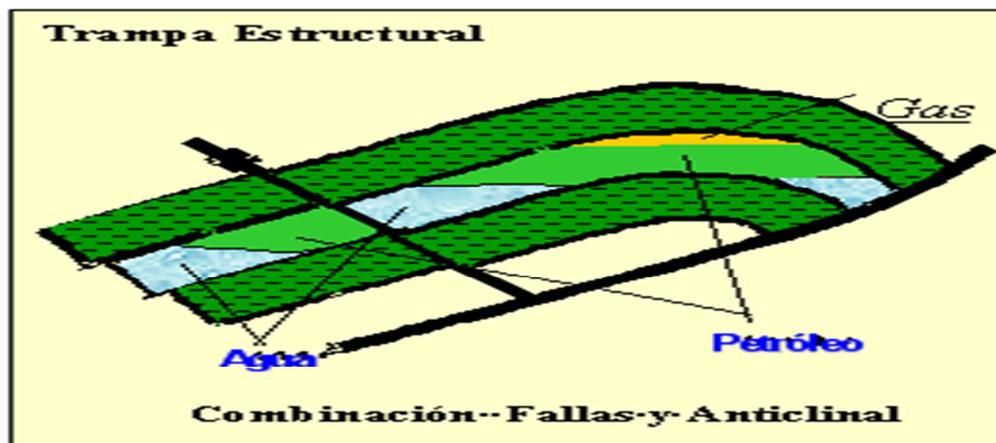


Figura 3.7 Trampa estructural por Falla (PDVSA-Intevep, 1997)

3.9.2 Trampas estratigráficas

Son aquellas en las que el factor principal que determina la trampa es la variación del tipo de roca, o el cambio litológico que ocurre a lo largo de un estrato o de una formación, su presencia está relacionada con el ambiente en el cual se depositaron los estratos y con el sitio que ocupan en la cuenca.

Este tipo de trampas se subdividen en locales y regionales, al primer grupo pertenecen las arenas que rellenan los canales fluviales, las arenas de médanos, las barreras de arena que se sedimentan a lo largo de una costa o los arrecifes calcáreos compuestos de algas y corales; mientras que el segundo grupo se forma como consecuencia de la sedimentación repetida o cíclica del primer grupo sobre extensas regiones de la cuenca (CGV, PDVSA-Intevep, 1997).

Estas trampas resultan de la presencia local de un cierto volumen de roca almacén aisladas por formaciones impermeables, tanto vertical como lateralmente, debido a cambios de facies o truncamientos y otros cambios estratigráficos (CGV, PDVSA-Intevep, 1997). Las trampas estratigráficas se deben a anomalías tales como:

1. Variaciones de Facies con paso lateral gradual o abrupto de un horizonte poroso y permeable a un conjunto compacto e impermeable (aparición local de un cuerpo arenoso en una masa arcillosa; caliza arrecifal porosa que pasa lateralmente a facies más finas).
2. Variación de los caracteres petrográficos de una formación que conserva aún una litología similar arena que se va haciendo arcillosa o se cementa).
3. Acuñaamiento de un horizonte almacén en una formación impermeable transgresiva o discordante (Figura 3.8).

4. Aparición local de una zona porosa en un conjunto compacto o impermeable, por efecto de una modificación química (dolomitización por ejemplo) o de una alteración (karstificación).



Figura 3.8 Trampa estratigráfica. por Cuña (PDVSA-Intevep, 1997)

3.9.3 Trampas combinadas

Son aquellas que asocian las fallas ó estructuras generadas por la dinámica de la tectónica en la zona, con límites estratigráficos ó factores que obedece un entrapamiento estratigráfico, al generarse una trampa ligada y dependiente por elementos estructurales ó estratigráfico, es clasificada como trampas combinadas. (CGV, PDVSA-Intevep, 1997).

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Tipo de investigación

Para establecer una revisión geológica a un modelo estático es necesario estudiar las propiedades y las características de la roca, así como contar con información previa suministrada por la data de producción para la evaluación de la arena de interés. Por este motivo la investigación a desarrollar se cataloga de tipo descriptiva, basándose en la acotación que hace Sampieri, (2003, p. 117): “Los estudios descriptivos pretenden medir o recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos o las variables a los que se refieren”, Tal como señala Danhke, (1989): “Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades, las características y los perfiles importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno que se someta a un análisis” (Sampieri, 2003,p. 117).

4.2 Diseño de la investigación

De acuerdo con la manera de enfocar el problema, las estrategias o métodos aplicados en el mismo para la consecución de los objetivos, se puede afirmar que el diseño de la investigación es No Experimental, debido a que se desarrolla a partir de la adquisición directa de los datos reales del campo. Como lo expresa Hernández, R. (1998) en su libro Metodología de la investigación: “Un estudio no experimental; es aquella investigación que se realiza sin manipular deliberadamente variables, pues en ésta se observan fenómenos tales y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos”.

4.3 Población y muestra

La población o universo por estudiar, se concibe como el espacio de donde se extraerá la muestra que se va a utilizar en la investigación: en tal sentido, Balestrini (1997, p.122), expresa que: “Una población o universo puede estar referido a cualquier conjunto de elementos de los cuales pretendemos indagar y conocer sus características, o una de ellas, y para el cual serán válidas las conclusiones obtenidas en la investigación”.

Para el estudio que se lleva a cabo, la población o universo estará representada por las arenas O1,O2, P1,P2,P3, de la Formación Oficina, la cual es la formación que se pretende evaluar. La muestra puede ser definida como un sub-grupo de elementos de la población. En este caso, la muestra estará representada por los 95 pozos que constituyen el yacimiento O1-P3 GG-3.

4.4 Procedimiento metodológico

Para concretar los objetivos planteados en este trabajo, se desarrolló una metodología firmemente estructurada, con la finalidad de seguir un esquema de trabajo que permitiera obtener los mejores resultados en el menor tiempo posible. La metodología empleada para llevar a cabo el presente estudio se ilustra en el Flujograma de la figura 4.1.

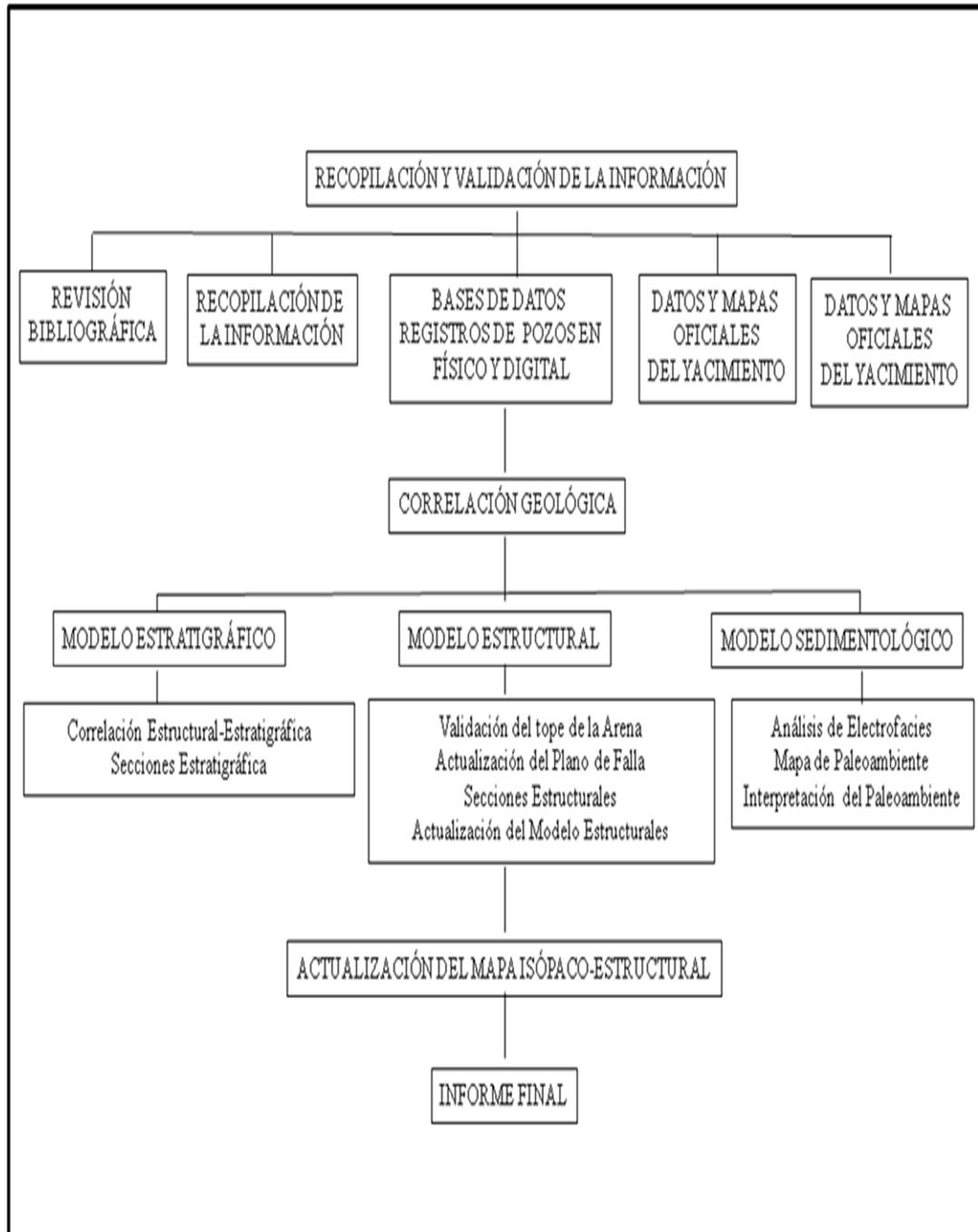


Figura 4.1 Flujograma de la metodología aplicada.

4.5 Recopilación y validación de la información

4.5.1 Revisión bibliográfica

Para dar inicio al desarrollo de cualquier proyecto, es necesario recopilar toda la información bibliográfica vinculada al tema de interés, en este sentido, durante esta etapa del proyecto se consultaron tesis de grado, informes técnicos y trabajos previos referentes al tema de tesis, esto con la finalidad de conocer las características del yacimiento, campo y formación. Esta información se obtuvo mediante la biblioteca técnica del distrito San Tomé y la información dada a través de internet.

4.5.2 Recopilación de la información

Esta parte se trata de clasificar y tabular toda la información pertinente a los pozos que han sido perforados en el campo en estudio para así después delimitar la zona específica, a la cual se le van a realizar los estudios necesarios para desarrollar el modelo geológico integrado.

4.5.3 Datos y mapas oficiales del yacimiento

En búsqueda de las características geológicas del yacimiento, se consultaron en la Sala de SIGEMAP, los mapas oficiales del mismo, mapa base, isópaco-estructural, y plano de fallas. Una vez obtenido el mapa oficial del yacimiento a estudiar, se hizo la revisión de todos los pozos que se encontraban dentro y alrededor del mismo, contando un total de 95 pozos dentro del área de interés.

4.5.4 Base de datos de Registros de pozos

Se recopiló toda la información por cada pozo que penetra el horizonte, en este caso los perfiles eléctricos de Inducción, registros Gráfico y de Densidad Neutrón todos a escala 1:500 para correlacionar, hacer secciones estructurales y estratigráficas. De los cabezales de los registros se obtuvieron datos como la elevación de la mesa rotaria; profundidad final del pozo y los topes oficiales de la arena en estudio, con el fin de elaborar y validar la base de datos que facilitara el trabajo.

4.5.5 Validación de la información

Tiene como objetivo certificar que los datos a utilizar sean los correctos; y es de mucha importancia debido a que ésta va a ser la información que se empleará para elaborar los mapas respectivos. Básicamente se validaron los topes oficiales de las arenas O1, O2, P1, P2, y P3 mediante la correlación pozo a pozo; es decir, comparando un registro tipo o un registro donde se observe la secuencia completa con los registros de los otros pozos y así determinar los topes y las bases en este caso de la arena de estudio y los datos oficiales del yacimiento.

4.6 Correlación geológica

El objetivo de esta correlación fue la identificación de unidades estratigráficas o estructurales que son equivalentes en tiempo, edad o posición estratigráfica, con el fin de observar la continuidad y comportamiento lateral y vertical de las arenas O1, O2, P1, P2, y P3. A través de esta correlación se identificaron los topes y bases de la arena en estudio, profundidad y saltos de fallas, litología, profundidad y espesor de las zonas de hidrocarburo.

Para realizar la correlación se tomaron los registros gráficos, Inducción y/o Electrical Inducción Log, a escala 1:500; de los pozos pertenecientes al Campo Guara Oeste y Campo vecino a este Güico.

En esta etapa primeramente se elaboró un sistema de mallado triangular de correlación (Figura 4.2), el cual permite asegurar la continuidad y cierre de la correlación hasta cubrir el área de estudio donde se siguen los principios generales que se muestran a continuación:

Se selecciona un registro tipo del área, en este caso el pozo GV-94, por poseer la columna estratigráfica completa del Área Mayor de Oficina.

Se debe utilizar un marcador lutítico, de mayor conductividad relativa a su concentración salina. En este caso se definió el marcador local: la lutita M4. La correlación debe definir los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés.

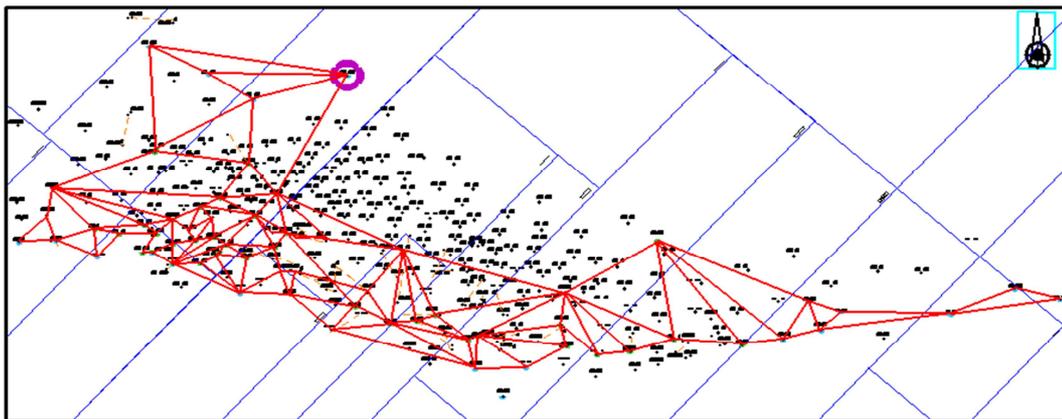


Figura 4.2 Mallado de correlación.

Una vez que se ha elaborado el mallado de correlación y definido el marcador lútfico, se procede a correlacionar. La correlación geológica consiste en unir los 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 organizar o definir las unidades por su relación de edad, seguimiento lateral, semejanza litológica y posición en la secuencia estratigráfica.

Finalizada la correlación de todos los pozos del yacimiento, se creó con la herramienta *Excel* de *Microsoft Office* una base de datos (tabla A.1 del apéndice A) para las arenas en estudio con el nombre del pozo, los nombres de la arena, elevación de la mesa rotaria (EMR), tope en MD (Measured Depth) que es la profundidad medida durante la perforación sin considerar la desviación del pozo, tope en TVD (True Vertical Depth) que es la profundidad vertical verdadera por ser corregida con la desviación del hoyo y el TVDSS (Sub Sea True Vertical Depth) que se trata de la profundidad cuyo *Datum* de referencia es el nivel del mar, utilizado en geología del subsuelo para elaborar los mapas estructurales. Además de los topes, bases y espesores de la arena. Se determinaron dos espesores: El primero se refiere a la arena neta, espesor total de la arena; el cual se obtuvo realizando un conteo particular estimando el porcentaje de arcillosidad para considerar una arena limpia y sus lentes de limo o arcilla, restándole dichos lentes al intervalo existente entre tope y base; el segundo se refiere a la arena petrolífera que se obtuvo con el valor de Resistividad que será validada con los intervalos porosos permeables obtenidos a través de los registros Grafico y de Induccion..

4.6.1 Correlación Estructural-Estratigráfica

Para realizar la correlación se utilizaron los registros de inducción, rayos gamma y potencial espontáneo (escala 1:500) en profundidad vertical de los pozos del campo, y se tomó como modelo para la correlación estratigráfica el registro del

pozo GV-94 para reconocer los marcadores geológicos, con el fin de conocer las variaciones verticales y laterales que permitieran observar y delimitar mediante líneas de tiempo, los topes y las bases de los intervalos estudiados.

Para establecer la correlación de las unidades desde el punto de vista geológico, se aplicó, como se mencionó anteriormente, una correlación del tipo litoestratigráfica a 95 pozos que pertenecen al Campo Guara Oeste. Se realizó la correlación desde el pozo GV-94, hacia los demás pozos mediante un mallado triangular, en la que se trazaron líneas que conectan aspectos similares y característicos de los perfiles para los Miembro Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina en la que se identificaron los horizontes o marcadores de la correlación para facilitar la delimitación vertical y lateral de los niveles estratigráfico de interés, además de identificar la existencia de fallas.

Para la validación y correlación de los topes y bases se procedió a verificar los registros de papel comparándolos con los cargados en la base de datos, definiendo de este modo los espesores y continuidad de las unidades O1, O2, P1, P2, P3, basándose fundamentalmente en la respuesta de las curvas de rayos gamma (GR), y potencial espontáneo (SP), que reflejan las propiedades litológicas y la curva de resistividad (RD) que responde tanto a factores litológicos como a la caracterización de fluidos.

Las correlaciones se realizaron utilizando un marcador geológico como es la arena M4 que presenta una lutita secuencial y se desarrolla en todos los pozos, pero existen pozos que no se presenta, ya que fue cortada por una falla de un desplazamiento promedio de 75 pies.

4.7 Modelo estratigráfico

El objetivo de este modelo es mostrar la arquitectura de los yacimientos presentes en el área de estudio y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico. Para la elaboración de este modelo, primeramente se realizó una correlación de los pozos del área de estudio; para realizar esta correlación se tomaron los registros de inducción y registros gráficos de escala 1:500 de los pozos pertenecientes al yacimiento, se procedió a correlacionar pozo a pozo, partiendo del pozo GV-94 y se extendió la correlación usando el método de mallado triangular cerrado, con la finalidad de validar topes y bases de las arenas de estudio.

4.7.1 Elaboración de secciones estratigráficas

Las secciones estratigráficas, son secciones de correlación que se usan para identificar unidades semejantes que permitan establecer la continuidad de las mismas, así como las relaciones verticales entre las unidades que conforman la columna estratigráfica. El objetivo de hacer estas secciones es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos.

Para la elaboración de las secciones estratigráficas se escogió el tope de las arenas O1,O2,P1,P2,P3, perteneciente al Miembro Amarillo de la Formación Oficina como plano de referencia o *Datum* estratigráfico, por tratarse de una Superficie de Máxima Inundación, con gran extensión a nivel regional y poca heterogeneidad litológica, ya que se trata de un horizonte depositado prácticamente al mismo tiempo en toda su extensión.

Se establecieron los límites superiores e inferiores de la arena O1,O2,P1,P2,P3 en el yacimiento O1-P3 GG-3, donde se observó que este intervalo está situado entre lutitas que son marcadores regionales correspondientes a líneas de tiempo, producto

de procesos transgresivos, ocurridos durante procesos de subida de nivel del mar que marcan posibles superficies de máxima inundación, las cuales limitan la secuencia sedimentaria. Estas lutitas marcadores están presentes en toda la extensión del yacimiento, formando excelentes sellos estratigráficos.

Para definir el modelo estratigráfico de la Formación Oficina en sus niveles O1,O,P1,P2 y P3, en el Campo Guara Oeste, se elaboraron cinco (5) secciones estratigráficas, dos (2) de ellas fueron realizadas en sentido O-E, (1) realizada en dirección S-N, (1) en dirección SO-NE, (1) en dirección SE-NO todas perpendiculares a la sedimentación, con las cuales se analizaron las variaciones de espesor de la arena y la continuidad lateral de la misma a lo largo del yacimiento (Figura 4.4).

Estas secciones fueron digitalizadas con la ayuda del módulo *Cross Section* de la plataforma *OpenWorks* desarrollada por la empresa *Halliburton*, para lo cual fue necesario disponer de un proyecto cargado en el sistema a partir de la información almacenada en la base de datos *Finder* (pozos, curvas de perfiles, marcadores, desviaciones, coordenadas y otros). Este fue realizado en la estación que se encuentre en la Gerencia de Yacimiento Superintendencia de Liviano-Mediano-Dación del Distrito San Tomé.

Una vez cargado el proyecto en *OpenWorks* (Guara Oeste_Guico), se construyeron las secciones partiendo de los valores en MD (Measured Depth) y TVD (True Vertical Depth) obtenidos de la correlación previamente realizada, en el cual se hicieron modificaciones de la información oficial de la plataforma, debido a que en algunos casos los marcadores, por criterios de correlación no coincidían los datos oficiales.

Se utilizó un *Datum* de referencia o marcador estratigráfico para horizontalizarlas, esto con la finalidad de poder visualizar la disposición de los sedimentos al momento de su depositación, en este caso fue el tope de la lutita de M4 (Figura 4.5). A continuación en la tabla 4.1 se presentan las siete (5) secciones con sus respectivos pozos.

Tabla 4.1 Secciones estratigráficas con sus respectivos pozos.

SECCIÓN	A-A'	B-B'	C-C'	D-D'	E-E'
POZOS	GV-111	GG-187	GG-150	GG-134	GG-150
	GM-98	GG-195	GS-149	GS-187	GG-129
	GV-86	GG-169	GS-28	GS-28	GV-91
	GS-149	GG-3	GV-94	GV-120	GV-120
	GG-127	GG-192		GV-89	GV-89
	GS-187	GG-206			
	GS-198	GG-136A			
		GG-184			
		GG-137			

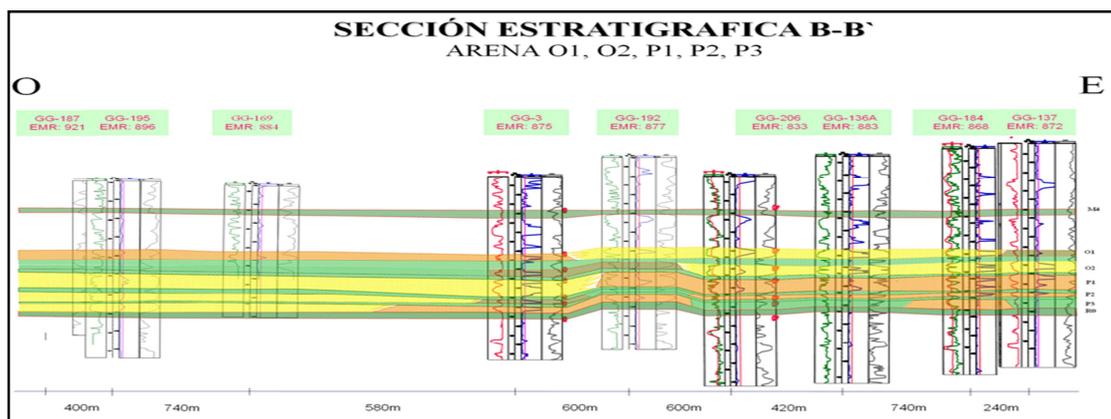


Figura 4.3 Ejemplo de sección estratigráfica.

4.8 Modelo estructural

El objetivo de este modelo es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales del área de estudio. La elaboración del modelo estructural está basada en la sísmica 3D y en los registros de pozos perforados, teniendo como objetivo mostrar las diferentes profundidades de la estructura, a través de mapas estructurales referidos a topes de las arenas.

El mapa estructural, es la proyección en el plano horizontal del tope o la base de un cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés, y nos muestra la relación espacial del nivel estratigráfico, mapeado, con la distribución de los fluidos dentro del yacimiento.

Los contornos estructurales nos informan sobre la dirección del estrato mapeado (rumbo), la inclinación y magnitud del estrato en relación al plano horizontal (buzamiento), la morfología de la estructura (pliegues, anticlinales, homoclinales, etc.), el desplazamiento de las fallas, etc.

4.8.1 Validación de topes

Para la generación del mapa estructural de las arenas O1,O2,P1,P2 y P3; se determinaron todos los topes de la arena, mediante la correlación, los mismos fueron comparados con los topes oficiales y en algunos casos se observaron ciertas variaciones entre ellos. La información que se tiene de pozos nuevos perforados dentro del yacimiento en estudio y los topes obtenidos por medio de la correlación, fueron de gran ayuda para hacer la actualización del modelo estructural oficial. En el Apéndice A (Tabla A.1) fue colocada la información de los nuevos topes en MD, TVD y TVDSS, así como también las elevaciones de la mesa rotaria de los diferentes pozos y las coordenadas de superficie y fondo.

4.8.2 Actualización del plano de fallas

Este mapa es la base fundamental para el trazado de la falla en cualquier nivel o unidad estratigráfica seleccionada. Es conocido como Plano de Fallas, porque en él están trazadas o dibujadas todas las fallas identificadas en el área y en él se muestran sus trazas cada 500 o 1000 pies, dependiendo de sus buzamientos. Estas trazas muestran implícitamente el buzamiento y rumbo de cada falla.

La actualización del plano de fallas consistió en observar en gran parte de los pozos ubicados en el Campo Guara Oeste, las profundidades en las cuales estaban presentes las fallas y sus desplazamientos, para tener claro la ubicación correcta de ésta, su capacidad de sello y cómo influenciaba en los límites del yacimiento en estudio.

La validación y actualización de las fallas presentes se hizo en toda la columna estratigráfica de la Formación Oficina. En total se revisaron todos los pozos contenidos dentro de este plano, certificando así, la existencia y dirección de las fallas presentes a lo largo de la zona de estudio.

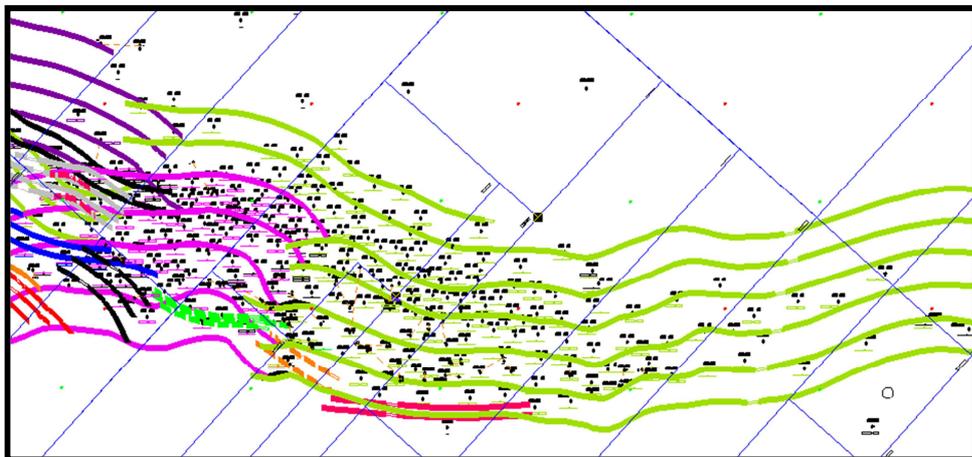


Figura 4.4 Ejemplo de plano de fallas.

4.8.3 Elaboración de secciones estructurales

Las secciones estructurales muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos, posterior a su deposición.

Las secciones estructurales simulan un corte verdadero o retrato de la roca del subsuelo. El datum aquí es un valor numérico de profundidad, desde el cual se agregan los perfiles de los pozos que se estudian. Las líneas que unen unidades litológicamente iguales, representan el buzamiento aparente de las capas, las fallas tienen sus dimensiones reales, los desplazamientos de bloques y las deformaciones de las capas también se muestran tal como son. Como “datum” de referencia clásico, se toma el nivel medio del mar (nmm), al cual le asignamos profundidad cero (0) y a este nivel debemos referir nuestras mediciones. Debemos considerar que los valores de profundidad medidos en los registros, son la suma de la profundidad de perforación más el valor de mesa rotaria. De allí que para construir una sección estructural con registros de pozos, deben normalizarse las profundidades medidas respecto al nivel del mar restando la elevación del suelo y la mesa rotaria.

Se elaboraron un total de cinco (5) secciones estructurales a lo largo del yacimiento, con el fin de conocer los rasgos estructurales más importantes del mismo. dos (2) de estas secciones fueron realizadas perpendiculares al Corrimiento en dirección Sur-Norte, para de esta forma mostrar las fallas existentes en el domo con sus rumbos y buzamientos, también se elaboraron tres (3) secciones diagonal al corrimiento en dirección Oeste-Este para comprobar la estructura que controla al yacimiento (anticlinal) (Figura 4.7).

Estas secciones fueron elaboradas a través del módulo *Cross- Section* de la plataforma *OpenWords*. En la tabla 4.2 se presentan las cinco (5) secciones con sus respectivos pozos y en la figura 4.7 se muestra un ejemplo de sección estructural.

Tabla 4.2 Secciones estructurales con sus respectivos pozos.

SECCIÓN	1-1'	2-2'	3-3'	4-4'	5-5'
POZOS	GM-98	GG-150	GV-116	GV-111	GG-142
	GV-105	GG-129	GV-111	GV-98	GG-139
	GV-96	GV-91	GV-105	GV-86	GG-206
	GV-98	GV-120	GV-24	GS-149	GG-136A
		GV-89	GS-28	GG-127	GG-138
			GS-198	GG-125	
					GG-437

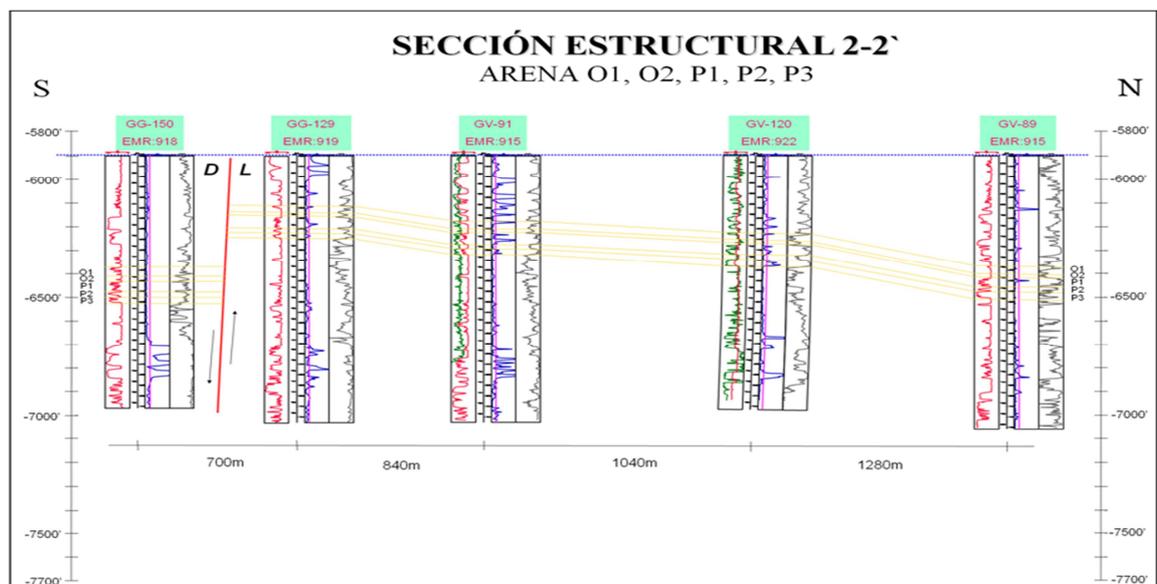


Figura 4.5 Ejemplo de sección estructural.

4.8.4 Actualización del modelo estructural

La actualización del modelo estructural del área en estudio, consistió en la elaboración de los contornos estructurales con los nuevos toques de la arena, conjuntamente con la nueva interpretación del plano de falla de la zona. Los

contornos estructurales nos informan sobre la orientación del estrato mapeado (rumbo), la inclinación y magnitud del estrato, relacionado al plano horizontal (buzamiento), la morfología de la estructura (pliegues, anticlinales, homoclinales, etc.), el desplazamiento de las fallas, etc.

Para la generación del mapa estructural de las arenas O1,O2,P1,P2 y P3del área estudiada, se utilizó como data valores estructurales tomando lo cada 50 pies, tales como: la profundidad de los topes de la arena referidos al nivel del mar (TVDSS) y las coordenadas de fondo, los cuales se obtuvieron de la base de datos creada por la aplicación de *OpenWords*. Conjuntamente con la aplicación SIGEMAP 3.0 se digitalizaron 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.

4.8.5 Elaboración del mapa isópaco-estructural

El mapa isópaco-estructural, fue realizado utilizando el Sistema de Generación de Mapas (SIGEMAP), en el cual se digitalizó el mapa de arena neta (AN) conjuntamente con el mapa estructural del nivel de interés con interpretación del patrón de fallas del Campo Guara Oeste. Para la elaboración de las líneas isopácas se dispuso de información aportada por la análisis de los registros eléctricos considerando el SP, GR y la resistividad con un promedio mayo de 5 ohm, con la cual se obtuvieron los verdaderos espesores de AN de las arenas O1,O2,P1,P2, y P3. También se requirió de una evaluación en el ámbito de yacimientos para definir el tipo de fluido presentes en pozos, la profundidad a la cual serian cartografiadas los límites y el estado actual de los mismos. Este mapa fue realizado primeramente a mano, para su posterior digitalización en Sigemap 2.0 utilizando la mesa digitalizadora. Este mapa fue elaborado a escala oficial 1:10.000. 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 las reservas de hidrocarburo del nuevo yacimiento. Se elaboro contornos estructurales cada 50 pies tomando en TVDSS de las arenas en estudio y para las trazas isopácas se tomo 5pies de espesor.

4.9 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. 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 bioestratigráfica disponible.

Esta información es posteriormente comparada con los modelos conceptuales obtenidos en ambientes recientes, 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, bioestratigráficos 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 de los paleoambientes.

4.9.1 Análisis de electrofacies

Se realizó una revisión a las diferentes respuestas eléctricas que mostró las arenas O1,O2,P1,P2 y P3 en los distintos pozos que se encuentran en la zona de estudio, y de esta manera tomar las mejores respuestas y colocarlas en un mapa de distribución de electrofacies, de forma tal que permitiera mediante la interpretación de las mismas diferenciar cada una de las unidades sedimentarias presentes en el mapa, para luego definir el ambiente sedimentario en el cual se depositaron dichas arenas.

Esta revisión se le realizó a 95 pozos de los cuales parte de ellos penetraron las arenas en estudio y otras parte de estos niveles, a través de los registros de Potencial Espontáneo (SP), Gamma Ray (GR) y Resistividad. En el presente estudio, la interpretación de las electroformas de dichos registros fue decisiva para la definición de los ambientes de sedimentación, dada la escasez de información de los núcleos cortados en el área. Se diferenciaron varias de respuestas, unas tipos cilíndricas y otras granodecrecientes (fining up), las cuales se clasificaron como canal, además de estas se identificaron respuestas tipo embudo granocrecientes hacia el tope (coarsening up), estas se clasificaron como barra de playa. Agrupar todas estas respuestas similares fue de gran importancia a la hora de delimitar las diferentes facies sedimentarias plasmadas en el mapa de electrofacies. Cabe destacar que para el análisis de las electroformas se utilizaron como guía los modelos de respuestas eléctricas asociados al ambiente de sedimentación (Figura 4.3).

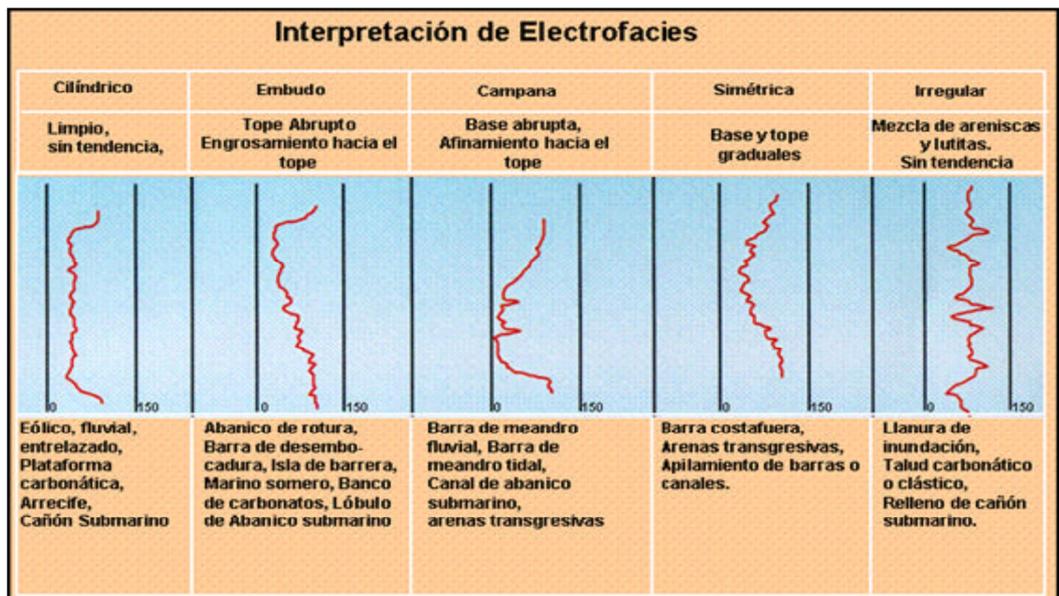


Figura 4.6 Modelo de respuestas eléctricas utilizada como guía para el análisis de las electrofacies.

4.9.2 Mapas de Paleoambiente

A partir de un mapa de distribución de electrofacies se puede visualizar la tendencia u orientación de los sub-ambientes sedimentarios de las facies correspondiente a la arena de estudio, el sitio donde se depositan los sedimentos es el objetivo principal en la elaboración de un mapa de paleoambiente, la cual se logra con la interpretación de cada electroforma plasmada en el mapa base del área, contorneando los cuerpos sedimentarios identificados y así la descripción del ambiente sedimentario.

La elaboración del mapa fué realizada de la siguiente manera: Utilizando las curvas de SP, Rayos Gamma y Resistividad de las arenas a evaluar. Los registros eléctricos se trabajaron en físico, obteniendo copia en reducción al porcentaje de 50% de cada arena, donde se pega cada curva en su respectivo pozo en un mapa base del Campo Guara Oeste, para de esta manera poder interpretar el ambiente, así como también la dirección de la sedimentación de cada intervalo, luego se precedió la digitalizar en SIGMAP.

4.9.3 Interpretación de los paleoambientes

Esta es la última fase en la elaboración de cualquier modelo sedimentológico. Luego de analizar cada electroformas plasmada en el mapa base de la zona en estudio, agrupar las respuestas eléctricas similares y delimitar las unidades sedimentarias identificadas, se procede a interpretar el ambiente que dio lugar a la sedimentación de las arenas en estudio; esta interpretación abarca la comparación de las respuestas eléctricas con muestras de núcleos, que permitan identificar las facies sedimentarias que integran el ambiente depositacional. Cabe destacar que en este caso no se contó con informes de Bioestratigrafía y Sedimentología, debido a que ninguno de los pozos del Campo Guara Oeste cuenta con núcleos al nivel de interés. Por lo que, se define el ambiente sedimentario mediante el análisis de electroformas.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1 Base de datos

Se creó una base de datos que consta de la información de 95 pozos, donde se presentan los valores de profundidades de las bases, los topes de las arenas y los TVDSS, con sus respectivos espesores de arena neta y arena petrolífera (Apéndice 1). En esta etapa se encontraron diferencias entre algunos topes oficiales de las arenas con respecto a este estudio, como en el caso de la arena P1 que varió en la mayoría de los pozos y la presencia de coalescencia de las arenas P2 y P3 en los pozos GV-78 y GV-82.

Obtenida toda la información requerida para el estudio preliminar de la revisión del modelo estático de las arenas O1,O2, P1,P2,P3 Yacimiento GG 3, Miembro Amarillo de la Formación Oficina, en el Campo Guara Oeste, se procedió inmediatamente al análisis e interpretación de la data obtenida en las diferentes etapas del estudio.

5.2 Modelo estratigráfico

A continuación se presenta una descripción breve de las secciones elaboradas en este estudio:

5.2.1 Sección estratigráfica A-A'

La sección fue trazada en dirección Oeste-Este, perpendicular a la sedimentación, abarca los pozos GV-111, GM-98, GV-86, GS-149, GG-127, GS-187

y GS-198. Al Oeste de la sección las arenas P3,P2 y P3 se presenta como facies de canal, y las arenas O2 y O1 como facies de llanura de inundación y barra de playa respectivamente, cambiando todas las arenas desde el pozo GV-86 en dirección Este a facies de llanura de inundación, excepto la arena O1 que se presenta como facies de canal desde el pozo GS-187 hasta el pozo GS-198.(Figura 5.1 y Anexo 1)

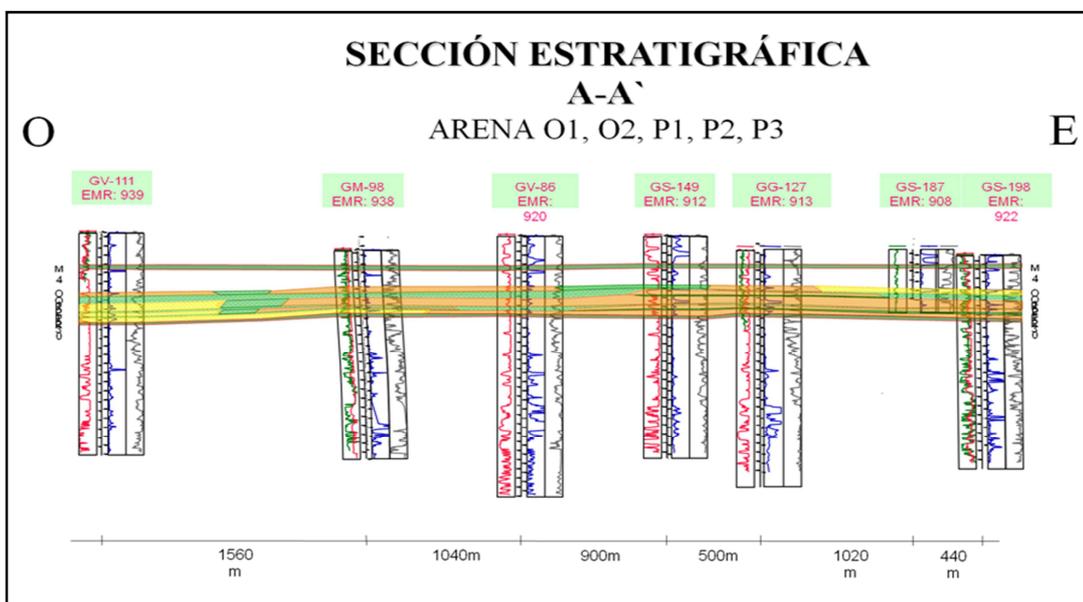


Figura 5.1 Sección estratigráfica A-A.

5.2.2 Sección estratigráfica B-B'

La sección fue elaborada en sentido Oeste-Este, perpendicular a la dirección de sedimentación, la misma comprende los pozos, GG-187, GG-195, GG-169, GG-3, GG-192, GG-206, GG-136A, GG-184, GG-137. Al Oeste de la sección las arenas tienen cambio vertical de facies donde las arenas P3,P2 y P1 se presenta como facies de llanura de inundación con intercalaciones de facies de canal, con cambio de facies en la arena O2 a llanura de inundación, luego cambia a facies de barra de playa en la arena O1, en el pozo GG-187 extendiéndose lateralmente hasta el pozo GG-3. Hacia

el Este se presentan cambios de facies lateral hacia facies de barra de playa con intercalaciones de facies de llanura de inundación en las arenas P3, P2 y P1, habiendo cambio de facies verticalmente a facies de canal para la arena O2 y facies de canal y borde de canal para la arena O1. .(Anexo 2)

5.2.3 Sección estratigráfica C-C'

La sección fue trazada en dirección Suroeste-Noreste, perpendicular a la sedimentación, abarca los pozos GG-150, GS-149, GS-28, GV-94. Al Suroeste de la sección las arenas P3,P1,P2,O2y O1, se presenta como facies de barra de playa con intercalaciones de llanura de inundación, observándose en el pozo GG-150 hasta el GS-28, cambiando todas estas arenas desde ese pozo, en dirección Noreste, a facies de llanura de inundación con intercalaciones de facies de canal, solo en las arenas P3 y P1. (Anexo 3)

5.2.4 Sección estratigráfica D-D'

La sección fue trazada en dirección Sureste-Noroeste, perpendicular a la sedimentación, abarca los pozos GG-134, GS-187, GS-28, GV-120, GV-89. Al Sureste de la sección las arenas P3,P2,P1 y O2 se presentan con facies de barra de playa con intercalación de llanura de inundación, presentándose estas características lateralmente desde el pozo GG-134 hasta el pozo GV-120, pero en la arena O1 se observan facies de canal, extendiéndose lateralmente solo en los pozos GG-134 y GS-187, cambiando las arenas P3 y P1 a facies de canal con intercalaciones de facies de llanura de inundación , y P2 a facies de barra de playa, en el pozo GV-89, en dirección Noroeste. (Anexo 4)

5.2.5 Sección estratigráfica E-E'

La sección fue trazada en dirección Sur-Norte, perpendicular a la sedimentación, abarca los pozos GG-150, GG-129, GV-91, GV-120, GV-89. Al Sur de la sección se presenta facies de barra de playa con intercalaciones de facies de llanura de inundación en el pozo GG-150 extendiéndose lateralmente hasta el pozo GV-120, en donde hay cambio de facies de barra de playa a facies de canal con intercalación de facies de llanura de inundación en las arena P3 y P1, cambio de facies de llanura de inundación a barra de playa para la arena P2, esto se observa en el pozo GV-89. (Anexo 5).

5.3 Modelo estructural

El Campo Guara Oeste está limitado al Sur por la falla de Guara-Leona de buzamiento Sur y dirección Noroeste – Sureste y desplazamiento vertical máximo de 480 pies. Existen otros sistemas de fallas normales de buzamiento Sur los cuales constituyen sellos locales en los diferentes yacimientos.

Haciendo uso de la elaboración de varias secciones estructurales, se comprobó la estructura del Campo Guara Oeste y la presencia de las fallas normales, que afectan el área estudiada. Se realizaron cinco (5) secciones estructurales, que a continuación se describen:

5.3.1 Sección estructural 1-1'

Esta sección fue realizada en dirección Sur-Norte y está conformada con los pozos GM-98, GV-105, GV-96, GV-78, en sentido perpendicular al rumbo de la estructura, donde se observa que las arenas buzando al norte con un ángulo bajo, y se corrobora la presencia de dos fallas normales, la falla 1 con un buzamiento hacia el

Sur y un salto vertical de 50', y la falla 2 que buza hacia el norte con un salto vertical de 100'. (Anexo 6).

5.3.2 Sección estructural 2-2'

Esta fue elaborada en dirección Sur-Norte, perpendicular al rumbo de la estructura, está conformada por los pozos GG-150, GG-129, GV-91, GG-120 y GV-89. En ella se puede observar que las arenas buzcan hacia el Norte con un ángulo suave y que están cortadas hacia el Sur por falla normal con ± 350 pies de salto vertical y buzamiento hacia el Sur.(Anexo 7).

5.3.3 Sección estructural 3-3'

Esta sección presenta una dirección preferencial Oeste-Este, está integrada por los pozos GV-116, GV-111, GV-105, GV-24 y GS-28, se encuentra perpendicular al rumbo de la estructura, muestra una falla normal al Oeste de $\pm 50'$ de salto vertical. Se observa que las arenas perforadas por el pozo GV-116 se encuentran en el bloque deprimido de la falla mientras que las arenas perforadas por el resto de los pozos se encuentran en el bloque levantado (Anexo 8).

5.3.4 Sección estructural 4-4'

Esta sección está conformada por los pozos GV-111, GM-98, GV-86, GS-149, GG-127 y GS-198, va en dirección Oeste-Este, perpendicular al rumbo de la estructura. En ella se puede observar una falla normal con buzamiento en dirección Oeste entre los pozos GV-111 y GM-98, y que las arenas presentan horizontales (Anexo 9).

5.3.5 Sección estructural 5-5'

Esta sección trazada en dirección Oeste-Este, está conformada por los pozos GG-142, GG-139, GG-206, GG-136A, GG-138, GG-125 Y GG-437, es un poco perpendicular al rumbo de la estructura. Se observo una falla normal con buzamiento hacia el Suroeste con salto vertical de $\pm 350'$ y se encuentra en el bloque deprimido los pozos GG-142 y GG-139, y en el bloque levantado se encuentran el resto de los pozos, manteniéndose la dirección hacia el norte el buzamiento de las arenas (Anexo 10).

La información suministrada por las secciones estructurales corrobora que la estructura del yacimiento presenta buzamientos muy suaves hacia el Norte.

5.4 Modelo sedimentológico

Las arenas O1, O2, P1, P2 y P3 de la Formación Oficina, consiste en una serie alternada de lutitas con areniscas, depositadas en ambiente de delta dominados por olas, interpretado de las electroformas que presentan las curvas de GR y SP en los pozos que conforman el yacimiento.

El sub-ambiente de las arenas O1, O2, P1, P2 y P3 es del frente deltaico y está representado por una barra de playa, a la cual le aportan sedimento dos canales distributarios, como se observa en los mapas de paleoambiente (Anexos del 11 al 15). En los mismos, las zonas de color amarillo representan canales distributarios, las zonas de color anaranjado corresponden barras de playa, mientras que las zonas verdes, son llanuras de inundación. Como arena de primera calidad se observa el relleno de los canales distributarios.

El modelo sedimentario planteado muestra una dirección de sedimentación en sentido Suroeste- Noreste, por lo que se infiere que posiblemente el aporte de sedimentos proviene del Cratón de Guayana.

5.5 Mapa isópaco-estructural

Los mapas isópacos estructurales fueron elaborados, a partir del mapa estructural y el de arena neta, previamente actualizados, y luego de corroborar los contactos de los fluidos, se digitalizó utilizando el software corporativo SIGEMAP 2.0. Estos mapas, son el producto final de la actualización del modelo geológico del Yacimiento O1-P3 GG-3 y a partir de ellos se pudieron delimitar yacimientos nuevos.

La estructura del área corresponde a un homoclinal con buzamiento muy suave en dirección Norte, afectada por siete (7) fallas normales, una de ellas de carácter regional, al Sur del área de dirección Este-Oeste, las seis (6) fallas normales restantes se encuentran al Oeste del área, y sirven de trampas estructurales de los yacimientos.

En la tabla 5.1 se presentan los límites de cada uno de las arenas.

5.5.1 Mapa Isópaco-Estructural O1

En la arena O1, se estableció una zona de excelente prospecto de acuerdo al espesor de las arenas, presentándose un contacto de agua petróleo a una profundidad de -6260' que se estableció con el pozo GG170, correspondiente al yacimiento llamado O1 GG-3, limitado al Sur y al Oeste por fallas, y al Norte y Este por límite de roca. (Figura 5.2 y Anexo 16).

Tabla 5.1 Límites de los yacimientos.

YACIMIENTOS	SUR	NORTE	ESTE	OESTE
O1 GG-3	Falla	Límite de Roca Y CAPO	CAPO	Fallas
O2 GV-96	Falla	Falla	Límite de Roca	Límite de Roca
O2 GV-72	Falla	Falla	Límite de Roca	Límite de Roca
O2 GS-149	Falla	Límite de Roca	Límite de Roca	Límite de Roca
O2 GG-3	Falla	CAPO	CAPO	Límite de Roca
P1 GG-3	Falla	Límite de Roca Y CAPO	CAPO	Fallas
P2 GV-96	Falla	CAPO	Límite de Roca	Fallas
P2 GG-3	Falla	Límite de Roca Y CAPO	Límite de Roca	Límite de Roca
P2 GG-5	Falla	Límite de Roca	CAPO	Límite de Roca
P3 GM 54A	Falla	Límite de Roca	Límite de Roca	Fallas
P3 GG-3	Falla	CAPO	Límite de Roca	Límite de Roca

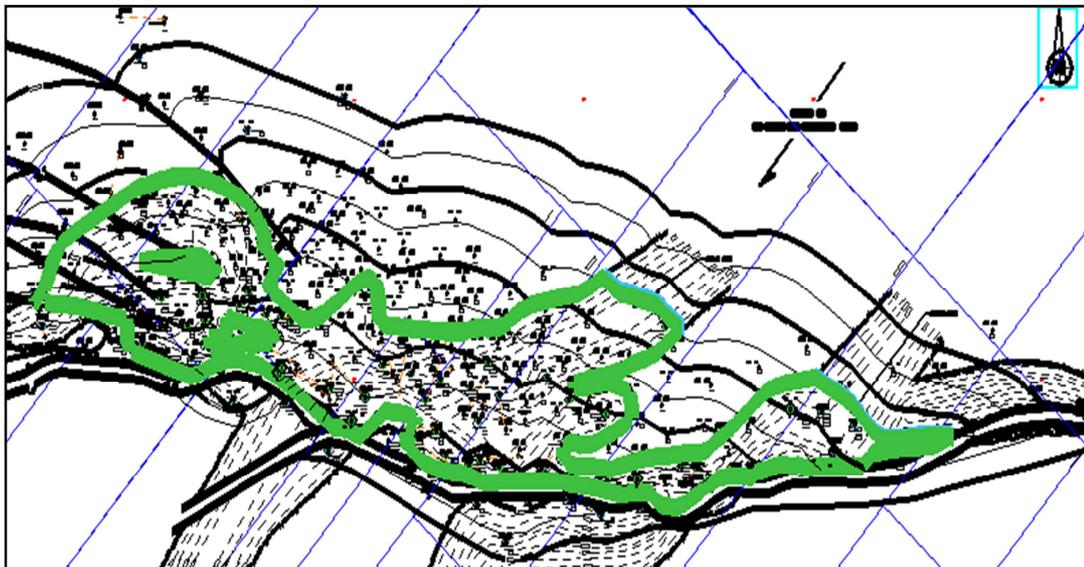


Figura 5.2 Mapa Actualizado del Yacimiento O1 GG-3.

5.5.2 Mapa Isópaco-Estructural Arena O2

En la arena O2 se presenta como un bajo prospecto debido a su poco espesor, en ella se establecieron cuatro yacimientos llamados: O2 GV-96 que se encuentra en el Noroeste del área, O2 GV-72 al Suroeste del área, O2 GS-149 que se encuentra en el centro del área, y O2 GG-3 ubicado al Sureste del área que vio un contacto agua/petróleo a una profundidad de -6305' que se estableció con el pozo GG-170. (Figura 5.3 y Anexo 17)

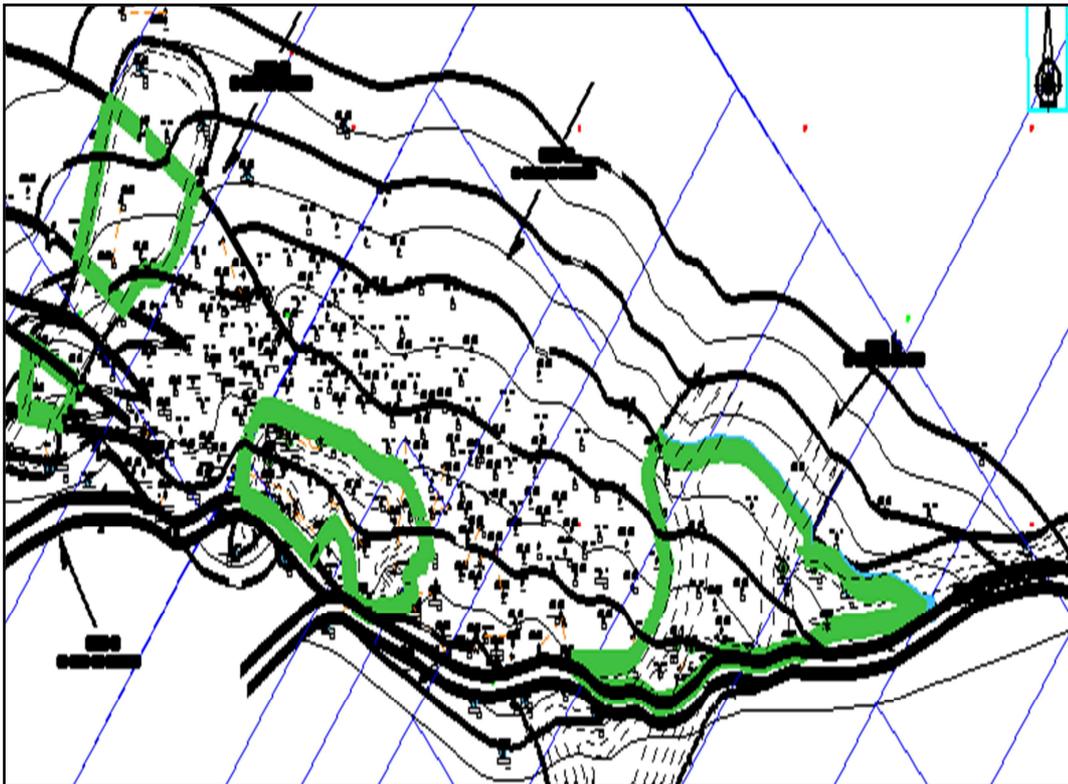


Figura 5.3 Mapa Actualizado del Yacimiento O2 GG-3.

5.5.3 Mapa Isópaco-Estructural Arena P1

La arena P1 es un excelente prospecto de hidrocarburo por tener espesores de arena considerables y limpias, se obtuvo un solo yacimiento llamado P1 GG-3, con un contacto agua/petróleo a una profundidad de -6325' y que estableció en el pozo GG-170.(Figura 5.4 y Anexo 18).

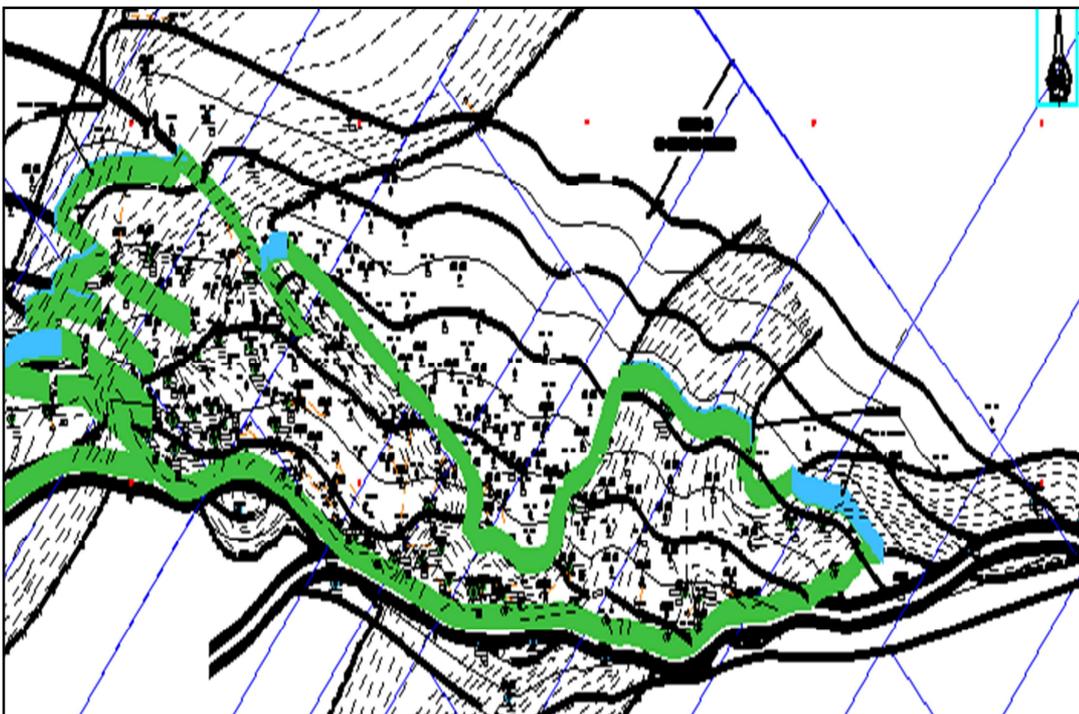


Figura 5.4 Mapa Actualizado del Yacimiento P1 GG-3.

5.5.4 Mapa Isópaco-Estructural Arena P2

La arena P2 también es un buen prospecto de hidrocarburo, y en ella se establecieron tres (3) yacimientos llamado de esta manera: yacimiento P2 GV-96 que se encuentra en dirección Noroeste del área con un contacto agua/petróleo a una profundidad de -6325 establecido con el pozo GV-96, yacimiento P2 GG-3 que se

encuentra en el centro del área con un contacto agua/petróleo a una profundidad de -6370' y se estableció con el pozo GG-124, y el yacimiento P2 GG-5 que se encuentra el dirección Sureste del área con un contacto agua/petróleo a profundidad de -6310' y se estableció con el pozo GG-5.(Figura 5.5 y Anexo 19).

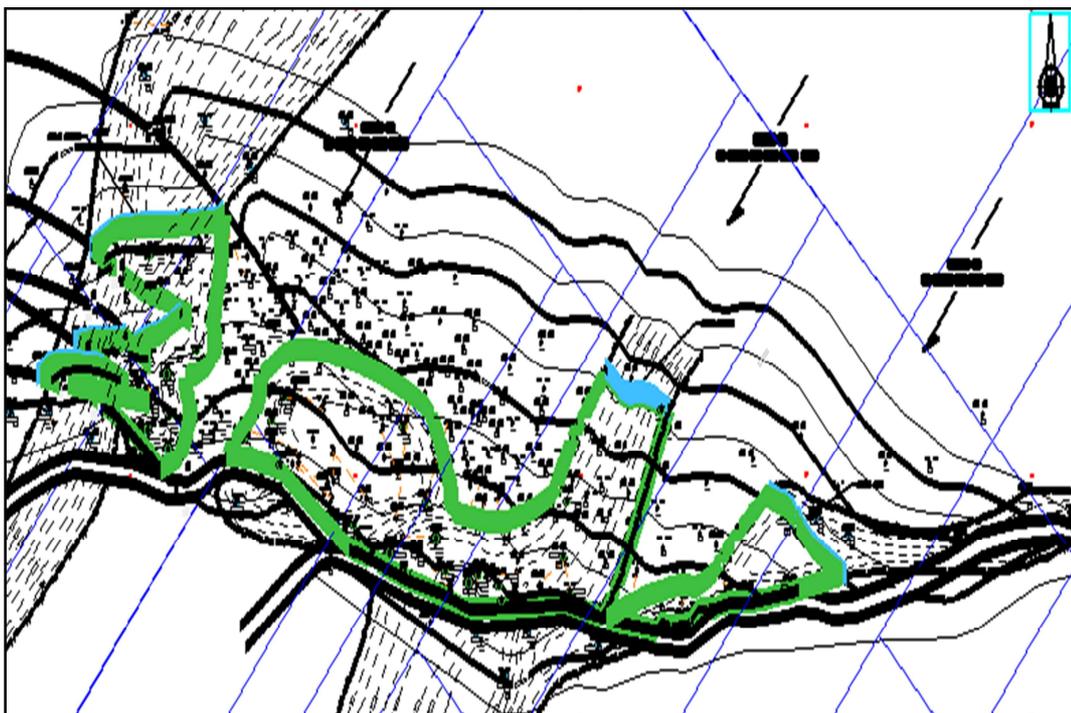


Figura 5.5 Mapa Actualizado del Yacimiento P2 GG-3

5.5.5 Mapa Isópaco-Estructural Arena P3

En la arena P3 se tiene buen prospecto de hidrocarburo teniéndose dos (2) yacimientos llamados de esta manera: yacimiento P3 GM-54A que se encuentra ubicado en dirección Noroeste y centro del área con un contacto agua/petróleo a profundidad de -6360' establecido con el pozo GV-96, yacimiento P3 GG-3 que encuentra en dirección central y Sureste del área teniéndose un contacto agua/petróleo a profundidad de -6225' establecido con el pozo GG-137.(Figura 5.6 y Anexo 20).

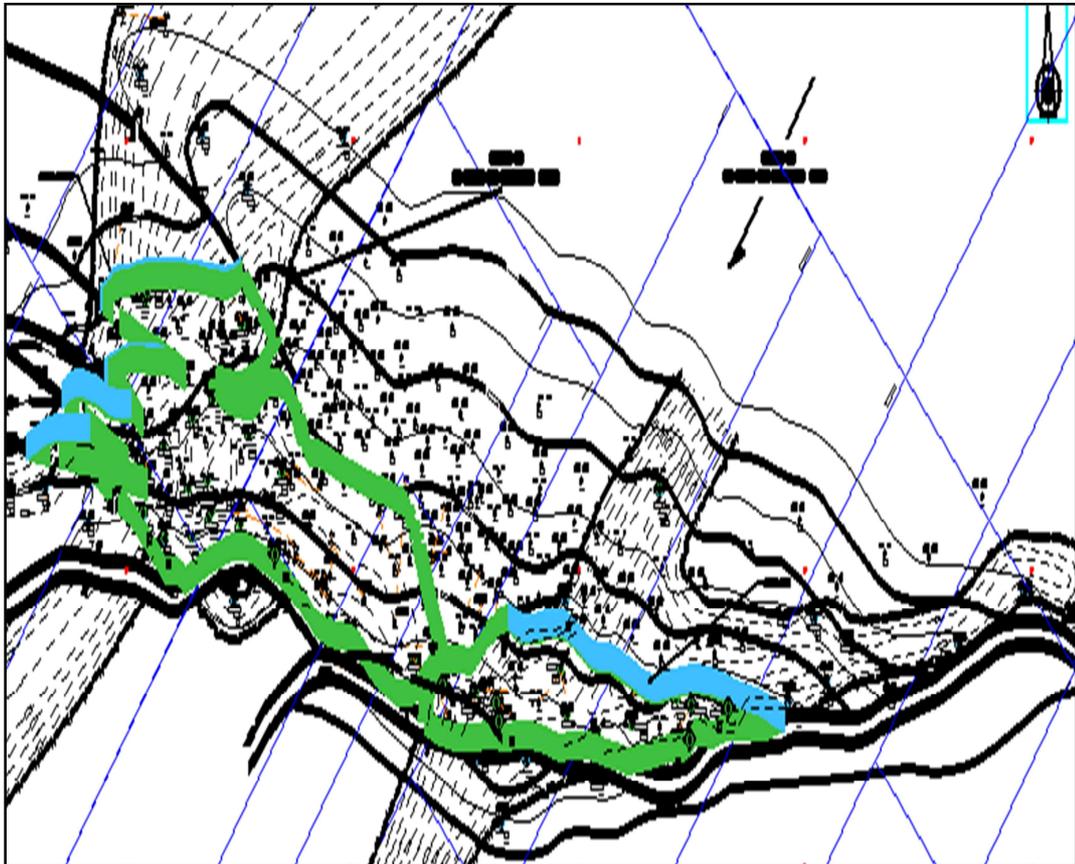


Figura 5.6 Mapa Actualizado del Yacimiento P3 GG-3

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Durante la creación de la base de datos se determinó la variación del tope oficial de la arena P1 en la mayoría de los pozos.

- Las arenas O1,O2,P1,P2 y P3 de la Formación Oficina, en el campo Guara Oeste, presentan continuidad lateral con variaciones de facies tales canales, barras de playa y llanura de inundación, y se encuentran en contacto suprayacente con el marcador lutítico M4 e infrayacente con el marcador lutítico R0, presentándose coalescencia solo en dos pozos (GV-78 y GV-82)

- La estructura del área de estudio es un homoclinal con buzamiento hacia el norte, afectado por una falla regional de tipo normal sellante de dirección Este-Oeste y buzamiento hacia el sur y seis fallas secundarias sellantes normales hacia el Noroeste con dirección Noroeste-Sureste y buzamiento predominante hacia el Suroeste.

- Las arenas O1,O2,P1,P2,P3 se depositaron, en un ambiente de delta dominado por olas, específicamente en el frente deltaico, con facies canales distributarios, de barra de playa y llanura de inundación, con una dirección de sedimentación Suroeste-Noreste, posiblemente proviene del Cratón de Guayana.

- Se delimitaron once yacimientos, cuyos límites son de tipo combinado estructural por fallas normales y estratigráficas por límites de rocas, estableciéndose que los mejores prospectos se encuentran en la arena P1.

Recomendaciones

Como aporte final de este estudio se sugiere a la Gerencia de Yacimientos de PDVSA Distrito San tome tomar en consideración las siguientes recomendaciones:

- Realizar un estudio Petrofísico para la caracterización de los parámetros que controlan las isopropiedades, para tener validación del modelo sedimentológico y estratigráfico.

- Realizar análisis de presiones, temperaturas y producción para futuros reacondicionamiento, ya que se ha identificado que existe diferencia en los intervalos de cañoneo seleccionado para cada pozo, tales como que se abre a producción toda la secuencia O1, O2, P1, P2 y P3 y en otros solo se abre parte de estos niveles. Tales análisis deberían comenzar a ejecutarse en los pozos GV-24 y GV-5, porque pozos vecinos a estos poseen espesores considerables.

- Someter ante el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) el nuevo modelo geológico de las arenas O1, O2, P1, P2 y P3 originado en este estudio para el campo Guara Oeste, para oficializar los nuevos yacimientos.

- Disponer de los registros eléctricos en físico y digital, ya muchos están deteriorados o no están cargados en la plataforma, respectivamente.

REFERENCIAS

González de Juana, Clemente (1980). GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y SUS CUENCAS PETROLÍFERAS. Ediciones Foninves, Tomo II, Caracas Venezuela, pp 606-649, 910-921.

PDVSA-Intevep (1997). CÓDIGO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA (CEV), 10 de agosto 2004, (<http://www.pdv.com/lexico>)

CIED. PDVSA. (1990). “INTERPRETACIÓN DE PERFILES”.

PDVSA. (2005). “SUMARIO MENSUAL DE PRODUCCIÓN POR YACIMIENTO. U. E. Y. MEDIANO”. Distrito San Tomé, Área Oriente.

Schlumberger, (1997) CUENCA PETROLIFERA DE VENEZUELA.

Coleman & Prior.(1992).TIPOS DE DELTAS FLUVIALES, DE MAREAS Y POR OLAJE.

ALLEN, G. (1989) LA ASOCIACIÓN DE LITOFACIES O ELEMENTOS ARQUITECTUALES; Y LA GEOMETRÍA DE LOS CUERPOS SEDIEMNTARIOS.

CIED, (1997) PETROLEOS DE VENEZUELA.

Sampieri, (2003, p. 117): “LOS ESTUDIOS DESCRIPTIVOS PRETENDEN MEDIR O RECOGER INFORMACION DE MANERA INDEPENDIENTE O CONJUNTA SOBRE LOS CONCEPTOS O LAS VARIABLES A LOS QUE SE REFIEREN.

Hernández, R. (1998) en su libro Metodología de la investigación: “UN ESTUDIO NO EXPERIMENTAL ES AQUELLA INVESTIGACION QUE SE REALIZA SIN MANIPULAR DELIBERADAMENTE VARIABLES, PUES EN ESTA SE OBSERVAN FENOMENOS TALES Y COMO SE DAN EN SU CONTEXTO NATURAL, DESPUES DE ANALIZARLOS”.

Balestrini (1997, p.122), expresa que: “UNA POBLACION O UNIVERSO PUEDE ESTAR REFERIDO A CUALQUIER CONJUNTO DE ELEMENTOS DE LOS CUALES PRETENDEMOS INDAGAR Y CONOCER SUS CARACTERISTICAS, O UNA DE ELLAS, Y PARA EL CUAL SERAN VALIDAS LAS CONCLUSIONES OBTENIDAS EN LA INVESTIGACION”.

María Angélica Coello Sosa. (Agosto del 2004) GENERACIÓN DE OPORTUNIDADES DE EXPLOTACION MEDIANTE TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN CONJUNTA EN ARENAS B1, B2, B3, C2, D1, D2, CAMPO GÜICO-GUARA OESTE. Ing. Petróleo, Maturín.

Zurkys Marllys González Lira. (Octubre 2004.) EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE PRODUCCIÓN EN CONJUNTO EN ARENAS L2U-M Y 3U-L, CAMPO GÜICO Y GUARA OESTE, DISTRITO SAN TOMÉ. Ing. Petróleo, Maturín.

APÉNDICES

APÉNDICE A

Listado de los pozos que conforman el yacimiento O1-P3 GG-3, con los datos básicos como: la elevación de la mesa rotaria, y las profundidades del nivel estratigráfico de interés en MD (Measured Depth) y TVDSS (True Vertical Depth SubSea)

Tabla A.1 Base de datos.

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)
GV5	O1	918	7018	7033	11	11	-6100
GV24	O1	930	7037	7052	11	11	-6107
GV27	O1	935	7053	7066	6	6	-6118
	O1	950	7173	7193	0	0	-6223
GV72	O2	950	7212	7223	9	9	-6262
	O1	911	7305	7319	2	0	-6394
	O2	911	7348	7353	4+5=9	0	-6437
GV78	P1	911	7365	7417	4+10+25+1=40	0	-6454
	P2/P3	911	7428	7457	14+4+3=21	0	-6517
	O1	913	7265	7281	4+1+4=9	0	-6352
GV82	O2	913	7308	7318	10	0	-6395
	P1	913	7329	7381	4+6+21+10+4=44	0	-6416

					5		
	P2/P3	913	7391	7436	21+3+9+3=36	0	-6478
	O1	920	7010	7028	5+1=6	6	-6090
	O2	920	7044	7055	0	0	-6124
GV86	P1	920	7062	7101	5+5+5=15	15	-6142
	P2	920	7107	7112	0	0	-6187
	P3	920	7122	7142	4+2=6	6	-6202

Continuación Tabla A.1.

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)
	O1	920	7003	7022	2	2	-6083
	O2	920	7038	7045	0	0	-6118
GV87	P1	920	7052	7090	3+0+3+3+2=11	11	-6132
	P2	920	7094	7104	0	0	-6174
	P3	920	7110	7134	11+1=12	12	-6190
	O1	915	7245	7262	0	0	-6330

	O2	915	7277	7285	0	0	-6362
GV89	P1	915	7305	7339	$3+10+10+5=28$	0	-6390
	P2	915	7349	7360	5	0	-6434
	P3	915	7365	7394	$17+3=20$	0	-6450
	O1	915	7025	7052	10	10	-6110
	O2	915	7071	7079	0	0	-6156
GV91	P1	915	7088	7138	$6+1+0+18+2=27$	27	-6173
	P2	915	7143	7150	0	0	-6228
	P3	915	7159	7185	$5+5+4=14$	14	-6244
	O1	916	7345	7362	0	0	-6429
	O2	916	7378	7385	0	0	-6462
GV95	P1	930	7100	7139	$3+1+5+2=11$	11	-6170
	P2	930	7153	7163	0	0	-6223
	P3	930	7165	7188	$0+6=6$	6	-6235
	O1	935	7121	7146	9	9	-6186
	O2	935	7164	7173	9	9	-6229

Continuación Tabla A.1.

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)
	O1	935	7121	7146	9	9	-6186
	O2	935	7164	7173	9	9	-6229
GV96	P1	935	7185	7230	8+8+25=41	41	-6250
	P2	935	7241	7261	19	19	-6306
	P3	935	7263	7298	31	31	-6328
	O1	925	7042	7062	6	6	-6117
	O2	925	7081	7105	0	0	-6156
GV98	P1	925	7108	7135	0+1+9+0=10	10	-6183
	P2	925	7140	7149	0	0	-6215
	P3	925	7156	7178	3+5=8	8	-6231
	O1	953	7073	7090	10	10	-6120
	O2	953	7120	7138	0	0	-6167
GV105	P1	953	7138	7177	2+2+20=24	24	-6185
	P2	953	7189	7202	5+3=8	8	-6236

	P3	953	7207	7232	10+8=18	18	-6254
	O1	936	7070	7081	5	5	-6134
	O2	936	7113	7120	0	0	-6177
GV107	P1	916	7103	7154	0+20+9=29	29	-6187
	P2	916	7159	7175	0	0	-6243
	P3	916	7179	7195	0	0	-6263

Continuacion Tabla A.1

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)	DESVIADOS
	O1	910	7060	7070	5	5	-6150	
	O2	910	7100	7105	0	0	-6190	
GV109	P1	910	7110	7155	5+9+20=34	34	-6200	
	P2	910	7162	7172	0	0	-6252	
	P3	910	7177	7198	5	5	-6267	
	O1	925	7055	7075	0	0	-6130	
	O2	925	7095	7102	0	0	-6170	

GV110	P1	925	7110	7155	5+2+15=22	22	-6185	
	P2	925	7168	7172	0	0	-6243	
	P3	925	7178	7197	5	5	-6253	
	O1	939	7068	7093	10	10	-6129	
	O2	939	7105	7121	0	0	-6166	
GV111	P1	939	7128	7168	3+7+9+4=23	23	-6189	
	P2	939	7180	7201	17	17	-6241	
	P3	939	7203	7230	20+3=23	23	-6264	
	O1	942	7111	7132	11	0	-6169	
	O2	922	7130	7155	0	0	-6208	
GV120	P1	922	7160	7191	20+5=25	25	-6238	
	P2	922	7195	7250	0	0	-6273	
	P3	922	7242	7262	20	20	-6320	

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDS(ft)
	O1	950	7163	7185	0	0	-6213
	O2	950	7205	7214	9	0	-6255

GS188	O1	909	6960	6990	10	10	-6051
	O1	919	6957	6985	17+3=20	20	-6038
	O2	919	7004	7009	0+4=4	4	-6085
GS194	P1	919	7029	7065	33	33	-6110
	P2	919	7070	7091	4+12=16	16	-6151
	O1	922	6912	6940	14	14	-5990
	O2	922	6956	6963	0	0	-6034
GS198	P1	922	6972	7010	2+5+9+4=20	20	-6050
	P2	922	7012	7038	6+13=19	19	-6090
	P3	922	7043	7058	2+4=6	6	-6121

Continuacion Tabla A1

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)
	01	930	6978	7002	8+2=10	10	-6048
	02	930	7018	7023	0	0	-6088
GM48	P1	930	7033	7067	6+2+6+3=17	17	-6103
	P2	930	7073	7078	0	0	-6143

	P3	930	7089	7110	10+3=13	13	-6159
	O1	936	7020	7043	6	6	-6084
	O2	936	7062	7078	0	0	-6126
GM49	P1	936	7085	7125	3+2+10=15	15	-6149
	P2	936	7135	7148	10	10	-6199
	P3	936	7152	7177	9+10=19	19	-6216
	O1	936	7100	7124	0	0	#REF!
	O2	936	FD	FD	0		
GM51	P1	936	FD	FD	0		
	P2	936	FD	FD	0		
	P3	958	7213	7232	10	10	-6255
	O1	953	7053	7078	4	4	-6100
	O2	953	7092	7098	0	0	-6139
GM52A	P1	953	7152	7142	2+2+14=18	18	-6199
	P2	953	7156	7169	11	11	-6203
	P3	953	7172	7200	21	21	-6219

	O1	932	7053	7070	0	0	-6121
	O2	932	7080	7095	0	0	-6148
GM53	P1	932	7109	7153	11+5+10=26	26	-6177
	P2	932	7163	7186	21	0	-6231
	P3	932	7190	7218	21	0	-6258
	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDS(f)
GM54A	P1	946	7002	7040	5+5+10=20	20	-6056
	P2	946	7049	7064	14	14	-6103
	P3	946	7067	7094	4+7+10=21	21	-6121
	O1	934	6955	6972	5	5	-6021
	O2	934	6995	7006	0	0	-6061
GM54	P1	934	7010	7048	2+2+5=9	9	-6076
	P2	934	7054	7072	11	11	-6120
	P3	934	7075	7106	25	25	-6141
	O1	938	6934	6961	5	5	-5996
	O2	938	6979	6985	0	0	-6041

GM98	P1	938	6993	7029	4+2+4+6=16	16	-6055
GG1	P1				17	17	6147
	P2				0	0	6169
	P3				15	15	6183
	O1	875	6884	6911	14	14	-6009
	O2	875	6925	6943	4	4	-6050
GG3	P1	875	6951	6996	8+24=32	32	-6076
	P2	875	7005	7013	5	5	-6130
	P3	875	7022	7045	8	8	-6147
	O1	864	7065	7098	20	20	-6201
	O2	864	7107	7125	9	9	-6243
GG5	P1	864	7135	7160	2+5+9=16	16	-6271
	P2	864	7162	7179	5+9=14	10	-6298
	P3	864	7186	7193	0	0	-6322
	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)
	O1	879	6977	6993	13+2=15	15	-6098

GG7	O2	879	7020	7030	0	0	-6141
GG14	O1	917	6988	7020	19+2=21	21	-6071
	O1	903	7028	7039	3+3=6	6	-6125
	O2	903	7072	7076	0	0	-6169
GG21	P1	903	7083	7130	6+5+7+8=26	26	-6180
	P2	903	7135	7154	18	18	-6232
	P3	903	7160	7169	5	5	-6257
GG23	O1	917	7025	7046	20	20	-6108
GG28	O1	907	6970	7000	20	20	-6063
GG41	O1	914	6985	7011	15+2=17	17	-6071
GG48	O1	906	6986	7010	10	10	-6080
	O1				3	3	6049

	O2				0	0	6078
GG64	P1				22	15	6114
	P2				18	18	6156
	P3				12	12	6185
	O1	898	6864	6881	9	9	-5966
	O2	898	6905	6909	0	0	-6007

Continuacion Tabla A1

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)
GG112	P1	898	6920	6965	8+10=18	18	-6022
	P2	898	6970	6998	24	24	-6072
	P3	898	7000	7022	20	20	-6102
	O1	893	6872	6898	10	10	-5979
	O2	893	6912	6921	0	0	-6019
GG118	P1	893	6930	6982	6+11+5+3=25	25	-6037
	P2	893	6988	7010	20	20	-6095
	P3	893	7017	7043	20	20	-6124

	O1	897	7228	7250	5	0	-6331
	O2	897	7265	7273	0	0	-6368
GG120	P1	897	7282	7333	$5+10+10=25$	0	-6385
	P2	897	7340	7360	20	0	-6443
GG122	P1	922	6942	6987	$3+25=28$	28	-6020
	P2	922	6990	7011	10	10	-6068
	P3	922	7020	7042	8	8	-6098
	O1				8	8	6095
	O2				0	0	6138
GG123	P1				15	15	6170
	P2				12	12	6215
	P3				3	3	6238
	O1	871	7123	7152	$4+4=8$	8	-6252
	O2	871	7170	7175	3	3	-6299

Continuacion Tabla A 1

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)
	O1	871	7123	7152	4+4=8	8	-6252
	O2	871	7170	7175	3	3	-6299
GG124	P1	871	7183	7228	10+19=29	10	-6312
	P2	871	7234	7240	5	3	-6363
	P3	871	7250	7281	6+2+18=26	26	-6379
	O1	864	7064	7100	20	20	-6200
	O2	864	7112	7128	5	5	-6248
GG125	P1	864	7136	7163	3+3=6	6	-6272
	P2	864	7171	7180	9	9	-6307
	P3	864	7186	7208	3+2=5	0	-6322
	O1	913	6920	6946	3	3	-6007
	O2	913	6955	6960	3	3	-6042
GG128	P1	851	7209	7250	21	0	6358
	P2	851	7252	7261	5	0	6401

	P3	851	7271	7291	8	0	6420
	O1	919	6960	6982	9	9	6041
	O2	919	7000	7008	0	0	6081
GG129	P1	919	7018	7063	3+2+2+10+5=22	22	6099
	P2	919	7071	7081	5	5	6152
	P3	919	7092	7115	10	10	6173
	O1	919	7150	7186	20+2=22	0	-6231
GG130	O2	919	7200	7208	5	0	-6281

Continuacion Tabla A 1

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)
	O1	928	7313	7342	11+1=12	0	-6385
GG133	O2	928	7360	7365	0		-6432
	O1	926	6928	6958	10	10	-6032
	O2	926	6970	6980	0	0	-6044
GG134	P1	926	6987	7028	2+5+10+7=24	24	-6061

	P2	926	7030	7049	15	15	-6104
	P3	926	7058	7070	5	5	-6132
	O1	875	6928	6960	15	15	-6053
	O2	875	6970	6990	$3+5=8$	8	-6095
GG136	P1	875	7000	7040	$3+10=13$	13	-6125
	P2	875	7045	7050	3	3	-6170
	P3	875	7059	7073	0	0	-6184
	O1	872	6958	6980	5	5	-6086
	O2	872	6990	7013	20	20	-6118
GG137	P1	872	7022	7068	$19+5=24$	24	-6150
	P2	872	7070	7080	6	6	-6198
	P3	872	7088	7110	5	5	-6216
	O1	872	7002	7026	3	3	-6130
	O2	872	7038	7057	$3+9=12$	12	-6166
GG138	P1	872	7068	7095	10	10	-6196
	P2	872	7100	7113	10	7	-6228

	P3	872	7122	7140	10	0	-6250
--	----	-----	------	------	----	---	-------

Continuacion Tabla A 1

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)
	O1	886	7245	7268	5	0	-6359
	O2	886	7280	7300	2+10=12	0	-6394
GG139	P1	886	7305	7352	5+29=34	0	-6419
	P2	886	7356	7372	9	0	-6470
	P3	886	7381	7394	0	0	-6495
GG140	O1	887	7250	7264	6	0	-6363
	O1	892	7183	7205	6	0	-6291
	O2	892	7218	7229	5	0	-6326
GG141	P1	892	7239	7281	13	0	-6347
	P2	892	7290	7309	13	0	-6398
	O1	902	7291	7318	20	0	-6389
	O2	918	7310	7317	2	0	-6392

GG150	P1	918	7325	7366	5+5+2+4+6=22	0	-6407
	P2	918	7371	7392	13	0	-6453
	P3	918	7398	7420	6+10=16	0	-6480
	O1	917	6915	6942	8	8	-5998
	O2	917	6963	6968	0	0	-6046
GG151	P1	917	6977	7023	2+2++1+4+6+3+1=18	18	-6060
	P2	917	7027	7048	3+10=13	13	-6110
	P3	917	7052	7065	2	2	-6135

Continuacion Tabla A 1

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)
	O1	873	7098	7132	9+5+2=16	16	# _j REF!
	O2	873	7142	7157	8	8	-6269
GG168	P1	873	7165	7210	14+5+6=25	25	-6292
	P2	873	7214	7235	3+2=5	0	-6341
	P3	873	7240	7249	8	0	-6367

GG169	O1	884	6867	6891	11	11	-5983
	O1	867	7106	7141	22	15	-6239
	O2	867	7160	7170	9	9	-6293
GG170	P1	867	7181	7222	2+7=9	9	-6314
	P2	867	7230	7252	9	0	-6363
	P3	867	7270	7290	5+2=7	0	-6403
	O1	921	6890	6918	14+2=16	16	-5969
	O2	921	6930	6941	0	0	-6009
GG187	P1	921	6950	6998	2+10+15+2=29	29	-6029
	P2	921	7002	7028	23	23	-6081
	P3	921	7033	7051	6+8=14	14	-6112
GG188	O1	911	6947	6968	0	0	-6036
	O1	907	6898	6928	13+2=15	15	-5991

	O2	907	6937	6951	0	0	-6030
GG189	P1	907	6957	7003	2+4+2+2+9+2=21	21	-6050
	P2	907	7006	7030	22	22	-6099
	P3	907	7034	7050	13	13	-6127

Continuacion Tabla A 1

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)
	O1	877	6913	6944	10+2=12	12	-6036
	O2	877	6956	6971	4	4	-6079
GG192	P1	877	6980	7019	2+15=17	17	-6103
	P2	877	7027	7032	0	0	-6150
	P3	877	7041	7067	10	10	-6164
	O1	903	6909	6932	8	8	-6006
	O2	903	6950	6958	0	0	-6047
GG193	P1	903	6965	7012	5+6=11	11	-6062
	P2	903	7015	7032	14	14	-6112
	P3	903	7040	7055	9	9	-6137

	O1	891	6909	6932	9	9	-6018
	O2	896	6924	6931	0	0	-6028
GG195	P1	896	6940	6989	6+10+5=21	21	-6044
	P2	896	6995	7016	20	20	-6099
	P3	896	7021	7047	20	20	-6125
	O1	875	6929	6960	10	10	-6054
	O2	875	6971	6995	19	19	-6096
GG198	P1	875	7005	7032	2+10=12	12	-6130
	P2	875	7042	7050	0	0	-6167
	P3	875	7058	7072	11	11	-6183
	O1	927	6929	6952	10	10	-6002
	O2	927	6959	6974	5+2+10=17	17	-6032

Continuacion Tabla A 1

	Nmb.arena	EMR(ft)	PROF.TOPE(ft)	PROF.BASE(ft)	AN (ft)	ANP (ft)	TOPE TVDSS(ft)
	O1	927	6929	6952	10	10	-6002

	O2	927	6959	6974	$5+2+10=17$	17	-6032
GG200	P1	927	6983	7022	$2+3+11+2=18$	18	-6056
	P2	927	7029	7045	$9+3=12$	12	-6102
	P3	927	7052	7066	0	0	-6125
	O1	883	6872	6812	25	25	-5989
	O2	883	6924	6950	25	25	-6041
GG206	P1	883	6960	7000	$3+2+10=15$	15	-6077
	P2	883	7005	7015	0	0	-6122
	P3	883	7020	7037	0	0	-6137
	O1	829	7272	7310	31	0	-6443
	O2	829	7322	7348	0	0	-6493
GG437	P1	837	7314	7350	19	0	-6477
	P2	837	7352	7363	0	0	-6515
	P3	837	7370	7390	5	0	-6533

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 1/5

Título	ESTUDIO ESTRATIGRÁFICO DE LAS ARENAS O1,O2,P1,P2 Y P3, DE LA FORMACIÓN OFICINA DEL YACIMIENTO O1-P3 GG-3, PARA DETERMINAR LA COALESCENCIA EN EL CAMPO GUARA OESTE, DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI.
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
YESSICA CAROLINA SUÁREZ RAMOS	CVLAC	18.806.016
	e-mail	yesua_17_17@hotmail.com

Palabras o frases claves:

ESTUDIO
ESTRATIGRÁFICO
FORMACIÓN OFICINA
COALESCENCIA

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 2/5

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Departamento de Geología	Geología

Resumen (abstract):

El estudio estratigráfico de las arenas O1,O2,P1,P2,P3 de la Formación Oficina, del Yacimiento O1-P3 GG-3, para determinar la Coalescencia del Campo Guara Oeste. La metodología consistió en la búsqueda y selección de información, correlación de los pozos pertenecientes al yacimiento y elaboración de secciones estratigráficas y estructurales con la finalidad de revisar los límites verticales y laterales del yacimiento, análisis de electrofacies y determinación del ambiente, elaboración de mapas isópaco-estructural para delimitar las zonas prospectivas. Con el análisis de registros eléctricos de pozos, mapa de electrofacies se determinó el ambiente de sedimentación, el cual se interpreta como un ambiente deltáico por dominio de olas. A partir de la correlación se establecieron topes y las bases de las arenas, y se determinó la coalescencia de las arenas P2 y P3 en los pozos GV-78 y GV-82, debido a la erosión de la llanura de inundación que en este caso es la arcilla del frente deltáico, y en el resto de las arenas no existe coalescencia. La interpretación estructural del área se validó la presencia de un marco estructural regional correspondiente a un homoclinal con buzamiento entre 1° y 3° hacia el Noreste, cortado por fallas normales, la principal de dirección Este-Oeste y saltos de 350 pies y las secundarias de dirección Noroeste-Sureste con salto de 50 pies. Del estudio de electrofacies se infiere un paleoambiente deltaico con una dirección de sedimentación Suroeste-Noreste. Se planteo nuevos yacimientos prospectivos como los son O1 GG-3, O2 GV-96, O2 GV-72, O2 GG-3, O2 GG-5, P1 GG-3, P2 GM-54A, P2 GG-3, P2 GG-5, P3 GG127, P3 GG3.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 3/5

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail
ROSARIO RIVADULLA	ROL CA <input checked="" type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC 3.825.175
	e-mail rosariorivadulla@gmail.com
	e-mail
JESUS ALVAREZ	ROL CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC 15.971.275
	e-mail alvarezgeologo@yahoo.es
	e-mail
ENRIQUE ACOSTA	ROL CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC 5.082.874
	e-mail enriquelacosta@yahoo.com
	e-mail

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2011	03	17

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 4/5

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Tesis-Estudio estratigráfico de las arenas.doc	Aplication/msword

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

Alcance:

Espacial: PDVSA DISTRITO SAN TOME, ESTADO ANZÓATEGUI. (Opcional)

Temporal: 5 AÑOS (Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo: GEOLOGÍA

Nivel Asociado con el Trabajo: Pregrado

Área de Estudio: Departamento de Geología

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado: Universidad de Oriente

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

Derechos:

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado
“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la
Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros
fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo,
quien lo participara al Consejo Universitario”

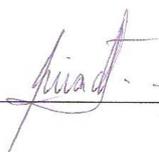
Condiciones bajo las cuales los autores aceptan que el trabajo sea distribuido. La idea es dar la máxima distribución posible a las ideas contenidas en el trabajo, salvaguardando al mismo tiempo los derechos de propiedad intelectual de los realizadores del trabajo, y los beneficios para los autores y/o la Universidad de Oriente que pudieran derivarse de patentes comerciales o industriales.



AUTOR 1

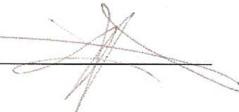
AUTOR 2

AUTOR 3

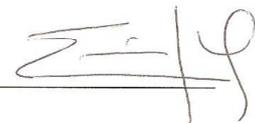


TUTOR

AUTOR 4



JURADO 1



JURADO 2

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS:

