

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



**DETECCIÓN DE TOPES FORMACIONALES MEDIANTE EL
SEGUIMIENTO GEOLÓGICO OPERACIONAL, EN LA
PERFORACIÓN DE POZOS DEL CAMPO TRAVI, ESTADO
MONAGAS.**

**TRABAJO FINAL DE GRADO
PRESENTADO POR:
RUBEN D., CASTRO H.
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, JULIO DE 2010

HOJA DE APROBACIÓN

Este Trabajo de Grado, intitulado **DETECCIÓN DE TOPES FORMACIONALES MEDIANTE EL SEGUIMIENTO GEOLÓGICO OPERACIONAL, EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DEL CAMPO TRAVI, ESTADO MONAGAS**, presentado por el bachiller **RUBEN D., CASTRO H.** ha sido aprobado de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

NOMBRE

FIRMA

Profesor Francisco
Monteverde

(Asesor)

Profesor Enrique Acosta
Jefe del Departamento de Geotécnia

Ciudad Bolívar, ____ de _____ 2010

DEDICATORIA

A DIOS Todopoderoso, por darme salud, fuerza y guiarme todo este tiempo por el camino correcto para poder cumplir mi meta, de finalizar mis estudios y convertirme en un futuro profesional.

A mis padres, Alisberty y Rubén, por ser mis guías y ayudarme siempre en este camino espinoso que es la vida. Gracias a sus esfuerzos pude lograr este objetivo. Dios siempre me los cuide los quiero mucho.

A mis hermanos, Rubén José, y Rubelys, por apoyarme siempre a pesar de las dificultades se que confiaron en mí. Espero que Dios los cuide y luchen por lograr lo que quieren sin hacer ningún mal.

A toda mi familia, por creer en mí y brindarme el apoyo sin esperar nada a cambio. Este triunfo igualmente es para todo ustedes, tanto para los que están como los que ya se fueron a una vida mejor en el cielo. Gracias a todos.....

Ruben Castro

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso, por sus bendiciones y por brindarme la fortaleza necesaria para superar los obstáculos presentados e iluminar mi camino para cumplir mis metas.

A mis padres por ser mi fuente de amor e inspiración, por su ayuda, oraciones, sabios consejos, su apoyo incondicional en todo momento, y por hacer de mí lo que ahora soy. A mis hermanos por su respaldo y por su espíritu de humildad a la hora de aconsejarme. A mi novia por su paciencia, comprensión y ayuda para realización de este trabajo y por ser parte de este gran sueño.

A la UDO Bolívar por haberme brindado la oportunidad de culminar esta etapa de mi vida y a mi tutor académico Profesor Francisco Monteverde. A mis compañeros de estudios.

A PDVSA División Oriente, al equipo de Operaciones Geológicas por permitirme concluir mis estudios en sus instalaciones. A mi tutor industrial Alexis Revilla, por sus ideas, apoyo y estímulo. A mis asesores Asdrúbal Reyes, Mariella Morgan y Joctan Carreño. A todos un millón de gracias por este triunfo logrado.

RESUMEN

El área de estudio se localiza al Norte del estado Monagas, específicamente en el Campo Travi, Sub cuenca de Sucre y Monagas del Oriente Venezolano. La investigación se centró en el estudio para la detección de topes formacionales mediante el seguimiento geológico operacional, en la perforación de los pozos del Campo Travi, el cual ayudará a establecer un esquema a seguir en futuras perforaciones realizadas en dicha área. La columna estratigráfica atravesada de base a tope, comprende las formaciones Querecual, San Antonio, San Juan, Vidoño, Caratas, Los Jabillos, Areo, Naricual, Carapita, Las Piedras y Mesa. La metodología utilizada se basó en la búsqueda y selección de información del área de estudio (registros, informes técnicos, sumarios, reportes operacionales) luego se realizó un seguimiento de los procesos y parámetros de perforación con la finalidad de determinar los topes formacionales, elaborar la columna litoestratigráfica y por último identificar los marcadores operacionales más importantes. Para el registro y control de las operaciones de perforación del pozo, se utilizaron unidades de mud logging, compuestas por modernos equipos computarizados, lo que garantizó el control permanente de las actividades de perforación de los pozos, mediante la adquisición de datos en tiempo real. La información es recibida a través de sensores, seguidamente esta es procesada para suministrar cálculos de ingeniería, lo que ayuda a prestar apoyo inmediato (a los supervisores, ingenieros y geólogos del pozo), tales como: evaluación de presiones de formación, relaciones de gases, etc. También se recolectan y analizan muestras de ripios para el control, establecimiento y correlación de la columna estratigráfica atravesada, detallando características como fluorescencia, corte, densidad de lutita y calcimetría, factores básicos para la determinación de los topes geológicos formacionales.

CONTENIDO

| | |
|--|-----|
| HOJA DE APROBACIÓN | ii |
| DEDICATORIA | iii |
| AGRADECIMIENTOS | iv |
| RESUMEN..... | v |
| CONTENIDO | vi |
| LISTA DE FIGURAS | ix |
| LISTA DE TABLAS | xii |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| CAPÍTULO I..... | 3 |
| SITUACIÓN A INVESTIGAR | 3 |
| 1.1 Objetivos del estudio, su origen y relaciones..... | 3 |
| 1.2 Objetivos de la investigación | 4 |
| 1.2.1 Objetivo general | 4 |
| 1.2.2 Objetivos específicos | 4 |
| 1.3 Justificación..... | 5 |
| 1.4 Alcance de la investigación..... | 5 |
| 1.5 Limitaciones de investigación..... | 6 |
| CAPÍTULO II | 7 |
| GENERALIDADES | 7 |
| 2.1 Límites y ubicación geográfica del área..... | 7 |
| 2.2 Características generales del área de estudio | 9 |
| 2.2.1 Acceso al área | 9 |
| 2.3 Características físicas y naturales del área de estudio..... | 10 |
| 2.3.1 Fisiografía | 10 |
| 2.3.2 Relieve..... | 10 |
| 2.3.3 Clima..... | 10 |
| 2.3.4 Vegetación..... | 10 |
| 2.3.5 Hidrografía | 11 |
| 2.4 Geología Regional..... | 11 |
| 2.4.1 Cuenca Oriental de Venezuela..... | 11 |
| 2.5 Geología local | 26 |
| 2.5.1 Subcuenca de Maturín..... | 27 |
| 2.6 Estratigrafía del área | 30 |
| 2.6.1 Formación Vidoño | 30 |
| 2.6.2 Formación Caratas | 30 |
| 2.6.3 Formación Los Jabillos | 32 |
| 2.6.4 Formación Areo | 32 |
| 2.6.5 Formación Naricual..... | 33 |
| 2.6.6 Formación Carapita..... | 33 |
| 2.6.7 Formación La Pica | 34 |

| | |
|---|-----------|
| 2.6.8 Formación Morichito | 34 |
| 2.6.9 Formación Las Piedras | 34 |
| 2.6.10 Formación Mesa..... | 35 |
| CAPÍTULO III | 36 |
| MARCO TEÓRICO..... | 36 |
| 3.1 Antecedentes | 36 |
| 3.2 Bases teóricas | 42 |
| 3.2.1 Proceso de perforación..... | 42 |
| 3.2.2 Interpretación de perfiles (medidas indirectas)..... | 50 |
| 3.2.3 Proceso de revestir (Casing Run)..... | 51 |
| 3.3 Registros eléctricos | 57 |
| 3.3.1 Registros sínicos..... | 57 |
| 3.3.2 Registros de densidad..... | 58 |
| 3.3.3 Registro de resistividad..... | 59 |
| 3.4 Criterios de correlación | 60 |
| 3.4.1 Secciones geológicas..... | 61 |
| CAPÍTULO IV | 66 |
| METODOLOGÍA DE TRABAJO..... | 66 |
| 4.1 Nivel y diseño de la investigación | 66 |
| 4.2 Flujograma de investigación | 66 |
| 4.3 Descripción del flujograma..... | 67 |
| 4.3.1 Recopilación y revisión de la información..... | 67 |
| 4.3.2 Validación de datos de pozos..... | 72 |
| 4.3.3 Generación de una base de datos de información geológica..... | 75 |
| 4.3.4 Selección de los pozos | 77 |
| 4.3.5 Análisis de parámetros de perforación..... | 78 |
| 4.3.6 Análisis de Muestras de Canal | 79 |
| 4.3.7 Análisis de registros eléctricos de pozos..... | 80 |
| 4.3.8 Elaboración de secciones estratigráficas..... | 81 |
| 4.3.9 Conclusiones y recomendaciones | 83 |
| 4.3.10 Elaboración del informe final..... | 83 |
| CAPÍTULO V | 84 |
| ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS..... | 84 |
| 5.1 Selección de pozos | 84 |
| 5.2 Análisis de parámetros de perforación, muestras de canal y registros eléctricos. 84 | |
| 5.2.1 Análisis de los Parámetros de perforación de la Formación Carapita | 84 |
| 5.2.2 Análisis de muestras de canal de la Formación Carapita..... | 85 |
| 5.2.3 Análisis de Registros Eléctricos de la Formación Carapita | 86 |
| 5.2.4 Análisis de los parámetros de perforación de la Formación Naricual | 88 |
| 5.2.5 Análisis de las muestras de canal de la Formación Naricual | 91 |
| 5.2.6 Análisis de Registros Eléctricos de la Formación Naricual | 92 |
| 5.2.7 Análisis de los parámetros de perforación del bloque alóctono..... | 94 |
| 5.2.8 Análisis de las muestras de canal del bloque alóctono | 95 |

| | |
|---|-----|
| 5.2.8 Análisis de los registros eléctricos del bloque alóctono..... | 101 |
| 5.3 Elaboración de secciones estratigráficas..... | 102 |
| 5.3.1 Sección estratigráfica A – A’ | 102 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 105 |
| Conclusiones | 105 |
| Recomendaciones..... | 106 |
| REFERENCIAS | 108 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 2.2. Acceso al área de estudio (PDVSA, S. A. 2007)..... | 9 |
| Figura 2.3 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela www.gc.usb.ve/Petroleo/WEC_VENEZUELA_97 (Schlumberger, F. 1997). | 12 |
| Figura 2.4 Ubicación geográfica de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela | 13 |
| (www.a-Venezuela.com/mapa/img/cuenca petrolífera. jpg). | 13 |
| Figura 2.5 | 14 |
| Bloque diagramático del límite Sur de la Placa Caribe mostrando los elementos tectónicos relacionados con la Cuenca Oriental de Venezuela (Di Croce, J. 1999) ... | 14 |
| Figura 2.6 | 16 |
| Mapa tectónico del Noreste de Suramérica y sus placas circundantes. Modificado de Jácome et al (2003). | 16 |
| Figura 2.7 | 17 |
| Sección estructural mostrando unidades tectonoestratigráficas en el flanco Norte de la Subcuenca de Maturín (Schlumberger, F. 1997). | 17 |
| Figura 2.8 | 18 |
| Cuadro cronoestratigráfico de la Cuenca Oriental de Venezuela a través de un transecto regional NO-SE (tomada y modificada de Parnaud <i>et al.</i> , 1995 en Parra M., 2006)..... | 18 |
| Figura 2.9 | 19 |
| Marco geológico regional para la sedimentación en el flanco Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Oligoceno – Mioceno Temprano (Schlumberger, F. 1997). | 19 |
| Figura 2.10 | 20 |
| Sección conceptual mostrando la deposición de los sedimentos Oligoceno y Mioceno temprano (Parnaud, F. 1995)..... | 20 |
| Figura 2.11 Mapa Regional con ubicación de Localización Travi (PDVSA, S. A. 2007). | 25 |
| Figura 2.12 | 26 |
| División de la Subcuenca de Maturín y ubicación geográfica del Trend El Furrial - Quiriquire (Tomado de Nely, R., y Rives, A. 2001)..... | 26 |
| Figura 2.13 | 28 |
| Modelo Esquemático de la Subcuenca de Maturín (Modificado por Rojas, A. 1996). | 28 |
| Figura 2.14 | 31 |
| Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriental de Venezuela (http://www.pdvsa.com/lexico/)..... | 31 |
| Figura 3.1. | 40 |
| Mapa de ubicación del Levantamiento 3D Travi-Cotoperí..... | 40 |
| (PDVSA, S. A. 2008)..... | 40 |
| Figura 3.2. | 42 |

| | |
|---|----|
| Mapa de ubicación Proyecto Travi-Bosque (Modificado del Proyecto Travi-Bosque, 2007). | 42 |
| Figura 3.3 Curva de la tasa de penetración (Datalog, S. A. 1997)..... | 46 |
| Figura 3.4 Curva del Exponente “d” (Datalog, 1997)..... | 47 |
| Figura 3.5 Densidad del Lodo (PDVSA, S. A. 2008)..... | 48 |
| Figura 3.6 Densidad de las lutitas vs profundidad (PDVSA, S. A. 2008). | 49 |
| Figura 3.7 Principio de medición de la herramienta sónica | 58 |
| (Datalog, S. A. 1997). | 58 |
| Figura 3.8 Curva del registro de densidad (Datalog, S. A. 1997)..... | 59 |
| Figura 4.1. Flujograma que muestra la metodología para la elaboración del trabajo..... | 67 |
| Figura 4.2. Base de datos RIPPET (PDVSA, S. A. 2009). | 69 |
| Figura 4.3. Ventana principal del programa S.I.M.D.E (PDVSA, S. A. 2009). | 69 |
| Figura 4.4 | 70 |
| Ventana para el acceso a carpetas de pozos. (PDVSA, S. A. 2009). | 70 |
| Figura 4.5 | 71 |
| Ventanas que muestran una revisión detallada de la información a solicitar en las carpetas de pozos. (PDVSA, S. A. 2009)..... | 71 |
| Figura 4.6. | 72 |
| Imagen de la información encontrada en el Servidor (PLCGUA704) (PDVSA, S. A. 2009). | 72 |
| Figura 4.7. Menú principal de <i>OpenWorks</i> y el módulo de <i>StratWorks</i> (PDVSA, S. A. 2009). | 74 |
| Figura 4.8 Registros cargados en la base de datos (PDVSA, S. A. 2009). | 75 |
| Figura 4.9 | 77 |
| Base de datos Webchannels, para la validación de datos básicos de pozos. (PDVSA, S. A. 2009). | 77 |
| Figura 4.10 Mapa de ubicación de los pozos seleccionados | 78 |
| Figura 4.11 Mapa base de ubicación de secciones estratigráficas, a partir de la aplicación <i>Mapview</i> de <i>Stratworks</i> (PDVSA, S. A. 2009)..... | 81 |
| Figura 4.12 Elaboración de secciones estratigráficas en la aplicación <i>OpenWorks</i> (PDVSA, S. A. 2009). | 82 |
| Figura 5.1 Parámetros de Perforación del Tope Carapita, pozo TRV - 2X. | 85 |
| Figura 5.2 Lutita característica de la Formación Carapita. | 86 |
| Figura 5.3 Foraminíferos Bénticos Calcáreos " <i>Lenticulina</i> ". | 86 |
| Figura 5.4 Registros eléctricos del Tope de la Formación Carapita, del pozo TRV - 2X..... | 87 |
| Figura 5.5 Curva de calcimetría del pozo Travi – 3..... | 89 |
| Figura 5.6 Posible Zona de alta Conductividad. | 90 |
| Figura 5.7 Parámetros de perforación, pozo TRV – 3. | 91 |
| Figura 5.8 Marcadores E1 y E2..... | 92 |
| Figura 5.9 Correlación de Parámetros de Perforación con Registros Eléctricos. | 93 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5.10 Parámetros de Perforación del bloque alóctono comprendido por las formaciones: Areo, Los Jabillos, Caratas, Vidoño, San Juan, San Antonio y Querecual. | 95 |
| Figura 5.11 Lutita Glauconítica característica de la Formación Areo. | 96 |
| Figura 5.12 Pellets Glauconíticos (Marcador Operacional)..... | 96 |
| Figura 5.13 Cuarzos rosados típicos de la Formación Los Jabillos. | 97 |
| Figura 5.14 Caliza característica de la Formación Caratas. | 97 |
| Figura 5.15 Lutitas Glauconíticas. | 98 |
| Figura 5.16 Calizas rojizas con inclusiones glauconíticas. | 98 |
| Figura 5.17 Arenisca característica de la Formación San Juan..... | 99 |
| Figura 5.18 Pellets Fosfáticos. | 100 |
| Figura 5.19 Lutita gris micropirítica. | 100 |
| Figura 5.20 Margas marrones. | 101 |
| Figura 5.21 Sección estratigráfica A-A'. | 104 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 2.1 Coordenadas Geográficas y U.T.M. del área Travi (PDVSA, S. A. 2007). . | 8 |
| Tabla 4.1 Información general de los pozos TRV-2X, TRV-3, TRV4-X..... | 76 |
| Tabla 4.2 Dirección de la sección estratigráfica. | 82 |
| Tabla 5.1 Tope de la Formación Carapita..... | 88 |
| Tabla 5.2 Tope de la Formación Naricual..... | 94 |
| Tabla 5.3 Topes del bloque alóctono. | 102 |

INTRODUCCIÓN

El área del Norte de Monagas constituye una de las zonas operacionales de mayor importancia que posee Petróleos de Venezuela (PDVSA) Exploración y Producción en el ámbito nacional y actualmente es uno de los principales ejes de desarrollo petrolero del oriente del país; está ubicada al Este de Venezuela, en la región Norte del Estado Monagas, ocupando un área aproximada de 515 kilómetros cuadrados y se encuentra dividida en diferentes Campos de gran importancia dentro de los cuales se destacan en este estudio, El Furrial, Carito, Santa Bárbara, Pirital, Mulata, Jusepín, Cotoperí, Chaguaramal y Travi. Este último siendo el campo en estudio. Los yacimientos localizados en esta zona se caracterizan por ser de grandes dimensiones y profundidades, altas presiones, elevadas temperaturas, grandes heterogeneidades y complejas columnas de fluidos.

Para este estudio se tomó en cuenta la información general de los pozos, resumen diarios de operaciones, información sobre los revestidores, cementación, análisis y descripción de muestras de canal, datos de gases, parámetros de perforación, presiones de formación, registros y eficiencias de mechas, propiedades del fluido de perforación. Toda esta información conlleva a la determinación de los topes formacionales.

Por tal motivo, el propósito de este trabajo de investigación comprende una descripción de la detección de topes formacionales mediante el seguimiento geológico operacional en pozos del Campo Travi utilizando la aplicación de una metodología que permitirá recopilar, analizar, e interpretar la información oficial del área en estudio elaborando correlaciones estratigráficas; para conocer los procesos geológicos que comprende el área de estudio, con el fin de minimizar el riesgo operacional.

Este trabajo comprende cinco (5) capítulos, más las conclusiones y recomendaciones. El capítulo I: situación a investigar, describe el problema de esta investigación y los objetivos a cumplir para alcanzar la descripción. En el capítulo II, generalidades, están plasmados datos importantes para la consolidación de esta investigación, como son: ubicación del área de estudio, geología local e información del Campo Travi. El capítulo III: marco teórico, define los conceptos geológicos más resaltantes que abarca este trabajo. El capítulo IV: la metodología de trabajo, se describe de una manera detallada los procedimientos investigativos (cualitativos y cuantitativos) llevados a cabo para describir dicho estudio. Y en el capítulo V: análisis e interpretación de resultados, se describe y se muestra con detalle los resultados obtenidos en esta investigación, así como el análisis de la correlación.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Objetivos del estudio, su origen y relaciones

Dentro de Petróleos de Venezuela (PDVSA). La Gerencia de Exploración tiene un papel fundamental, en el descubrimiento de reservorios de hidrocarburos e incorporación de reservas, para cumplir con este fin se implementan metodologías capaces de optimar las actividades operacionales de perforación.

En la Gerencia de Exploración, División Oriente, en los últimos años se ha incrementado la demanda en la perforación de pozos exploratorios en el área Norte de Monagas, enfrentando retos técnicos y tecnológicos para alcanzar los objetivos más profundos, pues esta área presenta una complejidad geológica y estructural, para así determinar cuáles son los parámetros, por ello se requiere de más atención por parte del operador a la hora de efectuar el diseño del pozo y de esta forma poder contribuir con las mejoras de estos procesos reduciendo el tiempo no productivo derivado de los múltiples problemas operacionales durante la etapa de perforación de los pozos.

En la actualidad, la Gerencia de Exploración PDVSA, Puerto La Cruz cuenta con cuatro pozos exploratorios ya perforados en el Campo Travi, ubicado al Noroeste del estado Monagas, donde se requiere de una integración, revisión, validación e interpretación de la información geológica, petrofísica y sedimentológica, considerando el ambiente depositacional y la geometría del yacimiento que controla el entrapamiento de hidrocarburos, así como también toda la información acerca de las pruebas de producción (DST) aplicadas a los pozos exploratorios del Campo

Travi, con la finalidad de describir un modelo geológico que permita representar las oportunidades presentes en este campo.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Detectar topes formacionales mediante el seguimiento geológico operacional, valiéndonos de ciertos marcadores operacionales y características geológicas observables en los pozos del campo Travi, estado Monagas.

1.2.2 Objetivos específicos

1.- Generar una base datos a partir de la recopilación de información del seguimiento geológico operacional realizados en los pozos exploratorios perforados en el campo Travi.

2.- Analizar parámetros de perforación tales como: Tasa de penetración (RDP), Exponente "Dxc", Gas total, Peso sobre la mecha (PSM), entre otros, que nos ayuden a la interpretación efectiva de los datos y así lograr visualizar los cambios litológicos formacionales.

3.- Analizar muestras representativas de canal, producto de la perforación, así como indicadores litológicos que nos ayudarían a determinar marcadores operacionales y topes formacionales del área de interés.

4.- Interpretar registros eléctricos para corroborar el seguimiento geológico operacional.

5.- Elaborar correlaciones y secciones estratigráficas del área en estudios con el fin de establecer la continuidad de los topes a estimar.

1.3 Justificación

La empresa Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) en especial la Gerencia de Operaciones Geológicas perfora pozos con el fin de explorar nuevas áreas para generar reservas y producción de hidrocarburos. Al estudiar estas áreas se encuentran con un número de inconvenientes en la interpretación, como la no detección oportuna de topes formacionales que poseen zonas de diferentes regímenes de presión durante el seguimiento geológico operacional, tal es el caso del Campo Travi, ubicado en la región Norte del Estado Monagas, ocupando un área aproximada de 515 km², actualmente este campo constituye el principal eje de desarrollo petrolero del oriente del país.

Este proyecto de investigación tiene como finalidad definir un modelo de trabajo de acuerdo al análisis del seguimiento geológico Operacional realizado en diferentes pozos exploratorios, que sirva de apoyo al Geólogo de pozo para detección topes formacionales y prevención de riesgos asociados a la perforación logrando puntos óptimos de asentamientos de revestidores, garantizando así el éxito en el aislamiento de zonas de altas y bajas presiones.

1.4 Alcance de la investigación

Esta investigación abarcará los análisis geológicos como: correlaciones e interpretaciones de registros eléctricos, adquisición e interpretación de parámetros de perforación, análisis de problemas operacionales, Análisis cromatográfico e interpretación de los mismos. Análisis de muestras de canal de acuerdo a marcadores regionales observables en cada una de las formaciones ya perforadas.

1.5 Limitaciones de investigación

Los obstáculos más relevantes que pueden limitar el desarrollo de la investigación son la falta de información y el tiempo requerido para ahondar en este estudio investigativo.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Límites y ubicación geográfica del área

El área de estudio limita al Norte, con la Serranía del Interior, al Sur con el alineamiento Furrial-Tejero, al Este se extiende hasta el área de Manresa y al Oeste con el límite de los Estados Anzoátegui y Monagas. Abarca los campos Bosque, Pirital Santa Bárbara y Travi, siendo este último campo el objetivo de este trabajo de grado.

El Campo Travi se encuentra ubicado en la parte Noroeste del estado Monagas, al oriente del país; representado por una estructura que abarca un área de aproximadamente 25.540 km², además cuenta con cuatro pozos exploratorios, algunos de estos atravesaron la estructura del bloque alóctono del Corrimiento de Pirital, el cual se ubica en el flanco Norte de la Subcuenca de Maturín (Figura 2.1).

La zona de estudio del Campo Travi, abarca un área de 5.443,2 km² cuyas coordenadas U.T.M y Geográficas son mostradas en la Tabla 2.1.

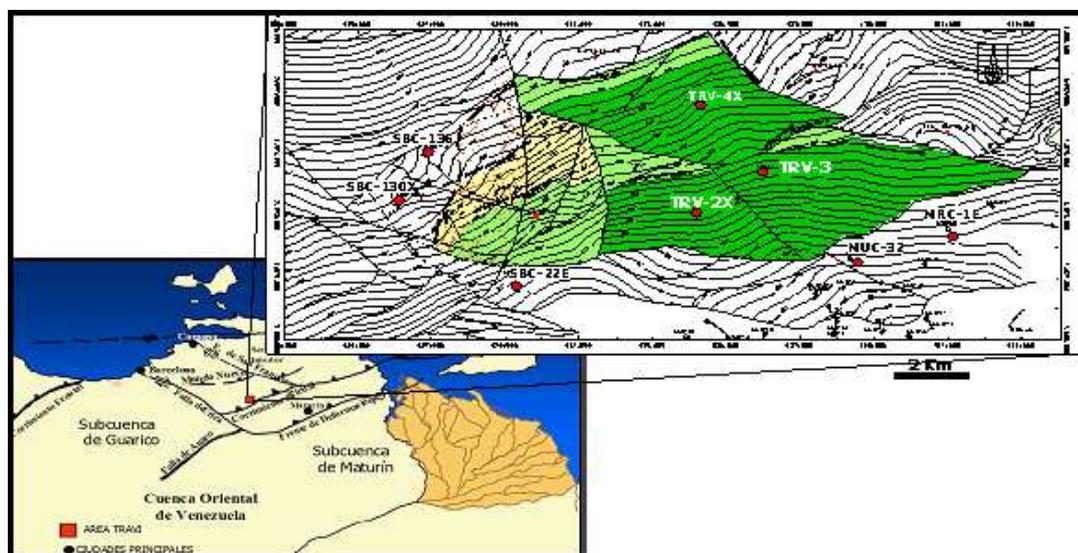


Figura 2.1. Ubicación geográfica del área en estudio. (PDVSA, S. A. 2007).

Tabla 2.1 Coordenadas Geográficas y U.T.M. del área Travi (PDVSA, S. A. 2007).

| Coordenadas | | | | |
|-------------|-----------|------------|---------------|----------------|
| Puntos | U.T.M | | Geográficas | |
| | Este | Norte | Latitud Norte | Longitud Oeste |
| 1 | 427790.00 | 1078833.00 | 9° 45'' 31' | - 63° 39'' 30' |
| 2 | 435024.00 | 1078800.00 | 9° 45'' 31' | - 63° 35'' 32' |
| 3 | 438794.00 | 1073930.00 | 9° 42'' 52' | - 63° 33'' 28' |

| | | | | |
|---|-----------|------------|------------|---------------|
| 4 | 437314.00 | 1071403.00 | 9° 41' 30" | - 63° 34' 17" |
| 5 | 432538.00 | 1071066.00 | 9° 41' 19" | - 63° 36' 53" |

2.2 Características generales del área de estudio

2.2.1 Acceso al área

Las facilidades de producción más cercanas al campo Travi son el centro operativo MUSCAR, ubicada a 7,5 km, y el patio de tanques Travieso ubicado a 12.5 km aproximadamente de los pozos de dicho campo (Figura 2.2).

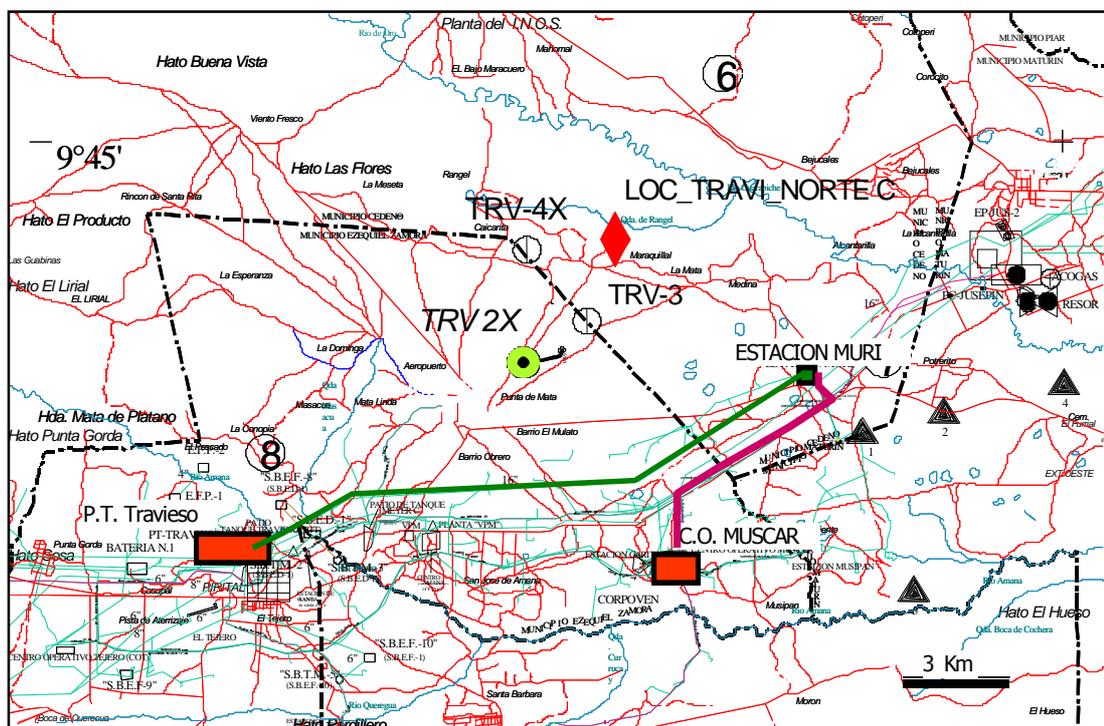


Figura 2.2. Acceso al área de estudio (PDVSA, S. A. 2007).

2.3 Características físicas y naturales del área de estudio

2.3.1 Fisiografía

El área forma parte de la región de los Llanos Orientales y presenta dos unidades de paisaje bien definido; la unidad de Mesa y la unidad del valle del río Amana, donde se presentan terrazas y farallones (Wikipedia, 2010).

2.3.2 Relieve

Se caracteriza por la presencia de grandes extensiones planas (Llanos bajos de Monagas) al sur. Al norte se encuentra la Cordillera Oriental o Macizo Oriental, una pequeña estribación de la Cordillera de la Costa (Wikipedia, 2010).

2.3.3 Clima

Una alta temperatura, entre los 28 y 35 °C, caracteriza a la entidad en sus sectores más bajos. La franja del norte, colindante con el estado Sucre, presenta un período de lluvias prolongado y un corto período de sequía. En el sur, el clima dominante es el de sabana. El nivel de las precipitaciones fluctúa entre los 530 y 1400 mm al año (Wikipedia, 2010).

2.3.4 Vegetación

La vegetación es la típica intertropical. Hay una vegetación de matorral espinoso, cujíes y especies xerófilas de pequeña talla, así como una vegetación herbácea y arbolada en las áreas de transición. Variedades resistentes o adaptadas al ambiente del estado son: cuajo, jabillo, jobo, mangle, pino caribe, palma de moriche, ceiba y algarrobo (Wikipedia, 2010).

2.3.5 Hidrografía

Existen dos cuencas: Cuenca del Orinoco y Cuenca del Río San Juan. A la primera pertenecen los ríos Orinoco, Uracoa y Morichal Largo. A la segunda cuenca los ríos Guarapiche, Amana, Guanipa, Colorado, Río de Oro y San Juan. Algunos ríos como el Guarapiche nacen en las montañas del norte del estado; otros, como el Guanipa o el Amana, provienen de Anzoátegui (Wikipedia, 2010).

2.4 Geología Regional

2.4.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela está situada en la zona Centro-Este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural, limitada al Sur por el río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hasta el Este de Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento de El Baúl, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao; al Norte por el cinturón móvil de las Serranías del Interior, Central y Oriental; hacia el Este la Cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en la plataforma continental del Atlántico, al Este de la costa del Delta del Orinoco, siendo ésta una nueva área para la explotación de hidrocarburos. En su totalidad tiene una longitud aproximada de 800 Km en sentido oeste-este, un ancho promedio de 200 Km norte a sur y comprende la mayor parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y la mitad sur de Trinidad (Schlumberger, F. 1997) (Figura 2.3).

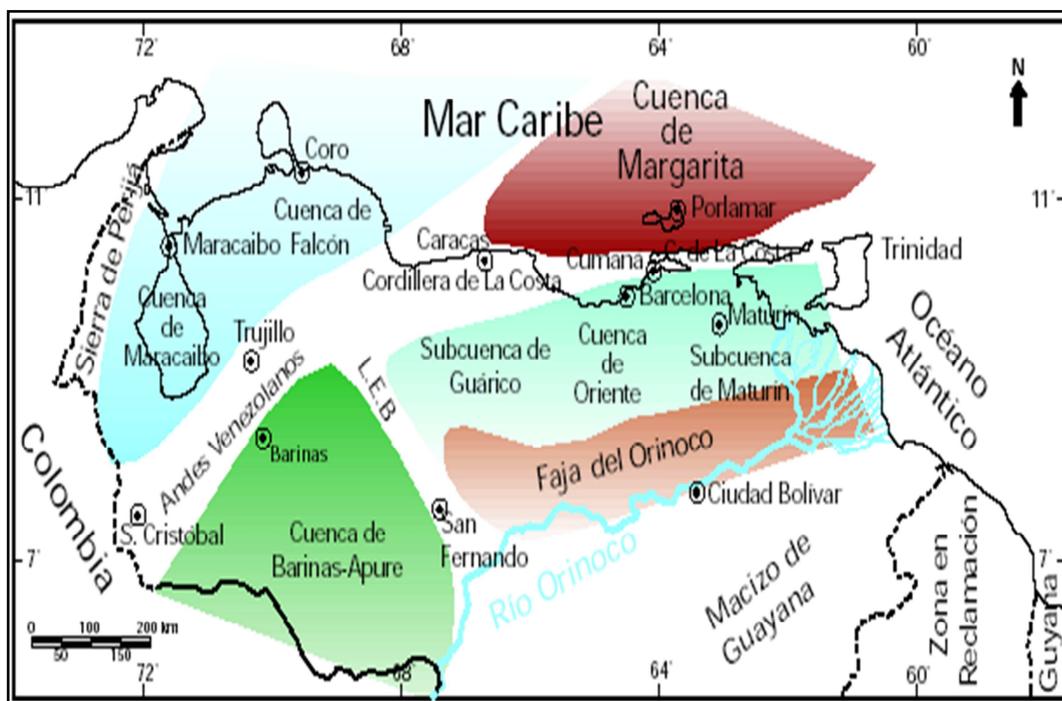


Figura 2.3 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela
www.gc.usb.ve/Petroleo/WEC_VENEZUELA_97 (Schlumberger, F. 1997).

La Cuenca Oriental de Venezuela es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela, esta cuenca es asimétrica con un flanco norte más pendiente hacia el Norte, más tectonizado, conectado a la zona fallada y plegada del flanco Sur de las cordilleras del Sistema Montañoso del Caribe (Figura 2.4).

contra la placa Sudamericana que presenta un movimiento relativo Noroeste. Dicha cuenca es antepaís (cuenca “foreland”) asociada al cinturón transpresional del Norte de Venezuela (Di Croce, J. 1999).

Como se observa en la figura 2.5, la cuenca limita al Sureste con el margen pasivo Atlántico y el basamento Precámbrico-Paleozoico infrayace a esta, extendiéndose hasta la Serranía del Interior Oriental. En el margen Este, se observa la litosfera Atlántica subduciendo hacia el Oeste por debajo del arco de islas Antillanas (subducción océano-océano).

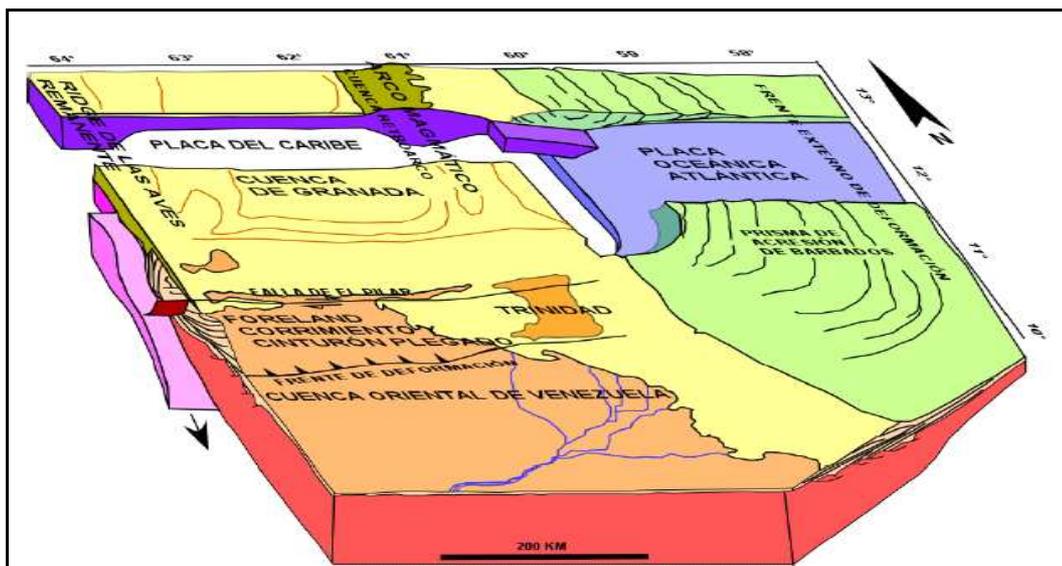


Figura 2.5 Bloque diagramático del límite Sur de la Placa Caribe mostrando los elementos tectónicos relacionados con la Cuenca Oriental de Venezuela (Di Croce, J. 1999)

La evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela, a partir del Paleozoico, puede ser dividida en cuatro episodios principales (Eva, A., Burke, K., Mann, P., Wadge, G., 1989, citado en Parnaud et al., 1995).

1. Pre- apertura (Pre-Rift) durante el Paleozoico.
2. Apertura (Rift y drifting) durante el Jurásico e inicios del Cretácico.
3. Margen pasivo entre el Cretácico y el Paleógeno.
4. Margen activo (Cinturón de corrimientos y cuenca antepaís) a partir del Paleógeno y hasta el presente.

El movimiento hacia el Este – Sureste de la placa Caribe respecto a Suramérica, ha dominado la tectónica del Noreste venezolano desde principios del Cenozoico (Mann, P., Schubert, C., Burke, K. 1990). El límite Sur del Caribe es una zona de gran complejidad que comienza en Colombia e involucra las fallas transcurrentes de Boconó, San Sebastián y El Pilar (Figura 2.6), esta última en el oriente venezolano (Hung, E. 1997).

Al Sur de la Falla de El Pilar, la cordillera del oriente venezolano está integrada por los afloramientos de la Serranía del Interior, y por un cinturón de corrimientos soterrado, que se extiende por debajo de la cuenca Miocena de Maturín (Roure, F., Carnevali, J., Gou, Y. and Subieta, T. 1994). Dentro de este cinturón se ubica el área de Travi.

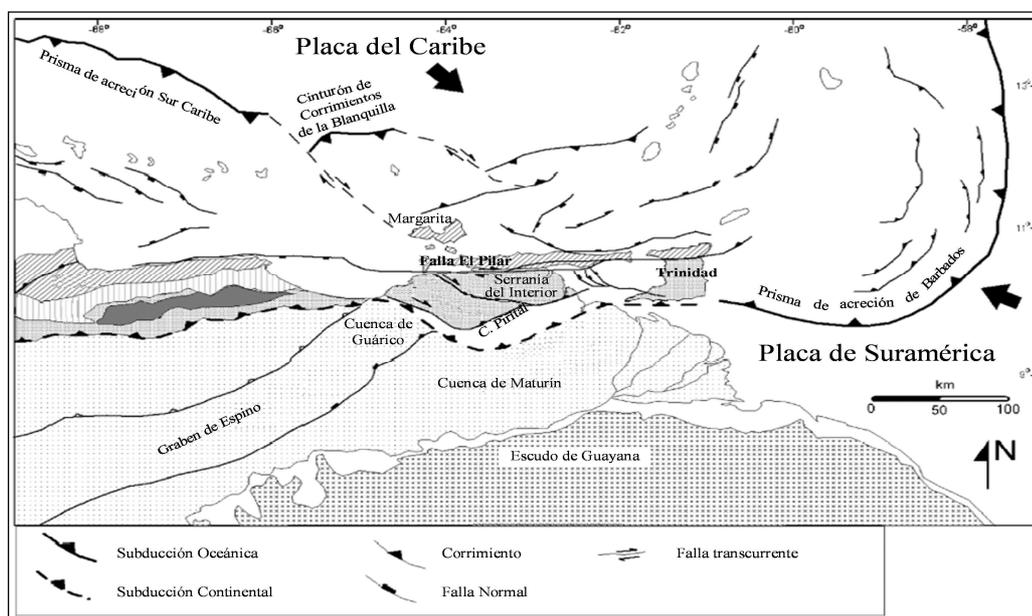


Figura 2.6 Mapa tectónico del Noreste de Suramérica y sus placas circundantes. Modificado de Jácome et al (2003).

2.4.1.3 Evolución tectonoestratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela para la sucesión Oligoceno al Mioceno Inferior: después de la fuerte regresión del Eoceno Tardío, se inicia una transgresión general hacia el sur sobre la plataforma de Guayana. En el oriente de Venezuela subsiste una plataforma abierta hacia el Norte y Noreste sobre el Atlántico, la cual perdura hasta finales del Mioceno temprano. Sin embargo, a partir del Oligoceno terminal – Mioceno basal, esta plataforma se hunde y recibe la mayor parte de su relleno terrígeno desde el noroeste y el sur. Esta fuente noroccidental corresponde al alóctono Caribe (Napa Piemontina de Villa de Cura, etc.), en curso de tectonización transgresiva hacia el Este (Aguasuelos Ingeniería, 1990) (Figura 2.7).

Durante el Oligoceno finalizó la megasecuencia de Margen Pasivo cuando esta fue interrumpida por la colisión de la Placa del Caribe contra la Placa Suramericana por lo que la cuenca pasó a ser una cuenca *foreland*. La colisión oblicua migró

progresivamente hacia el este durante el Oligoceno – Mioceno temprano, dividiendo la cuenca *foreland* en tres áreas (1) un área correspondiente a la zona de plataforma, (2) una zona central correspondiente al *foredeep* y (3) una región al norte correspondiente al área sobrecorrida. (Parnaud, F. 1995).

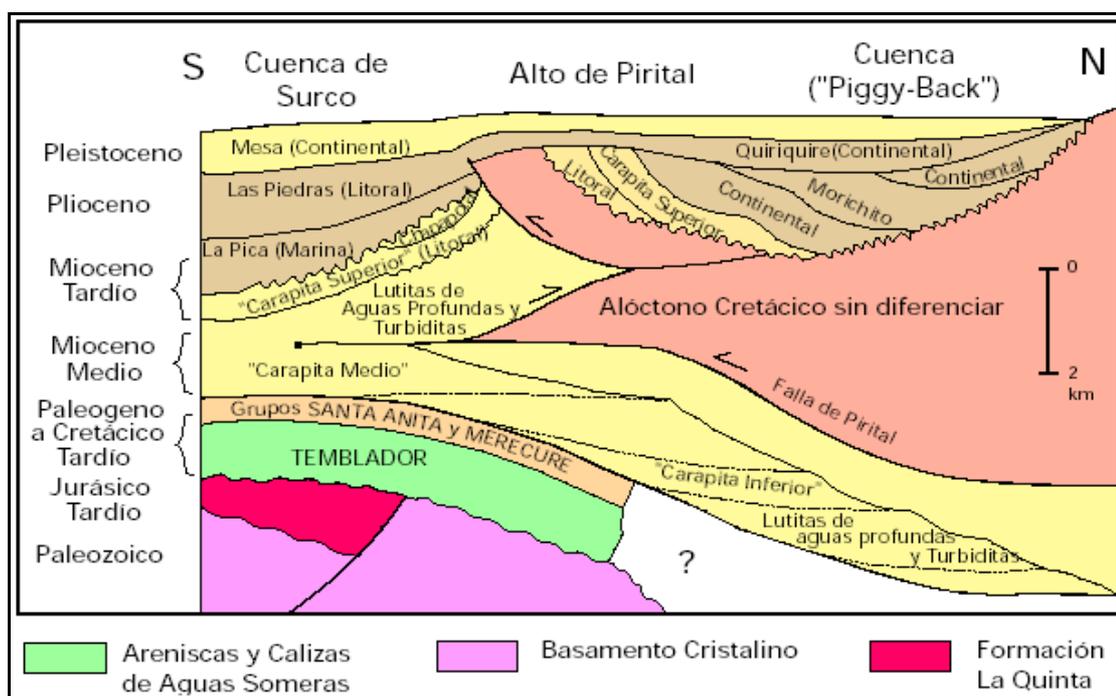


Figura 2.7 Sección estructural mostrando unidades tectonoestratigráficas en el flanco Norte de la Subcuenca de Maturín (Schlumberger, F. 1997).

Para la sucesión del Oligoceno – Mioceno Inferior, la transgresión general se inicia con la sedimentación de las areniscas basales de la Formación Naricual, depositada en un ambiente continental en la parte Sur de la cuenca y en un ambiente de plataforma interna en la parte Norte de la cuenca. La Formación Naricual representa el principal yacimiento del área de El Furrial (Parnaud, F. 1995) (Figura 2.8).

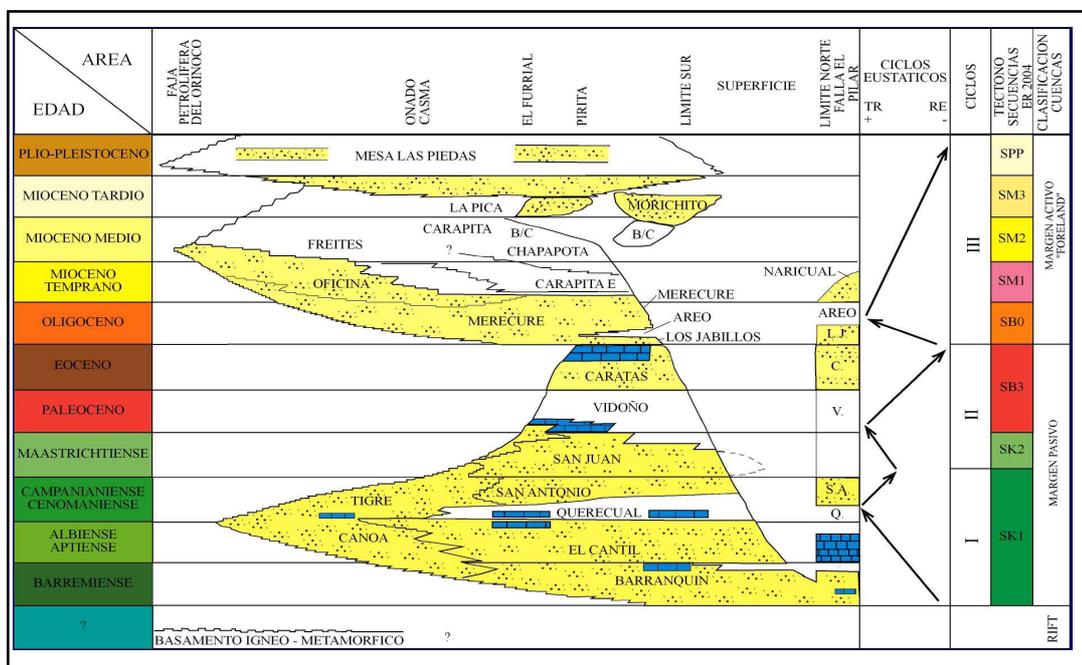


Figura 2.8 Cuadro cronoestratigráfico de la Cuenca Oriental de Venezuela a través de un transecto regional NO-SE (tomada y modificada de Parnaud *et al.*, 1995 en Parra M., 2006)

Igualmente, para la sucesión del Mioceno Inferior se plantea una doble fuente de sedimentos, una ubicada al Norte, como bordeando un frente de corrimientos (depósitos de la Formación Naricual), mientras que al Sur tendría una fuente de interior de Cratón; depositando las formaciones La Pascua y Roblecito, y su equivalente lateral denominada Formación Naricual en el subsuelo del flanco Sur de la subcuenca de Maturín (Schlumberger, F. 1997) (Figura 2.9).

La Formación Naricual en su región tipo es marcadamente diferente a la definida en el subsuelo en lo referente a su marco tectónico de sedimentación.

Al principio del Mioceno Temprano, por primera vez, la fuente detrítica principal se ubica al Noroeste. En las cercanías de Barcelona se depositan más de 1500 metros de molasa con niveles de carbón pertenecientes a la Formación Naricual, acumulados en ambientes de plataforma interna muy subsidente e inestable. Hacia el sur y el Norte, la plataforma queda abierta sobre el dominio del Océano Atlántico. Hacia el noroeste, el alóctono Caribe Central está en proceso de levantamiento y desplazamiento hacia el Este. Su erosión intensa alimenta las molasas arenoso-lutíticas de la Formación Naricual y lutíticas de la Formación Carapita (Schlumberger, F. 1997).

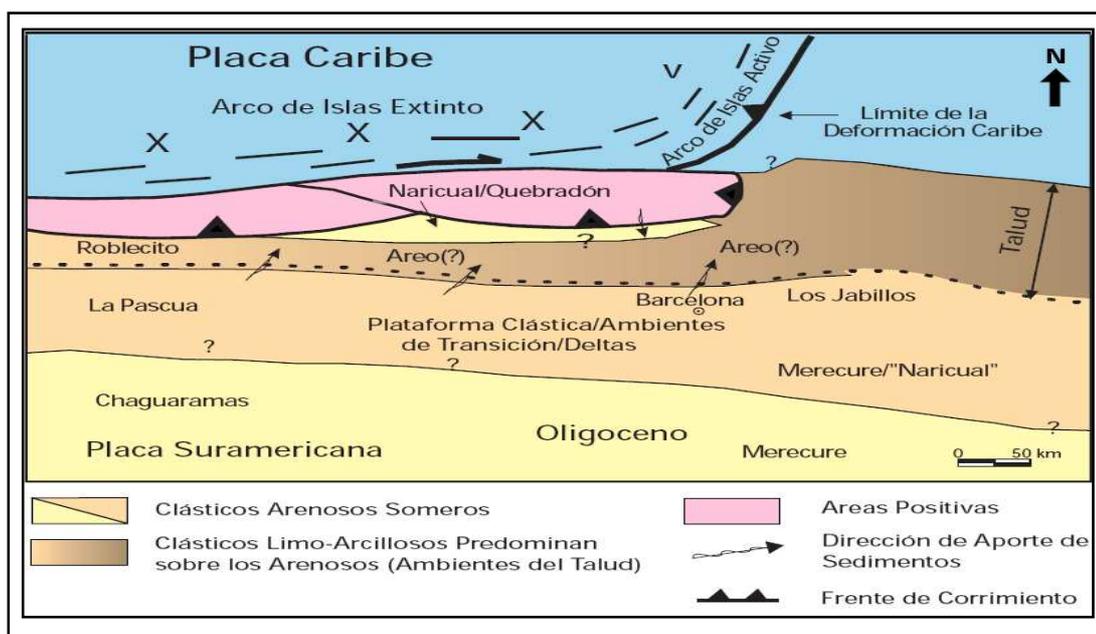


Figura 2.9 Marco geológico regional para la sedimentación en el flanco Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Oligoceno – Mioceno Temprano (Schlumberger, F. 1997).

2.4.1.4 Depósitos del Oligoceno - Mioceno temprano en el área de estudio: la sucesión del Oligoceno y Mioceno temprano en la subcuenca de Maturín está representada por la Formación Naricual desde la provincia extensional al sur hasta la deformacional frontal en el piedemonte, al Sur de la Serranía del Interior, donde pasa

Este primer levantamiento motivó una erosión de gran parte del Oligoceno de la Formación Areo. Un Segundo levantamiento espasmódico se registra en el tope de la Zona “*Globorotalia foshi*” y por consiguiente, durante el período subsiguiente erosivo, los sedimentos de la Formación Carapita fueron extensamente erosionados excepto en el centro o eje profundo de la cuenca, donde continuó la sedimentación hasta la Zona “*Globorotalia menardii*” en ambientes someros y salobres. Pasada esta segunda pulsación orogénica aparece discordantemente sobre la Formación Carapita un nuevo horizonte de ambiente marino somero denominado Formación La Pica. Según Lamb, J., y De Sisto, J. (1963) el espesor de sedimentos removidos por el levantamiento de la cresta de Pirital entre el primer levantamiento y la nueva invasión marina de la Formación La Pica fue del orden de los 3.000 m.

La Formación Carapita muestra dos intervalos arenosos separados por un intervalo intermedio lutítico, quizás indicativos de oscilaciones de la cuenca con regresión-transgresión - regresión. La situación es más compleja, ya que mientras el intervalo arenoso superior muestra ciertamente rocas sedimentadas en aguas llanas (conglomerados con granos de caliza en matriz arenosa, capas de areniscas y lutitas), en el intervalo inferior se observan areniscas bien gradadas, areniscas de “sal y pimienta” con gránulos de calizas, ftanitas y lutitas, quizá indicativo de ambientes turbidíticos. Así pues parece ser que de base a tope la Formación Carapita registra el final de la regresión o inicio de la transgresión, seguido por el avance máximo de la transgresión, inestabilidad de la cuenca y sedimentación más profunda, abisal, de turbiditas durante el Oligoceno Superior al Mioceno Medio (Hedberg, H. 1937).

Las turbiditas se depositaron entre la zona de fósiles tipo “*Globorotalia fohsi peripheroronda*” y “*Globorotalia fohsi lobata/robusta*” identificadas en la Formación Carapita por debajo y por encima, respectivamente, de las turbiditas.

El límite Norte de la invasión marina está determinado por el Arco de Pirital - Jusepín en cuyo flanco sur se depositaron lentes de arenas finas características y productoras de petróleo de la Formación La Pica. Hacia el centro de la cuenca la Formación La Pica pasa transicionalmente a la Formación Freites de ambiente plataformal. El levantamiento Pirital - Jusepín fue una barrera que impidió la sedimentación más al norte de la Formación La Pica. Sin embargo del otro lado de la barrera se depositó el equivalente de la Formación La Pica denominada Formación Morichito, constituida por clásticos gruesos, conglomerados mal escogidos, areniscas y limolitas, de ambiente continental y abanicos torrenciales (Hedberg, H. 1937; Mencher, E. 1951).

Por otra parte, durante la sedimentación de la Formación Carapita en el centro de la cuenca en su flanco sur sobre la plataforma erosionada del borde norte del Escudo de Guayana la sedimentación se inició con la parte basal de la Formación Merecure, depositada discordantemente sobre un basamento erosionado cretácico. Sobre la Formación Merecure se deposita transicional la importante Formación Oficina, la mayor productora de petróleo de la Cuenca Oriental de Venezuela (Lamb, J., y Sulek, J. 1965).

Los primeros trabajos se remontan a Hedberg, H., y Pyre, A. (1944), que formalizaron el término de Formación Naricual en el subsuelo de los campos petrolíferos de Anaco, para sustituir al término "Formación Periquito". La descripción litológica de la Formación Naricual indica más del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada, comúnmente con sobrecrecimientos secundarios de cuarzos. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcilitas ferruginosas y ocasionales lignitos. Se caracteriza por un conjunto mineralógico sencillo, aunque localmente el conjunto granate-cloritoide de

la Formación Oficina se extiende a Naricual; brookita y anatasa son más abundantes que en la Formación Oficina (PDVSA, S. A. 2010).

La Formación Naricual se compone de un tramo inferior de 488 m de lutitas carbonosas, lutitas arenosas y areniscas, un tramo medio de 914-1.067 m que contiene los "paquetes" carboníferos de Santa María, Mallorquín y Aragüita, y un intervalo superior de 457 m de areniscas gruesas intercaladas con lutitas grises no-fosilíferas y algunos carbones. Las areniscas son típicamente masivas, de color claro, cuarzosas, friables a cuarcíticas y de grano medio a grueso (Hedberg y Pyre, 1944; en: Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2001). Hacia el Este, describió 15% a 25% de arenisca blanca y cuarzosa, hasta 1% de carbón y 75%-85% de lutita lignítica, lutita arenosa y limolita, todo finamente laminado (PDVSA, S. A. 2010).

El área de Travi representa el sector interno de la escama del Furrial, y está ubicada por debajo del corrimiento de Pirital. El anticlinal del Furrial (en sentido estricto) involucra una secuencia Mioceno – Cretácico inferior, de 4000 a 6000 pies de espesor, mientras que la región interna de la escama muestra un considerable engrosamiento y alcanza entre 8000 y 1000 pies. Este cambio obedece a un nivel de despegue más profundo que involucra sedimentos Cretácicos más antiguos en la deformación. Dentro de la escama de Furrial, existen una serie de fallas inversas cuyo desplazamiento es mucho menor al del corrimiento principal del Furrial, en un rango de 1 a 5 km. Sin embargo, estas fallas son lo suficientemente importantes para definir trampas estructurales independientes (PDVSA, S. A. 2001).

2.4.1.5 Síntesis Regional: el área de Travi está enmarcada dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la Subcuenca de Maturín. Esta provincia geológica es producto de una compleja evolución tectónica, que involucra cuatro fases principales: pre-apertura, apertura, margen pasivo y margen activo. El sistema petrolífero del área está directamente controlado por las dos últimas fases de desarrollo de la cuenca. La

roca madre y reservorio se depositaron durante el período de margen pasivo, mientras que la roca sello, la formación de la trampa y todos los procesos de maduración, expulsión y entrapamiento han sido controlados a escala regional, por la colisión oblicua entre las placas Caribe y Suramericana durante esta última etapa de margen activo (PDVSA, S. A. 2001).

El patrón observado en la Serranía del Interior involucra corrimientos, retrocorrimientos y rampas laterales, que controlan la geometría y disposición de las estructuras. Este patrón se repite a diferentes escalas, y se extiende a las estructuras soterradas que representan las trampas del Norte de Monagas (PDVSA, S. A. 2001).

Existen muchos corrimientos que afectan al área de Travi, pero el principal es el de Pirital, el cual marca el límite del cinturón plegado hasta alcanzar la superficie (Bloque Alóctono Terciario/Cretácico). Se estima un desplazamiento horizontal de 20-30 Km y un desplazamiento vertical de 4-5 Km (Di Croce, J. 1999). La colisión de la Placa del Caribe contra la Placa Suramericana, durante el Mioceno Medio-Tardío, originó esta serie de rasgos tectónicos en la región oriental de Venezuela (Figura 2.11).

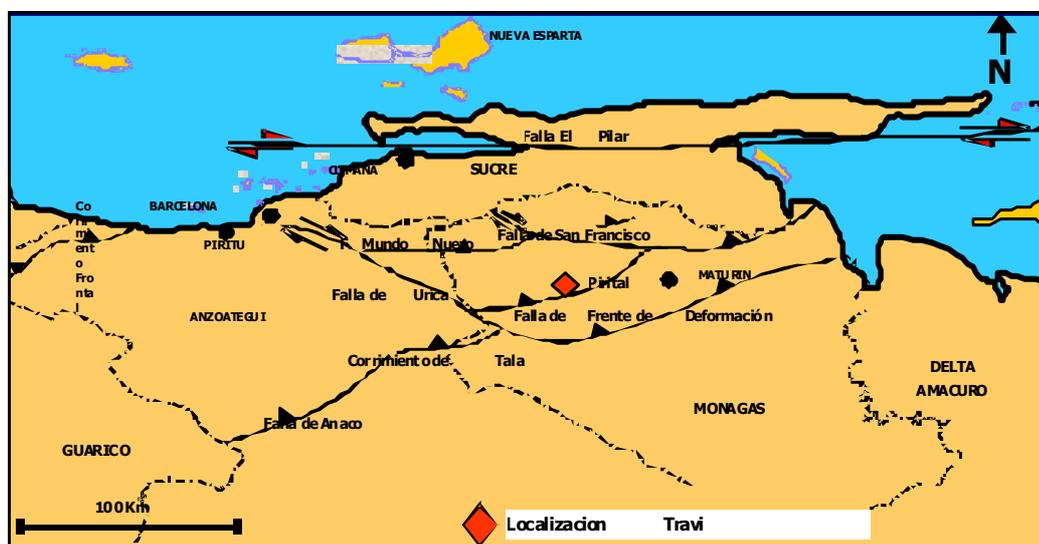


Figura 2.11 Mapa Regional con ubicación de Localización Travi (PDVSA, S. A. 2007).

El trend de El Furrial - Quiriquire se localiza en la parte Norte, de la Subcuenca de Maturín (Figura 2.12). y representa una combinación de oportunidades (plays) petrolíferos tradicionales someros (en la Formación La Pica) y profundos (Formaciones Carapita y San Juan). Los yacimientos someros en el Norte producen petróleo crudo de gravedad media, mientras que los yacimientos más profundos de la parte Sur y Oeste producen una mezcla de petróleo liviano y mediano (Nely, R., y Rives, A. 2001).

Se conocen cuatro campos supergigantes de petróleo: El Furrial - Musipán con 1.200 a 2.200 millones de barriles, El Carito con 2.450 millones de barriles, Bosque - El Tejero con 1.000 millones de barriles y Quiriquire con 760 millones de barriles. Las reservas en gas son inmensas y se estimó (Erlich, R., y Barret, S. 1992), las reservas combinadas de El Carito y el Furrial - Musipán en 210.000 millones de pies cúbicos.

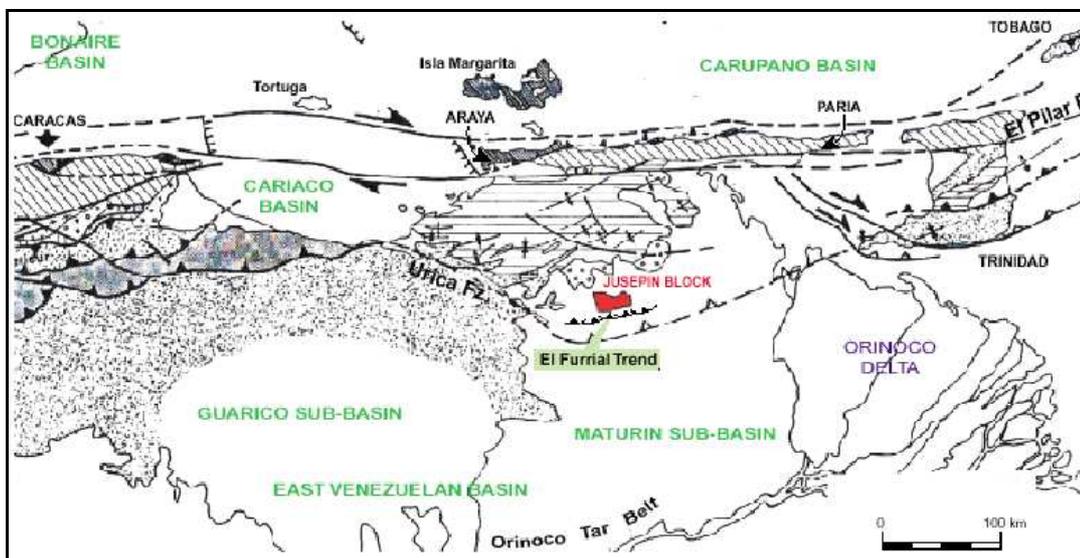


Figura 2.12 División de la Subcuenca de Maturín y ubicación geográfica del Trend El Furrial - Quiriquire (Tomado de Nely, R., y Rives, A. 2001).

2.5 Geología local

Toda la Cuenca Oriental de Venezuela se inclina hacia el Este, de manera que su parte más profunda se encuentra al Noroeste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas, se subdivide en dos Subcuencas a saber: Subcuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín, siendo esta última donde se desarrolla esta investigación. Ambas subcuencas están separadas por el Arco de Urica y los pozos de estudio se encuentran ubicados dentro de la misma.

2.5.1 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín, de rumbo N 50-60° E, constituye la parte Este de la Cuenca Oriental de Venezuela, además de ser la principal unidad petrolífera de esta cuenca. Esta subcuenca es asimétrica y alargada. El flanco Sur de la subcuenca de Maturín, se encuentra apoyado sobre el basamento ígneo metamórfico del Escudo de Guayana y está caracterizado por su régimen extensivo. Su flanco Norte, donde se encuentra el Norte del Estado Monagas, se caracteriza por estructuras compresivas, asociadas a la transcolisión oblicua de la placa del Caribe con la placa Suramericana en el Oligoceno (Rojas, A. 1996).

El origen de la Subcuenca de Maturín puede ser explicado por la sobrecarga de cabalgamiento encima del escudo de Guayana, lo cual dió como resultado una diferencia en la compresión isostática produciendo el arqueamiento hacia el Norte de la superficie en la placa Suramericana. El bloque autóctono limita al Norte con el Corrimiento de Pirital y al Sur con el Río Orinoco. En ese bloque se encuentran dos provincias; una compresiva que abarca el área del Norte de Monagas, donde se desarrolla un sistema de fallas inversas, corrimientos y cabalgamiento, y una extensiva que comprende el área Mayor de Oficina, con fallas normales al rumbo, aproximado Este-Oeste y buzamientos Norte-Sur. (Figura 2.13) (Rojas, A. 1996).

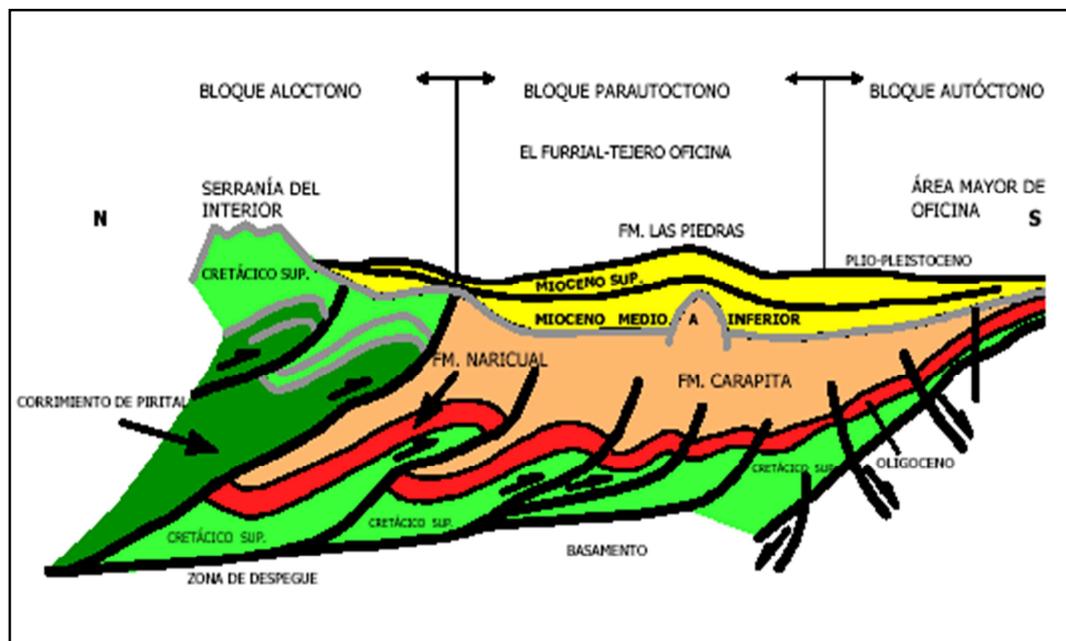


Figura 2.13 Modelo Esquemático de la Subcuenca de Maturín (Modificado por Rojas, A. 1996).

La deformación estructural y los acunamientos de las unidades estratigráficas hacia el Sur definen los dominios: Uno al Norte del Corrimiento de Pirital y otro al Sur. En la Serranía del Interior la roca madre principal se encuentra representada por el Grupo Guayuta y parcialmente por la Formación Querecual (calizas y lutitas), mientras que para los campos situados al Norte de Monagas se destaca la Formación Naricual por tener afinidad y ser carbonosa.

Las rocas yacimientos más importantes son de edad Terciaria, en los campos del Norte de Monagas están constituidos por las formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos, y Caratas. Las unidades sellos regionales, importantes para la secuencia Cretácico-Terciaria en el flanco Norte de la subcuenca, son las formaciones Vidoño, Areo y Carapita. Estas dos últimas tienden a ser contenedoras de yacimientos

lenticulares. También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de la Formación San Juan (Cretácico Tardío), y en unidades tan jóvenes como las formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras-Quiriquire (molasa Mio-Pliocena) revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como las del Campo El Furrial, para el entrapamiento de los hidrocarburos.

Hacia el Sur de la Subcuenca de Maturín, en los campos de Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades la Formación Freites, suprayacente, también constituye un sello regional de gran importancia. Los principales campos petrolíferos de Oeste a este y en el Norte de Monagas son: Los del Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Oroqual, Boquerón y Pedernales (PDVSA, S. A. 2001).

La secuencia estratigráfica que se encuentra en el Campo Travi, está representada de base a tope por basamento Cretácico perteneciente a las Formaciones San Juan, San Antonio y Querecual, así como también está compuesta por la Formación Caratas de edad Eoceno Temprano a Tardío; Los Jabillos, Areo y Narical pertenecientes a la edad Oligoceno y Carapita de edad Mioceno. Posteriormente se tiene el inicio de la secuencia que está constituida por las Formaciones La Pica y Morichito correspondientes al Mioceno. Por último se tienen sedimentos del Plioceno-Pleistoceno representando el tope de la secuencia estratigráfica constituido por la Formación Las Piedras y la Formación Mesa, respectivamente.

A continuación se presenta de base a tope una descripción breve de cada una de las Formaciones que constituyen el campo de estudio, siendo las más representativas de carácter regional y se encuentran ilustradas en la Figura 2.14.

2.6 Estratigrafía del área

2.6.1 Formación Vidoño

Según Hedberg, H. y Pyre, A. (1944) la formación es de edad Paleoceno y su paleoambiente es marino profundo; está constituida por lutitas oscuras, ricas en foraminíferos, con capas menores de areniscas y limolitas calcáreas duras, con glauconita. En la sección tipo la Formación Vidoño consiste de una secuencia de lutitas negras, silíceas, y calcáreo-arenáceas, frecuentemente glauconíticas y piritosas, con intercalaciones menores de limolitas calcáreas, gris verdoso y areniscas de grano fino, gris oscuro, de espesores centimétricos (Macsoy, O., V. Vivas, de Bellizia. N y A. Bellizia. 1986). Renz, H. (1962) indica que las lutitas de la Formación Vidoño contienen foraminíferos - planctónicos que abarcan desde la Zona de “*Globotruncana gansseri*” del Maastrichtiense Tardío (Bolli, H. 1957), hasta la Zona de “*Globorotalia rex*” del Eoceno Temprano extremo.

2.6.2 Formación Caratas

El término fue llevado a rango formacional por Hedberg, H. (1950). Consiste en una secuencia compleja de limolitas pluridecamétricas y areniscas plurimétricas, que pueden ser marcadamente glauconíticas, dolomíticas o calcáreas (Hedberg, H. y Pyre, A. 1944). La base de la Formación Caratas es concordante y diacrónica sobre la Formación Vidoño; el contacto se coloca en la primera arenisca que suprayace las pelitas monótonas de la unidad infrayacente. En base a la fauna de foraminíferos planctónicos, la edad de la Formación Caratas se ha sugerido como Eoceno Temprano a Tardío y su paleoambiente es marino de aguas someras.

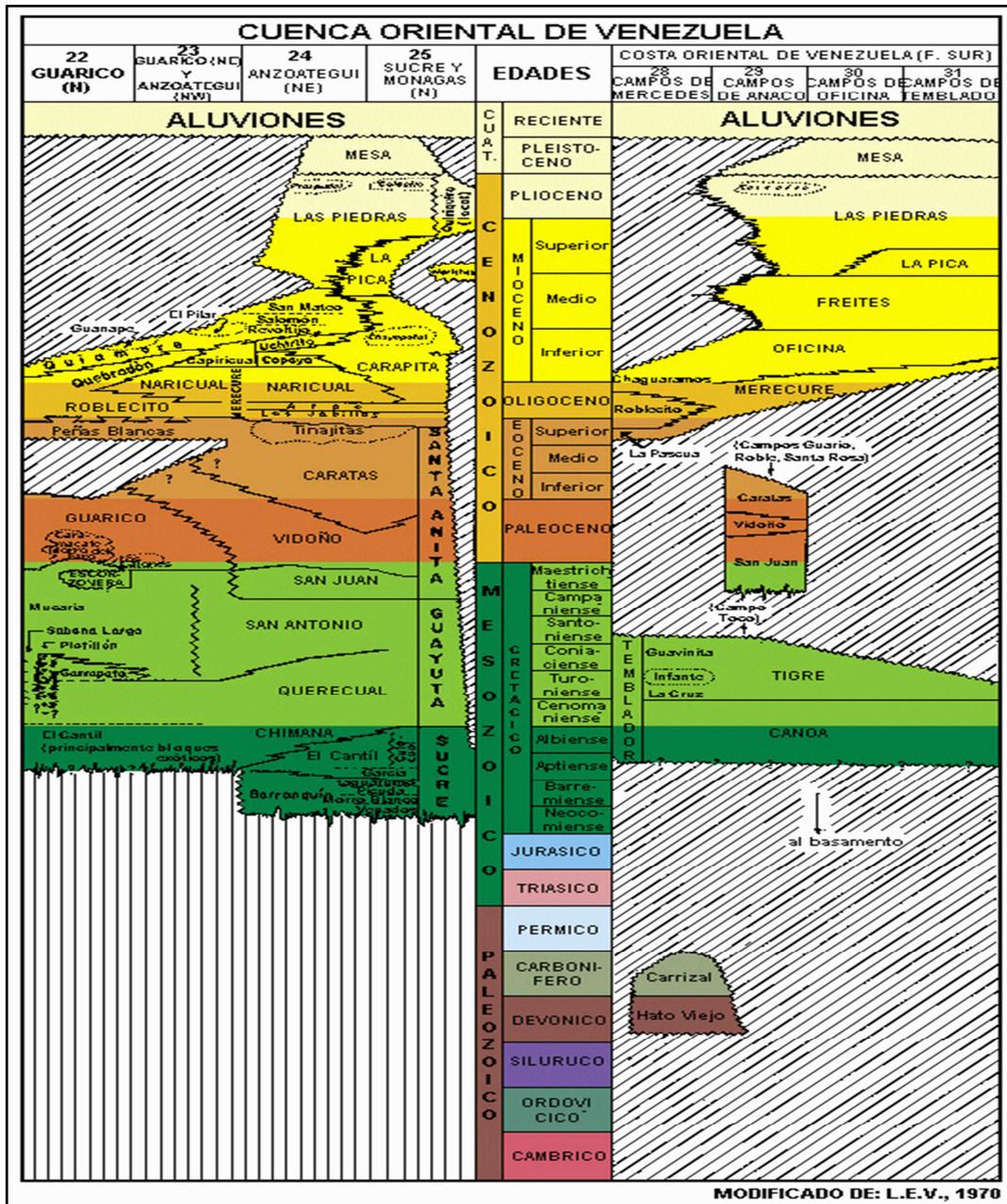


Figura 2.14 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriental de Venezuela (<http://www.pdvsa.com/lexico/>)

2.6.3 Formación Los Jabillos

Hedberg, H. (1950) elevó este paquete de arenas al rango de formación. De Sisto, J. (1972) describió a Los Jabillos en el campo La Vieja como "areniscas gruesas y macizas, comúnmente claras a gris rosado, de grano medio a grueso, muy duras y cuarcíticas, intercaladas con capas delgadas de lutitas y algunas capas de carbón". Lamb, J. (1964) coloca la formación en la Zona "*Globigerina ampliapertura*", de edad Oligoceno Temprano y de paleoambiente marino litoral, basado en su posición estratigráfica, en el río Aragua, por debajo de la Formación Areo.

2.6.4 Formación Areo

En la descripción original, Hedberg, H. (*op. cit.*) menciona, como litología predominante, lutitas gris con capas delgadas de concreciones, glauconíticas, de ferrolita amarillenta a rojiza, asociadas con moluscos. Además, capas ocasionales de areniscas cuarcíticas duras, gris claro a blanco, de 1 a 10 m de espesor, con fracturas perpendiculares a la estratificación. Se encuentran también algunas calizas duras y delgadas. Salvador, A. (1964), en el área de Tinajitas, describe lutitas calcáreas gris-verdoso, limolitas verdosas y glauconíticas con foraminíferos y areniscas de grano fino, duras, grises y arcillosas. Lamb, J. (1964) menciona limolitas gris muy fosilíferas y lutitas gris oscuro, en la sección del río Aragua. Socas, M. (1991) describió a un Areo atípico en el área de Naricual: lutitas gris oscuras con diques de arenisca e intercalaciones de limolitas y areniscas delgadas con cemento calcáreo y concreciones ferruginosas alrededor de fósiles bivalvos. Esta formación es de edad Oligoceno y su paleoambiente es batial superior.

2.6.5 Formación Naricual

Hedberg, H. (1950, p. 1196-1199) elevó el miembro Naricual al rango de Formación. La formación se compone de un tramo inferior de 488 m de lutitas carbonosas, lutitas arenosas y areniscas, un tramo medio de 914-1.067 m que contiene los "paquetes" carboníferos de Santa María, Mallorquín y Aragüita, y un intervalo superior de 457 m de areniscas gruesas intercaladas con lutitas grises no-fosilíferas y algunos carbones. Las areniscas son típicamente masivas, de color claro, cuarzosas, friables a cuarcíticas y de grano medio a grueso (Hedberg y Pyre, *op. cit.*). Peirson, A. (1965) concluyó, basándose en relaciones estratigráficas con formaciones fosilíferas adyacentes, que Naricual se sitúa en el Oligoceno Tardío y Mioceno Temprano y su paleoambiente es deltáico.

2.6.6 Formación Carapita

El nombre de Formación Carapita fue introducido y publicado originalmente por Hedberg, H. (1937). En el subsuelo, la Formación Carapita está presente en el norte de Monagas, extendiéndose hacia el este por debajo del golfo de Paria (Renz *et al.* 1963). Consiste casi exclusivamente de lutitas de color gris oscuro a negro, macizas, a menudo lustrosas, en general calcáreas y con un alto contenido de foraminíferos. Localmente pueden ser piríticas o glauconíticas (Stainforth, R. 1971). En términos generales, las areniscas son escasas y solo se presentan en las áreas donde la Formación Carapita pasa gradualmente a las formaciones Oficina al sur y Capiricual al oeste, o donde está presente el Miembro Chapapotal, constituido por areniscas lenticulares turbidíticas. En base a las zonas de foraminíferos planctónicos establecidas para la formación, la edad de la unidad abarca desde el Oligoceno, hasta la Zona de "*Globigerina ciperensis*", hasta el Mioceno Medio, Zona de "*Globorotalia menardii*". Dicha formación es de edad mioceno y su paleoambiente es marino profundo.

2.6.7 Formación La Pica

Los autores del nombre Formación La Pica, fueron Hedberg y Sass. Consiste en lutitas grises, limolitas, con desarrollos importantes de areniscas arcillosas de grano fino (Hedberg, *op. cit.*). En Pedernales, según Barnola, A. (1960), el Miembro Amacuro está formado por lutitas y arcillas grises a verdes, micáceas y carbonáceas, con intercalaciones de limos y arenas limosas. El Miembro Pedernales está formado por areniscas de grano medio, con intercalaciones de lutita. El Miembro Cotorra está constituido por areniscas de grano fino, areniscas limosas y limolitas estratificadas con arcillas y lutitas de color gris azulado a verde. La base de la Formación La Pica corresponde a la Zona de "*Globorotalia menardii*" (Sulek, J. 1961) del Mioceno Tardío y su paleoambiente es marino somero.

2.6.8 Formación Morichito

Según Lamb, J. y De Sisto, J. (1963), el nombre de Formación Morichito fue empleado en informes privados por Wilson y Hoagland en 1945. La Formación está compuesta por conglomerados constituidos por peñones, peñas y gravas intercaladas con arenas y limolitas, en una matriz arcillosa de color pardo, ocasionalmente carbonosa a lignítica. Localmente, la matriz puede ser limolítica o arenosa, de grano fino. Los componentes gruesos están formados por fragmentos variados de calizas, lutitas y areniscas de las formaciones del Cretácico y Eoceno de la Serranía del Interior. Esta formación es de edad Mioceno Medio y su paleoambiente es continental.

2.6.9 Formación Las Piedras

El término fue establecido por Hedberg y Sass, esta constituida por areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminadas

con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos (Hedberg, H. 1950). También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde. En la sección tipo, la Formación tiene 1005 m de espesor, el cual aumenta hacia el eje de la cuenca de Maturín, hasta un máximo probable de 1370 m. Hacia los flancos de la cuenca, el espesor disminuye aproximadamente a la mitad. González de Juana (*op. cit.*) la colocó en el Plioceno, basado en su posición estratigráfica discordante encima de la "Formación Punche" (Freites) de edad "decididamente Mioceno Tardío".

2.6.10 Formación Mesa

Hedberg, H. y Pyre, A. (1944) designaron a la Formación Mesa (González de Juana, 1946), consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla arenosa y lentes de limolita. El espesor de la Formación Mesa es muy variable, pero en términos generales disminuye de Norte a Sur, como consecuencia del cambio en la sedimentación fluvio-deltáica y aumenta de oeste a este, por el avance de los sedimentos deltáicos (González de Juana *et al.*, 1980). Con base en la relación transicional con la Formación Las Piedras (Plioceno), se ha postulado una edad Pleistoceno para la Formación Mesa y de paleoambiente fluvio deltáico

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes

El Campo Travi:

En 1954: Comenzó la perforación del pozo TRAVI-1, por la Empresa MENE GRANDE OIL COMPANY, sin problemas, hasta llegar a una profundidad final de 11.535', se terminó de perforar el 22 de febrero de 1955 y resultó un pozo no productor de hidrocarburo.

En 2003: Bajo un sistema de perforación rotatoria el pozo TRV-2X, se comenzó a perforar el 16 de Diciembre de 2003 utilizando un lodo a base de aceite mineral, la misma transcurrió sin problemas donde se atravesó el bloque alóctono, el Corrimiento de Pirital y el bloque autóctono, con una profundidad final de 21.000' (MD) para el mes de Julio de 2004, donde el tipo de pozo fue direccional, tipo "Slan" (J) (PDVSA, S. A. 2006).

En 2005: Luego del éxito exploratorio del pozo TRV-2X, se decide perforar el pozo TRV-3, en las áreas correspondientes a las reservas, de los yacimientos descubiertos por el TRV-2X.

El pozo TRV-3, ubicado en el Campo Travi, Jurisdicción Maturín, Estado Monagas, fue perforado como pozo de avanzada (A-1), con la finalidad de evaluar la continuidad hacia el Este, de los yacimientos descubiertos por el pozo TRV-2X. Sin embargo, el trabajo de revisión del área, que incluye los resultados de la perforación de los pozos del área (datos petrofísicos y de producción), y la interpretación del cubo

sísmico Travi – Cotoperí 2005, incorpora modificaciones de carácter local; con variaciones estructurales, identificando la existencia de una falla transpresiva dextral que pudiera operar como una barrera lateral que separa el bloque perforado por el pozo TRV-2X, del bloque perforado por el pozo TRV-3 (PDVSA, S. A. 2006).

Partiendo de lo anterior, se le asigna a éste pozo la clasificación final B-2c (pozo descubridor de nuevos yacimientos).

El pozo TRV-3 comenzó a perforarse el 31 de noviembre del año 2005, alcanzando una profundidad final de 19.514' (MD), para el mes de octubre del año 2006. Su perforación se realizó en 5 fases, con 2 side tracks, uno en la fase 17 ½'' y otro en la fase 12 ¼''. Siendo este pozo de tipo vertical, con una elevación de terreno sobre el nivel del mar de 772' y una elevación de la mesa rotaria de 30'.

En 2006: Luego del éxito exploratorio del pozo TRV-2X, se decide perforar el pozos TRV-4X, en las áreas correspondientes a las reservas posibles, de los yacimientos descubiertos por el TRV-2X, cuyos volúmenes asociados fueron sometidos ante el Ministerio de Energía y Minas (MEM), hoy Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET), en Diciembre del año 2004, y aprobadas para la fecha 30 de Diciembre del mismo año.

El pozo TRV-4X, ubicado en el Campo Travi, Jurisdicción Maturín, Estado Monagas, fue perforado como pozo de avanzada (A-1), con la finalidad de evaluar la continuidad hacia el Norte de los yacimientos descubiertos por el pozo TRV-2X. Sin embargo, el trabajo de revisión del área, que incluye los resultados de la perforación de éste pozo y el TRV-3 (datos petrofísicos y de producción), y la interpretación del cubo sísmico Travi – Cotoperí 2005, incorporan modificaciones de carácter local; identificando variaciones estructurales en el área, e identificando la existencia de una falla inversa de alto ángulo denominada Corrimiento de Cotoperí,

que separa los bloques perforados por el TRV-2X y TRV-3 del bloque perforado por el pozo TRV-4X (PDVSA, S. A. 2006).

Partiendo de lo anterior, se le asigna a éste pozo la clasificación final B-2c (pozo descubridor de nuevos yacimientos).

La perforación del pozo TRV-4X se realizó en 5 fases, e incluye una fase de corte de núcleo a partir de la profundidad 20.145' hasta 20.258' (MD) correspondiente a la Formación Naricual, la cual se suspendió por problemas operacionales en la actividad de corte, obteniéndose sólo escasos 44 pies de núcleo recuperado, no continuos.

Existen algunos trabajos previos por medio de los cuales se ha intentado darle la debida interpretación geológica al campo Travi, donde se citarán los estudios más relevantes:

Gallango, O. (1995), estudió la parte central de la Cuenca Oriental realizando una síntesis estratigráfica con la identificación de los sistemas petrolíferos utilizando por primera vez la integración de los datos estructurales, estratigráficos y de yacimientos a gran escala. En este estudio elaboró una síntesis estratigráfica confiable que incluía dataciones actualizadas, una interpretación estructural coherente en las zonas de cabalgamiento validada por el balanceo de una sección Norte-Sur, donde fue relevante el descubrimiento de cabalgamientos fuera de secuencia (corrimiento de Pirital). También hicieron una caracterización de tres rocas madres diferentes, dos (2) de origen marino (Grupo Guayuta) y una (1) de origen continental (Formación Carapita).

Cobos, L. (2002), realizó una interpretación estructural en el cinturón plegado de Monagas, por medio de la integración de datos sísmicos, datos de pozo y geología

de superficie. En su interpretación abarcó varias zonas, entre ellas, la que comprende el bloque de Pirital. Concluyó que la Serranía del Interior, el bloque de Pirital y el Piedemonte de Monagas son el resultado de la interacción de tres grandes pulsos tectónicos durante el Neógeno, los cuales permitieron el emplazamiento de tres sistemas de corrimientos en el Mioceno Inferior, el Mioceno Medio, y el Mioceno Superior-Plioceno.

El proyecto Noroeste de Monagas (NOM) en 2007, llevó a cabo un trabajo denominado Informe Final del área Travi, bloques TRV-2X, TRV-3, TRV-4X, enfocándose principalmente en dos objetivos; por una parte ejecutar la perforación exploratoria del campo Travi y adicionalmente, interpretar e integrar los datos sísmicos recientemente adquiridos en el área, a fin de visualizar y documentar oportunidades exploratorias, generar nuevos prospectos, e incorporarlos a la base de recursos y al plan de inversiones de la Gerencia de Exploración.

Las actividades desarrolladas en el proyecto estuvieron orientadas a definir un modelo geológico, que sirviera como marco de referencia para: (1) estimar las reservas asociadas al éxito de los pozos TRV-2X, TRV-3 y TRV-4X, y (2) documentar y calcular las expectativas asociadas a los prospectos generados a partir de la interpretación del nuevo volumen sísmico 3D Travi-Cotoperí (Figura 3.1).

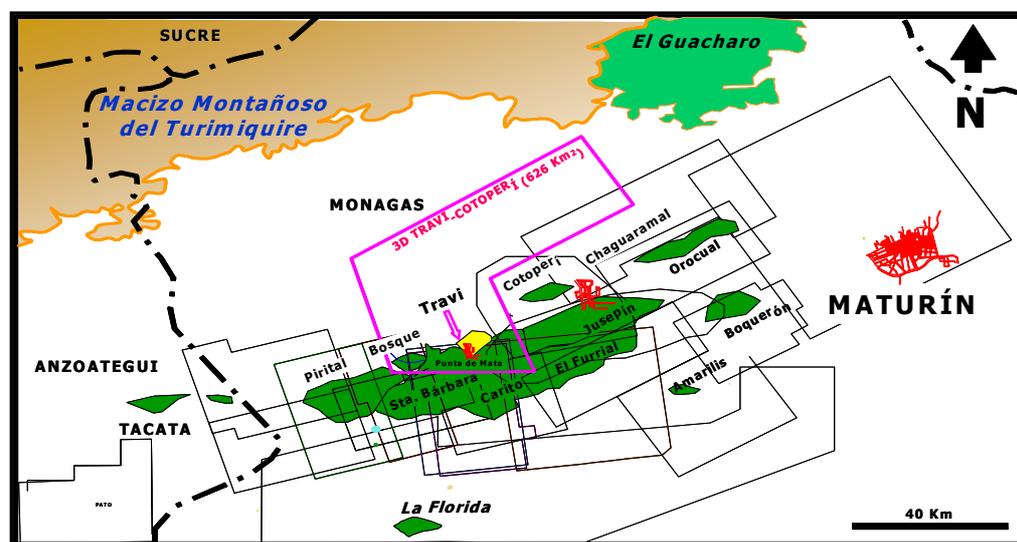


Figura 3.1. Mapa de ubicación del Levantamiento 3D Travi-Cotoperí (PDVSA, S. A. 2008).

La actividad del proyecto permitió incorporar reservas (probadas + probables) en el orden de 600 MMBls de petróleo liviano de 33 °API promedio y 2.365 MMMPC de gas.

Adicionalmente el proyecto identificó cuatro prospectos exploratorios con expectativas totales de 312 MMBLS y 460 MMMPCG, y dos prospectos sobre área de reservas probables con los cuales se espera incorporar reservas probadas en el orden de 78 MMBLS y 351 MMMPCG.

A través de este estudio se concluyó que las trampas objetivos son análogas a las existentes en los Campos El Furrial, Jusepín, El Carito y Santa Bárbara. El objetivo principal está representado por la Formación Naricual (Oligoceno – Mioceno Temprano). El análisis de facies aplicado al estudio de los niveles clásticos del Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano en el área Norte de Monagas, sugiere que estos depósitos se habrían acumulado en un medio marino de plataforma, a partir de flujos densos de larga duración vinculados a descargas fluviales directas, indicando así

mismo que la distribución de los materiales más gruesos habría sido controlada por la presencia de un relieve submarino (PDVSA, S. A. 2008).

La Formación Naricual es el objetivo principal exploratorio en el área, por lo que se debe perforar de una manera óptima y de esta manera evitar daños formacionales. Así como también, se determinó que en los campos Pirital, Santa Bárbara, Travi y Carito, las presiones anormales están asociadas a eventos tectónicos y a procesos de sedimentación, siendo que las presiones anormales se localizan al nivel de la Formación Carapita, debido a su proceso de sedimentación (PDVSA, S. A. 2008).

Sánchez, Dennis (2007), realizó un trabajo denominado Estudio Bioestratigráfico (Bloque Autóctono) de los pozos: PIC-2E, PIC-10, PIC-25, PIC-26, MGC-1E, MGC-2X, SBC-6E, SBC-18, SBC-55E, SBC-2, SBC-37E, SBC-130, SBC-136, MUC-20, SBC-51, SBC-22E, CRC-7, TRV-2, TRV-3, TRV-4, FUL-7, FUL-12, FUL-13, J-479, COT-1X, COT-2X, CHL-8, CHL-6, CHL-1, CHL-2 Y CHL-3; Proyecto Travi-Bosque, Cuenca Oriental de Venezuela, este estudio se realizó con pozos provenientes de los campos: Pirital, Mata Grande, Santa Bárbara, Carito, Travi, Furrial, Jusepín, Cotoperí y Chaguaramal, los cuales se encuentran ubicados en la cuenca de Maturín; limitado al norte por el corrimiento de Pirital (Figura 3.2), con la finalidad de establecer correlaciones en el subsuelo, así como también determinar condiciones paleoambientales que pudieran contribuir a orientar la perforación exploratoria en el área de estudio, y de esta manera, incrementar el éxito exploratorio. Concluyó, que las biofacies de foraminíferos serán fundamentales en el seguimiento operacional de futuros pozos exploratorios y que la definición de paleoambientes varía de transicional a batial medio a lo largo de la columna estratigráfica del área en estudio.

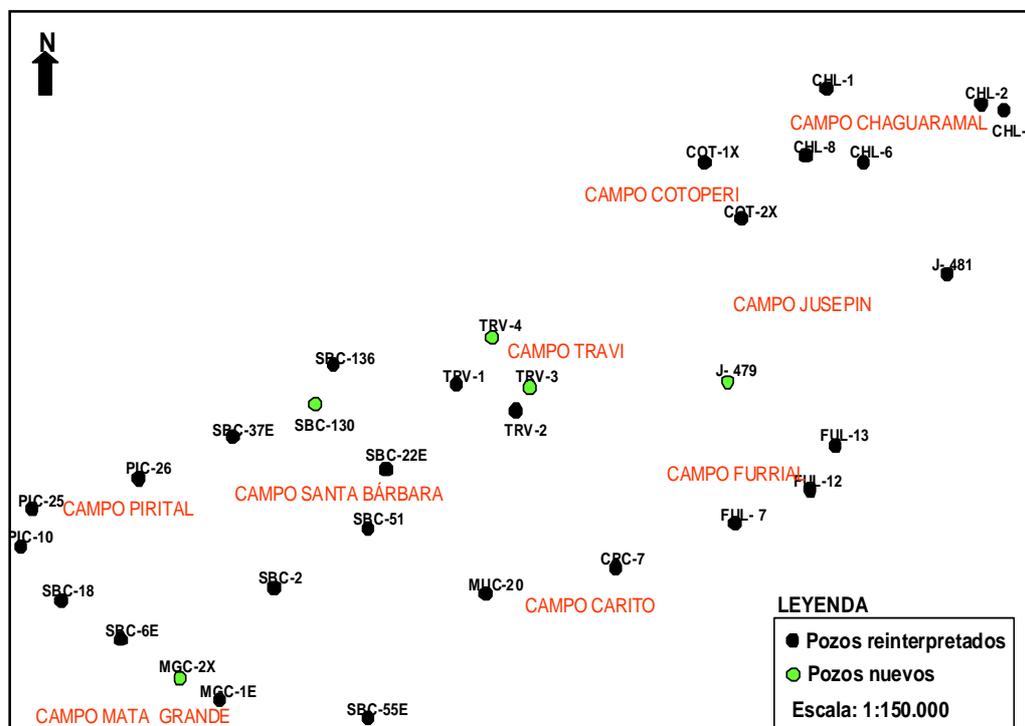


Figura 3.2. Mapa de ubicación Proyecto Travi-Bosque (Modificado del Proyecto Travi-Bosque, 2007).

3.2 Bases teóricas

3.2.1 Proceso de perforación

El proceso de Perforación consiste en conectar el ensamblaje de fondo (BHA) a la mecha, con el propósito de penetrar las diferentes formaciones, aplicando los factores mecánicos óptimos (peso y rotación) para obtener la mejor tasa de penetración.

En el proceso es conveniente analizar las mechas, los criterios de selección, el mecanismo de corte, los factores mecánicos, la evaluación y la longitud de las barras.

Parámetros mecánicos relacionados con la disminución de la eficiencia operacional de la perforación:

Peso sobre la mecha (WOB).

Revoluciones por minuto de la rotaria (RPM).

3.2.1.1 Mud Logging: es una unidad en la cual se monitorea de forma continua, durante la perforación de un pozo en tiempo real, la cual incluyen mediciones relacionadas con las operaciones de Perforación en sí y las relacionadas con la evaluación de las formaciones. Muestra, procesa, almacena y gráfica los parámetros, proporcionando así información vital en los procesos de toma de decisiones durante las fases de perforación, minimizando los riesgos al momento de perforar un pozo petrolero (Manual de Mud Logging, 2005). En ella se incluye:

- Tasa de Penetración (ROP).
- Detección y análisis del gas.
- Descripción y análisis de los ripios (color, textura, tamaño de los granos, fluorescencia, entre otros).
- Medición de Presiones: de formación, hidrostática y de fractura.

Aplicaciones:

- La unidad de mud logging proporciona datos en tiempo real.
- Estima valores de porosidad y del contenido de hidrocarburos antes del perfilaje.
- Ayuda a tomar decisiones durante la perforación del pozo.
- En los pozos exploratorios este método representa una gran ayuda.

3.2.1.2 Parámetros de perforación: los parámetros que controlan el proceso de perforación pueden agruparse de la siguiente forma:

- Parámetros relacionados con el Equipo, tales como sarta de perforación, o la corona.
- Parámetros relacionados con el proceso de perforación, como la peso sobre la mecha, la velocidad de rotación, las propiedades del fluido de perforación y su velocidad de circulación. Estos son los principales elementos, en los que el operario puede intervenir dentro de las posibilidades del Equipo.
- Parámetros relacionados con la respuesta de la formación: Velocidad de penetración, peso del lodo. Para unas condiciones de perforación dadas, estos parámetros dependen únicamente de las características de la formación.

El registro de estos parámetros, puede llevarse a cabo mediante mecanismos de tipo analógico o digitales. Los primeros, pueden registrar cuatro parámetros y proporcionan una única salida gráfica en papel. Los aparatos digitales, presentan numerosas ventajas ya que pueden registrar más parámetros con una mayor precisión, y las medidas se obtienen en formato digital por lo que los datos pueden tratarse posteriormente de forma matemática o estadística. Las variaciones de los parámetros de perforación están relacionadas con las propiedades de la formación. Algunos de los parámetros registrados en la cabina son los siguientes:

- Exponente de perforabilidad (D_{xc})
- Rata de penetración (ROP)
- Densidad del lodo (DI)
- Presión de poro (P_p)

- Gradiente de fractura (Gf)
 - Background gas (BGG)
- Tasa de Penetración: se refiere a los pies de formación perforados en un período de tiempo. Comúnmente se expresa en pph (pie/hr). figura 3.3.

Los factores que intervienen en la disminución de la tasa de penetración son:

- Densidad del lodo
- Reología del lodo
- Tipos de formación
- Diseño hidráulico
- Desgaste de la mecha

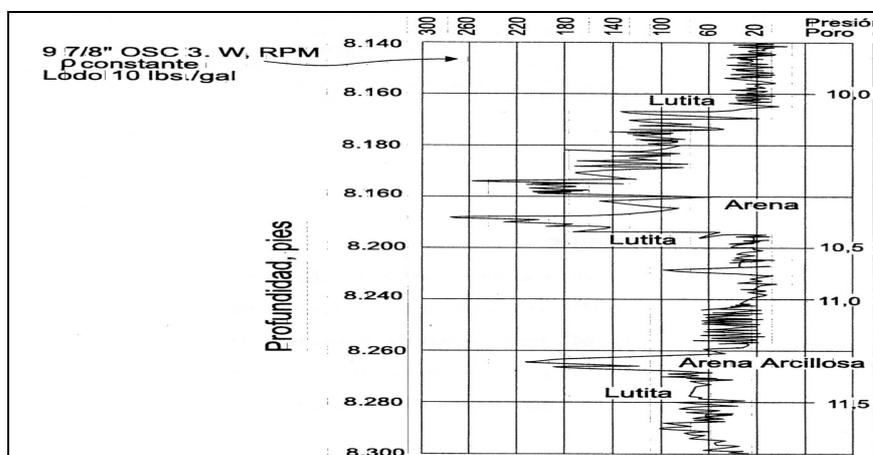


Figura 3.3 Curva de la tasa de penetración (Datalog, S. A. 1997).

La figura anterior muestra una curva de velocidad de perforación con profundidad en un pozo perforado con un lodo de 10 lbs / gal, una mecha OSC-3, 9 7/8” y donde se mantuvo constante el peso sobre la mecha y la velocidad de la rotaria. En la figura se nota que la parte balanceada del hoyo, desde 8.140 pies hasta 8.220 pies, muestra una excelente delimitación entre las arcillas y las arenas. También se puede notar que la velocidad de penetración aumenta de 20 a 60 pies / hora, en el intervalo 8.235 a 8.260 pies. Este comportamiento, en la mayoría de los casos, es indicativo de presiones anormales (Datalog, S. A. 1997).

- Exponente “Dx”: Significa Drilling Exponent, y traducido al castellano se denomina Exponente de Perforabilidad. Es la resistencia que ofrece la roca a ser perforada. Por ese motivo es que el exponente “Dx” depende de ciertos parámetros de perforación tales como el peso sobre la mecha, las revoluciones por minuto y la rata de penetración. También interviene en su cálculo, elementos de vital importancia como son, el gradiente hidrostático de lodo y el diámetro de la mecha, como se muestra en la figura 3.4 (Datalog, S. A. 1997).

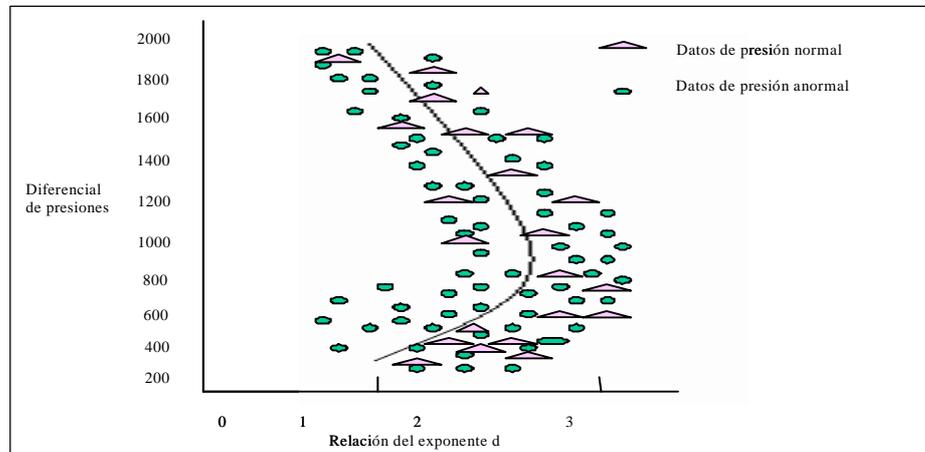


Figura 3.4 Curva del Exponente “d” (Datalog, 1997).

- Densidad del lodo: En un área donde existen presiones anormales, los programas de asentamiento de los revestidores y de densidad de lodo son esenciales para perforar. La utilización del lodo no adecuado para balancear la presión de poro puede originar problemas operacionales. Cuando la densidad del lodo alcanza el punto A, como lo muestra la figura 3.5, es de baja densidad y no será suficiente para controlar la presión de poro (PDVSA, S. A. 2008). Los problemas serán:

- Derrumbe de las paredes del pozo.
- Aparición frecuente de gas.
- Arremetida del pozo.
- Pega mecánica de la sarta de perforación.

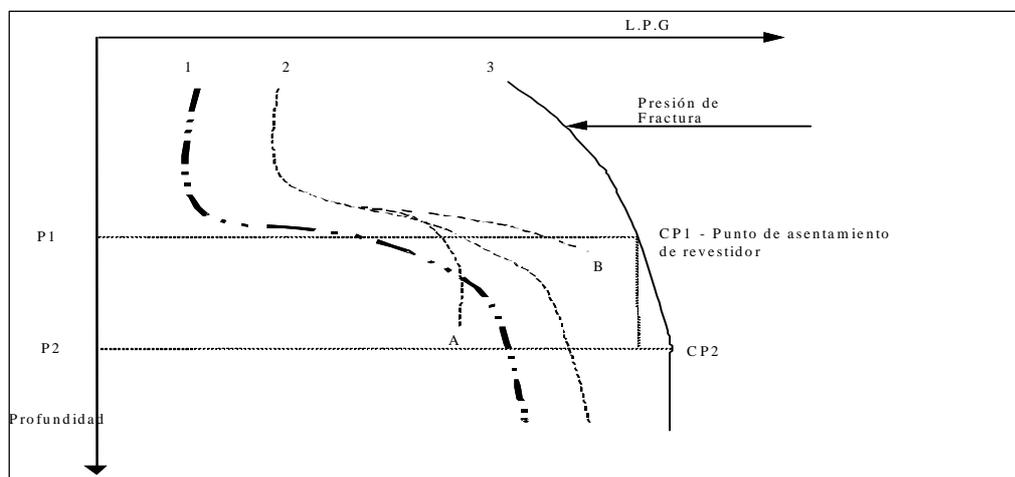


Figura 3.5 Densidad del Lodo (PDVSA, S. A. 2008).

La densidad del lodo puede alcanzar el punto B el lodo será muy pesado desarrollando una baja rata de penetración, frecuente torque y posible fractura de la formación.

- Densidad de las Lutitas: es la capacidad del intercambio catiónico de las lutitas, que es mayor cuando las lutitas están compuestas principalmente por arcilla montmorillonita que cuando se componen de illita, clorita y caolinita. Bajo condiciones normales la densidad de las lutitas crece con la profundidad. Cualquiera desviación de esta tendencia consiste en indicar una zona sobrepresionada.

La densidad de las lutitas es un parámetro que depende de la porosidad, que generalmente se gráfica contra la profundidad para estimar la presión de formación. Cuando la densidad de las lutitas cae significativamente por debajo de la línea de tendencia de presión normal para las lutitas, se está indicando una presión anormal (figura 3.6).

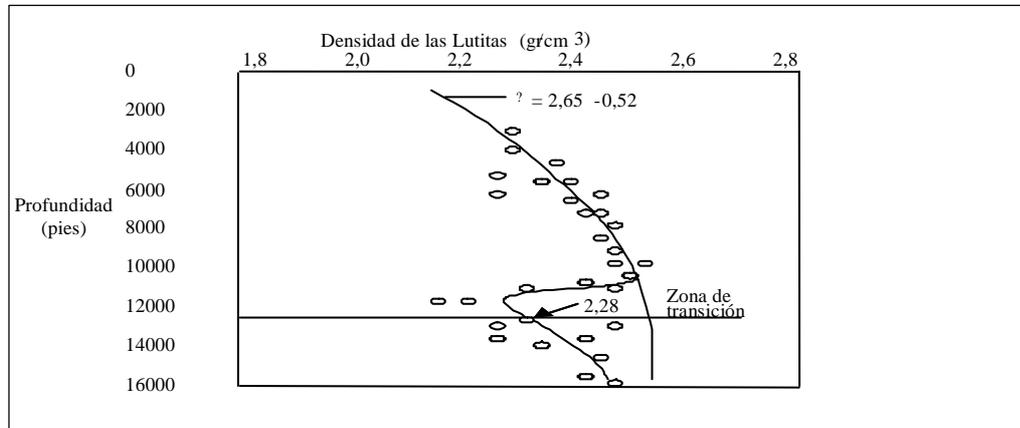


Figura 3.6 Densidad de las lutitas vs profundidad (PDVSA, S. A. 2008).

- Presión de Formación o Presión de Poros: la presión de formación es uno de los parámetros más utilizados durante las perforaciones, ya que ha servido de manera significativa en la detección de zonas presurizadas. Este parámetro es calculado a partir del exponente “Dxc”.

Para el estudio de la presión de poros se consideran 3 categorías originales de agrupación de parámetros:

1. Respuestas de la perforación (Tasa de penetración, exponente D corregido y presión de poros IDEL).
2. Parámetros de registros de lodo (Densidad de lutita, temperatura del lodo y gas).
3. Registros eléctricos (Tiempo de transito, resistividad, conductividad y rayos gamma).

- Presión de Fractura o Gradiente de Fractura: Es la presión necesaria para romper la matriz de la roca y sobrepasar la presión de formación. La pérdida de lodo dentro de una formación permeable puede ser más o menos importante pero en todo caso ocurre en pozos profundos. La estimación de la presión de fractura es extremadamente importante en pozos donde se encuentran zonas subcompactadas, es decir con presiones anormales.

3.2.2 Interpretación de perfiles (medidas indirectas)

Consiste en curvas de coordenadas tiempo y profundidad, donde su tangente indica la ROP, por lo que cualquier cambio abrupto evidencia rocas de desigual penetrabilidad.

- Permite localizar intervalos porosos y permeables durante la perforación.
- Evaluar el desempeño de la Mecha.
- Estimar formaciones con presiones anormales.

La exactitud en la interpretación aumenta apreciablemente usando los diagramas radioactivos en conjunto con los diagramas eléctricos.

- La curva Gamma Ray (GR) es de valor inmediato para la correlación geológica de los estratos.
- La curva Resistividad (R) es útil para la detección y evaluación de los horizontes posiblemente productivos.

Es necesario comparar el perfil neutrónico con el perfil sísmico de densidad.

3.2.3 Proceso de revestir (Casing Run).

3.2.3.1 Procedimiento de diseño de la tubería de Revestimiento: el Ingeniero de perforación diseña un programa de tamaños de mechas, tamaños de revestidores, grados y profundidades de asentamiento, que permitan que el pozo sea perforado y completado de manera eficiente.

En la práctica el diseño de revestidores consta de tres etapas básicas:

- Determinar los tamaños y profundidades de asentamiento de las sartas de revestimiento a ser corridas.
- Calcular el tipo y magnitud de las condiciones de esfuerzos que serán encontrados.
- Seleccionar los pesos y grados de revestidores que soporten los esfuerzos determinados en la segunda etapa.

Entre estos esfuerzos están:

- La presión interna o estallido.
- La presión de colapso.
- La tensión.

3.2.3.2 Bajada de tubería revestidora: uno de los aspectos más importantes en la programación, planificación y operaciones de perforación de un pozo, es la selección apropiada de la tubería de revestimiento, que sirva de soporte a las paredes del hoyo que se ha perforado.

Funciones más importantes:

- Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
- Evitar contaminación de aguas superficiales.
- Permite un mejor control de las presiones de formación.
- Permite al cementarlo, aislar la comunicación entre las formaciones.
- Sirve de punto de apoyo del equipo de trabajo.
- Permite facilidades de producción.

3.2.3.3 Tipos de tubería de revestimiento: el número de sartas de revestimiento que se colocan en un pozo es función de la naturaleza de las formaciones por atravesar y de la profundidad final del pozo.

- Tubería Conductora: es un tubo guía de diámetro grande (20" - 30"), que se hinca hidráulicamente con un martillo hidráulico a profundidades entre 90' y 500'.

- Proporciona una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y tanques de superficie.

- Protege de la corrosión al resto de la sarta de revestimiento.
- Soporta cargas en el cabezal del pozo.

Permite la instalación de un sistema desviador de flujo (Diverter) y de un Impide reventón anular.

- Tubería Superficial: esta tubería de revestimiento tiene como objetivo fundamental el de proteger las formaciones superficiales de las condiciones de

perforación más profundas. Su diámetro varía de 7" a 16" y la profundidad de asentamiento de 1000 pies a 3500 pies.

Funciones:

- Evitan la contaminación de yacimientos de agua dulce, aprovechables para uso doméstico y/o industriales en la vecindad del sitio de perforación.
- Sirve de soporte para la instalación del equipo de seguridad (Impide reventones).
- Proporcionan un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación hasta asentar el revestidor intermedio.
- Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo.
- Tubería Intermedia: este tipo de revestidor proporciona integridad de presión durante las operaciones de perforación subsecuentes, se llama también protectora. Su diámetro varía de 9 5/8" a 13 3/8" y la profundidad de asentamiento de 15500 pies.

Funciones:

- Facilita el control del pozo si se encuentran zonas de presiones anormales y si ocurriera una arremetida.
- Aísla formaciones problemáticas, lutitas deleznales, fluidos de agua salada o formaciones que contaminan el lodo proveyendo interferencia de perforaciones subsecuentes.

- Evitar aprisionamiento diferencial.
- Evitar pérdida de circulación.
- Proteger la zapata del revestidor superficial.
- Tubería de Producción: este tipo de revestimiento se coloca hasta cubrir la zona productiva y proporciona un refuerzo para la tubería (tubing) de producción durante las operaciones de producción del pozo. Su diámetro por lo general es de 9 5/8”.

Funciones:

- Aislar las formaciones o yacimientos para producirlos selectivamente.
- Evitar la migración de fluidos entre zonas.
- Servir de aislamiento al equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar la producción del pozo.
- Aislar formaciones con fluidos indeseables.
- Camisa Protectora Liner: esta no llega a superficie, quedando colgado al revestidor inmediatamente anterior. Entre los diámetros más comunes están el de 7 5/8” y 5 1/2”.

Propósito:

- Evitar pérdidas de circulación. Proporciona la misma protección que el intermedio.

- Camisa de Producción: este tipo de tubería se coloca en la sección inferior del revestidor de producción. Su diámetro varía de 4 1/2" a 7".

Propósito:

Probar zonas de interés sin el gasto de sarta completa. Pozos Exploratorios.

3.2.3.4 Propiedades y características de la tubería revestidora: el Instituto Americano del Petróleo (API) ha desarrollado especificaciones para la tubería de revestimiento, tales como: características físicas, propiedades de resistencias a los diferentes esfuerzos y procedimientos de pruebas en el control de calidad. Entre ellos:

- Peso Nominal: el diámetro nominal o externo de los revestidores varía entre 4 1/2" y 20 pulgadas, con un total de 14 diferentes diámetros.

- Longitud: las tuberías de revestimientos se fabrican de diferentes longitudes.

- Grados de Acero: la API adoptó la designación de grados de acero en los revestidores para definir las características de resistencias de las tuberías.

- Mínimo Diámetro Interno: el mínimo diámetro interno de un revestidor es controlado por lo que se conoce como diámetro libre (Drift Diameter). Este es el diámetro mínimo de un mandril que puede pasar a través del revestidor. Está asegurado el pase de una mecha con un diámetro menor o igual a él.

3.2.3.5 Asiento de la tubería de revestimiento: es la profundidad de asentamiento de una sarta de tubería de revestimiento. Se determina utilizando la información geológica y de la presión de formación.

3.2.3.6 Selección de la profundidad de asentamiento: Para determinar un punto óptimo de asentamiento es necesario conocer:

- Presión de Poros.
- Gradiente de Fractura.
- Densidad de los lodos usados en pozos vecinos.
- Problemas observados en pozos vecinos.

De las unidades de Mud Logging y de los Registros Eléctricos se puede determinar la presión de poros y el gradiente de presión de poros a través de todo el pozo. Estas informaciones serán:

- Porosidad de Lutitas
- Presión de Formación
- Exponente “d” y “dc”
- Sísmica
- Registro Sónico
- Resistividad en Lutitas
- Densidad de Lutitas

El gradiente de fractura se puede determinar utilizando cualquiera de las correlaciones usadas universalmente:

- Matthews y Kelly
- Humbert y Willis
- Eaton

- Otras

Existen otros factores que deben tomarse en cuenta en el momento de seleccionar los puntos de asentamiento y son:

Existencia de acuíferos de agua.

- Zonas agotadas de baja presión (pega de tubería).
- Domos salinos (problemas con el lodo de perforación).
- Zonas de pérdida de circulación.
- Regulaciones del MENPET.

3.3 Registros eléctricos

Los registros eléctricos, pertenecen al tipo de información posterior a la perforación (no en tiempo real). Superando las limitaciones que pueden llegar a tener durante la medición de las distintas variables, constituyen el medio más adecuado para verificar resultados a los efectos de concretar una evaluación.

Los registros empleados son:

- Registros sínicos
- Registro de densidad
- Registro de resistividad, entre otros.

3.3.1 Registros sínicos

La herramienta sínica mide la velocidad del sonido en las formaciones penetradas por un pozo. Éste consiste en un transmisor y dos receptores los cuales son colocados en una herramienta con un espaciamiento típico de 3 pies entre el

receptor más cercano y de 2 pies entre los receptores. Cuando un pulso de corriente o voltaje es aplicado al transmisor, éste genera un pulso de presión corto y oscilatorio a una frecuencia de alrededor de 25 khz, en el lodo. Esto inicia seis diferentes ondas viajando hacia arriba y hacia abajo del hoyo, dos ondas refractadas a través de la formación, compresional y de cizalla, dos ondas directas, a lo largo de la herramienta y del lodo y dos ondas superficiales a lo largo de la pared del hoyo como se observa en la figura 3.7 (Datalog, S. A. 1997).

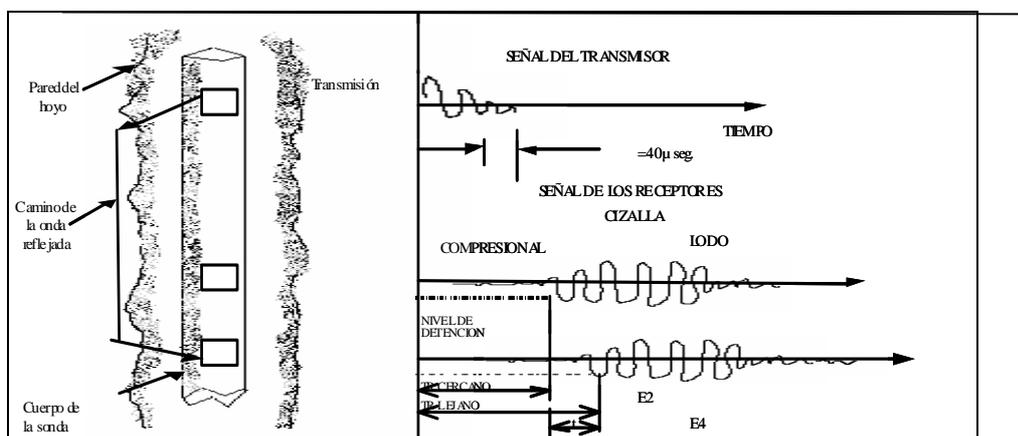


Figura 3.7 Principio de medición de la herramienta sónica (Datalog, S. A. 1997).

3.3.2 Registros de densidad

La herramienta de densidad percibe la densidad de formación al medir la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un detector. La herramienta de densidad compensada (FDC), consiste en una fuente y dos detectores situados en una barra de aproximadamente 3 pies de largo, que es forzada contra la pared del hoyo por un brazo hidráulico. Con el registro de densidad se obtiene principalmente porosidad; las lecturas bajas son indicativas de que el hidrógeno está presente en la roca, bien sea como agua o hidrocarburo (figura 3.8) (Datalog, S. A. 1997).

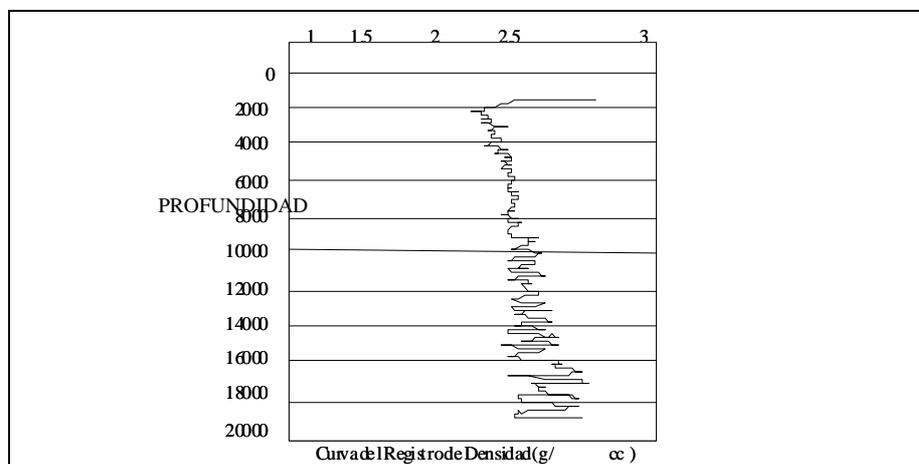


Figura 3.8 Curva del registro de densidad (Datalog, S. A. 1997).

Una vez obtenido el conjunto de valores correspondiente al tiempo de tránsito de las lutitas o la resistividad de las lutitas, se procede a graficarlos en función de la profundidad, para así establecer la línea de tendencia normal de compactación.

3.3.3 Registro de resistividad

Los minerales que comúnmente forman rocas conducen muy poca electricidad y poseen una conductividad igual a cero. Entonces, todo cambio de salinidad que experimente la roca dependerá de la cantidad de agua, su salinidad, la cantidad de hidrocarburo y la distribución de los fluidos en su interior. Por lo tanto, los cambios ocurridos dentro de la misma roca modificarán la resistividad medida por las distintas herramientas (Datalog, S. A. 1997). Las herramientas de medición de resistividad que se emplean actualmente son:

- Herramientas normales y laterales.
- Microperfiles.

- Herramienta de resistividad enfocada.
- Dispositivos de inducción.

Cada una de dichas herramientas tiene un uso específico en el análisis petrofísico. Para evaluaciones de geopresiones, los mejores perfiles que pueden emplearse son los de inducción y los microperfiles.

3.4 Criterios de correlación

La correlación de unidades estratigráficas es absolutamente necesaria para realizar secciones, mapas y efectuar análisis regional de facies equivalente en tiempo, edad o posición estratigráficas. Los objetivos fundamentales para la interpretación y correlación son los siguientes:

Geometría del yacimiento.

Interpretación de espesores, sección faltante y estructural.

Demostración de correspondencia temporal entre unidades geológicas y en ambas están bien definidas las propiedades; se distinguen tres (3) clases de correlación:

1. Litocorrelación: Une unidades de litología similar y posición estratigráficas (Relación secuencial o geométrica – unidades litodémicas)

2. Biocorrelación: expresa similitud en el contenido fósil y posición bioestratigráfica.

3. Cronocorrelación: expresa correspondencia en edad y posición cronoestratigráfica.

La base fundamental de toda la geología del subsuelo, es el control geológico y correlación de los sondeos o registros de pozos. Métodos de correlación más usados:

Métodos de capas o superficie marcadoras/ guías.

Métodos por patrones.

Respuesta de curvas.

Los sistemas de correlación se describen por medio de principios generales:

Se ubican marcadores estratigráficos y se trazan líneas que conecten aspectos generales.

Identificación de espesores, secuencias litológicas, cambios de facies, discordancias, edad, trampas estratigráficas, etc.

Identificación de paleoambientes.

3.4.1 Secciones geológicas

Es una forma de presentar información geológica útil, mediante el uso de secciones transversales y longitudinales, éstas pueden ser estratigráficas o estructurales, de acuerdo al tipo de información que se requiera.

3.4.1.1 Secciones estratigráficas: son esencialmente secciones de correlación. Se usan para identificar unidades semejantes que permiten establecer la continuidad lateral de

las mismas, así como las relaciones verticales entre las unidades que forman la columna estratigráfica (International Logging Services S.A. 2005).

El objetivo de las secciones estratigráficas es reconstruir la geometría de los sedimentos en el tiempo de la depositación o en un tiempo corto posterior a ella. Esta información luego podrá ser utilizada en propuestas de nuevas localizaciones, en respuesta a posibles problemas de producción. En una sección estratigráfica, un horizonte estratigráfico continuo es seleccionado como referencia o “datum” dibujado a través de toda la hoja o montaje de la sección, donde todas las demás fronteras formacionales están referidas (International Logging Services S.A. 2005).

Un buen mallado de secciones estratigráficas provee valiosa información para determinar áreas de comunicación de una unidad, con las supra e infrayacentes. En un yacimiento formado por muchos pozos, es recomendable hacer secciones estratigráficas paralelas y en direcciones cruzadas para poder detectar las variaciones litológicas y ambientales de las formaciones estudiadas (International Logging Services S.A. 2005).

Las secciones paralelas a la dirección de la sedimentación permiten observar la continuidad de los eventos sedimentológicos, mientras que en dirección de la sedimentación permiten observar la continuidad de los eventos sedimentológicos y en dirección perpendicular a la sedimentación permiten visualizar los diferentes cuerpos sedimentarios y su relación (International Logging Services S.A., (2005).

En las áreas de explotación petrolera, se realizan secciones estratigráficas con la finalidad de:

1. Establecer zonas permeables a partir de las electrofacies observadas en pozos vecinos de permeabilidad conocida.

2. Fijar límites entre yacimientos.
3. Resolver problemas de producción por comunicación entre pozos.
4. Determinar localizaciones más favorables y/o con riesgos geológicos.

3.4.1.2 Secciones estructurales: estas secciones muestran la variación de alturas o profundidades que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical normalizado al nivel del mar, estas se realizan con la finalidad de determinar las estructuras que influyan en la distribución de los fluidos en el yacimiento (International Logging Services S.A. 2005).

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 que definen el tipo de entrapamiento (International Logging Services S.A. 2005).

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, las líneas que unen unidades litológicas iguales representan el buzamiento aparente de las capas, las fallas se muestran normales o se aprecian tal y como son si están a la misma escala vertical y horizontal, por lo cual las secciones estructurales son muy útiles para resolver problemas estructurales en áreas de gran deformación y fallamiento (International Logging Services S.A. 2005).

La dirección o rumbo de este tipo de secciones depende del objetivo para el cual se realiza; si el objetivo es mostrar las mayores prominencias estructurales, las secciones se realizaran en dos direcciones, paralelas al eje de la estructura y

perpendicular a la misma, en esta última se muestra el buzamiento real tanto de la estructura como de las fallas existentes (International Logging Services S.A. 2005).

Otras secciones estructurales persiguen definir la posible ocurrencia de fallas y otros elementos detectados por anomalías en los contornos estructurales. En algunos casos, tratan de mostrar el comportamiento estructural de una unidad o yacimiento para ubicar por ejemplo, las zonas más favorables a su desarrollo, o de riesgo por presencia de gas y/o agua, y además la posible posición del contacto entre los fluidos del yacimiento (International Logging Services S.A. 2005).

Una sección estructural muestra las variaciones en posición relativa de los elementos en un plano vertical. En la geología del petróleo estos elementos están en el subsuelo, por lo cual se refieren a posiciones relativas en cuanto a profundidad. Como "Datum" de referencia clásico, se toma el del nivel medio del mar, al cual se le asigna una profundidad "0", es importante tener en cuenta que los valores de profundidad medidos en los registros, son la suma de la profundidad de perforación más el valor de la elevación de la mesa rotatoria respecto al nivel del mar (International Logging Services S.A. 2005).

Para construir una sección estructural con registros de pozos, deben normalizarse las profundidades medidas respecto al nivel del mar restando la altura topográfica y la altura de la mesa rotatoria, una vez normalizadas las profundidades, cualquier profundidad cercana a la ocurrencia de las capas de interés puede ser tomada como datum referencial y colgar los pozos a la misma altura, finalmente se unen los topes de las estructuras continuas en la sección y así es posible interpretar la ocurrencia de factores estructurales (International Logging Services S.A. 2005).

Lo ideal en una sección estructural es que su escala vertical y horizontal sean iguales, para no deformar la estructura, en muchos casos no es posible realizarlas de esta manera por la relación entre espaciamiento y profundidad, en estos casos se debe

estar consciente de que se tendrá una visión deformada de la realidad (International Logging Services S.A. 2005).

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Nivel y diseño de la investigación

El nivel de la investigación de este trabajo de grado está calificado como descriptivo, ya que se realizará la caracterización de un hecho o fenómeno con el fin de establecer su comportamiento.

En cuanto al diseño de investigación, se considera que es de tipo documental debido a que está basado en la recopilación de información bibliográfica, suministrada por las carpetas de pozos, sumarios geológicos, reportes finales de pozos, estudios previos, registros eléctricos, pruebas de producción de pozos, entre otra información de interés en el tema de estudio.

La técnica utilizada durante la elaboración de este trabajo, está basada en la realización de un plan de investigación de la zona de estudio a fin de establecer una metodología específica que pueda ser utilizada en futuros pozos prospectivos del Campo Travi con el objeto de optimizar las operaciones de perforación del área de estudio.

4.2 Flujograma de investigación

Con el fin de cumplir los objetivos propuestos en el tema de investigación, fue necesario el planteamiento de un flujograma, que permitiera establecer un orden de prioridades en las actividades desarrolladas, para llevar a cabo la finalización satisfactoria del tema de investigación (Figura 4.1).



Figura 4.1. Flujograma que muestra la metodología para la elaboración del trabajo.

4.3 Descripción del flujograma

4.3.1 Recopilación y revisión de la información

En esta etapa se definieron las bases sobre las cuales se desarrolló la investigación; se realizó una revisión y recopilación de información del tema en

estudio a través de argumentos como: textos, informes especiales y técnicos, trabajos de grado, carpetas operacionales, registros eléctricos y sumarios geológicos.

Otra parte importante de esta fase lo representó la búsqueda de todo tipo de documentación que guardara relación directa con el área de estudio referente al Campo Travi, específicamente de los pozos exploratorios.

Para obtener la información del tema en estudio fue necesario acudir al Centro de Información Técnica de Exploración y Producción (C.I.T.E.P) de PDVSA, donde se obtuvo información del sistema computarizado RIPPET y S.I.M.D.E de pozos como: carpeta de pozos, sumarios operacionales, reporte diarios, informes de cabinas, utilizados como bases para realizar este trabajo.

4.3.1.1 Sistema Computarizado RIPPET: se utiliza para explorar la información técnica, bibliográfica del C.I.T.E.P, del Centro de Información de Ingeniería de Petróleo (C.I.D), entre otros, de P.D.V.S.A. Exploración y Producción. (Figura 4.2).

4.3.1.2 Sistema de Manejo de Documento Electrónicos (S.I.M.D.E): es utiliza para la visualización electrónica de archivos de pozos que se encuentra en imágenes digitales (Figura 4.3), administrando la información de documentos de los eventos más importantes ocurridos en el pozo. Estos son: pruebas, reacondicionamientos, reparaciones, registros semanales, análisis de fluidos, diagramas de completación, resúmenes geológicos, informes de laboratorio, diseño de revestidores, entre otros. Su uso es sencillo, ya que sólo permite acceder al programa a través de la red de informática de la empresa.

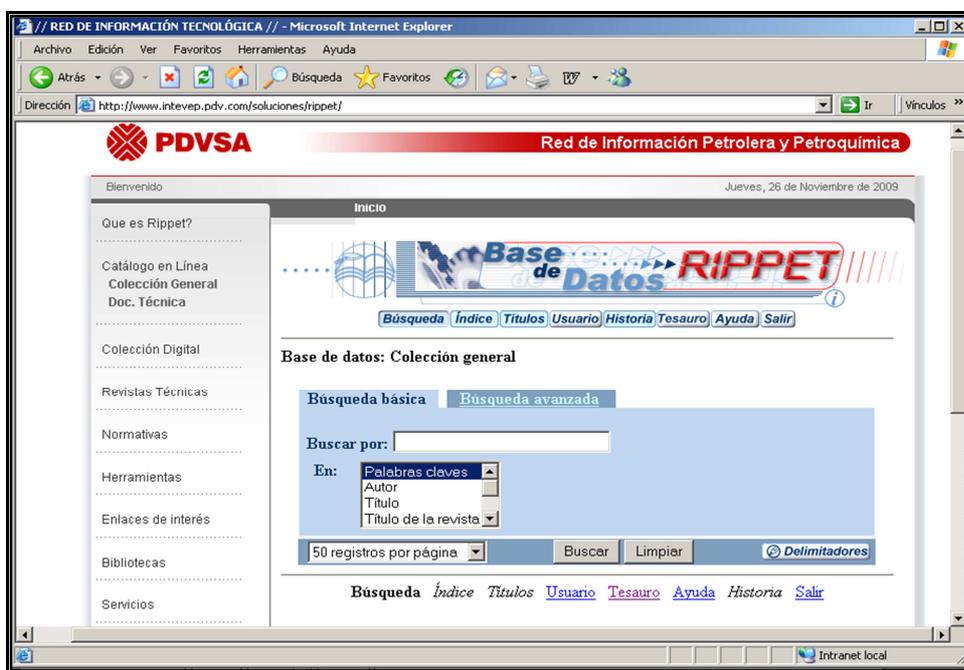


Figura 4.2. Base de datos RIPPET (PDVSA, S. A. 2009).

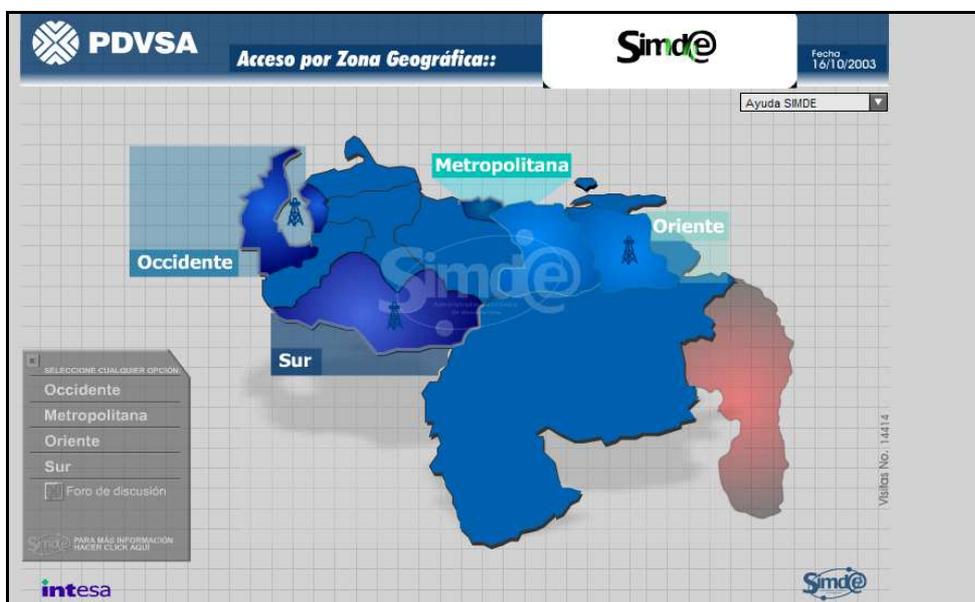


Figura 4.3. Ventana principal del programa S.I.M.D.E (PDVSA, S. A. 2009).

Procedimiento para la búsqueda de documentos en programa S.I.M.D.E:

Se procede a seleccionar un documento base.

Una vez seleccionado el documento base y haber entrado a la aplicación SIMDE, se puede realizar una búsqueda de documentos (Figura 4.4).

Luego de ubicar el documento a consultar se puede realizar la revisión más detallada de la información (Figura 4.5).

Después de todo el proceso de búsqueda se puede observar el documento y realizar las impresiones del mismo si es necesario.

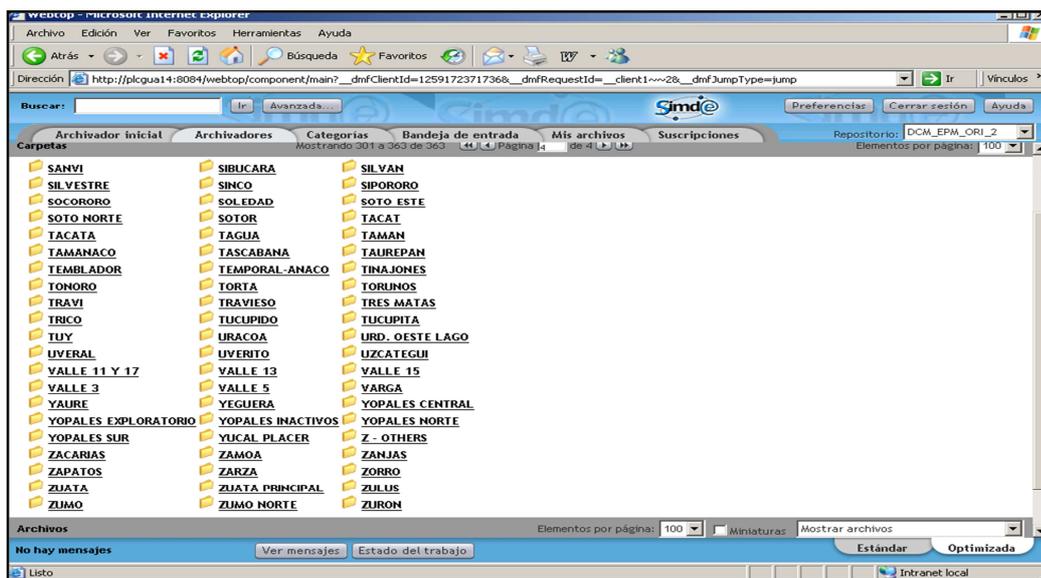


Figura 4.4 Ventana para el acceso a carpetas de pozos. (PDVSA, S. A. 2009).

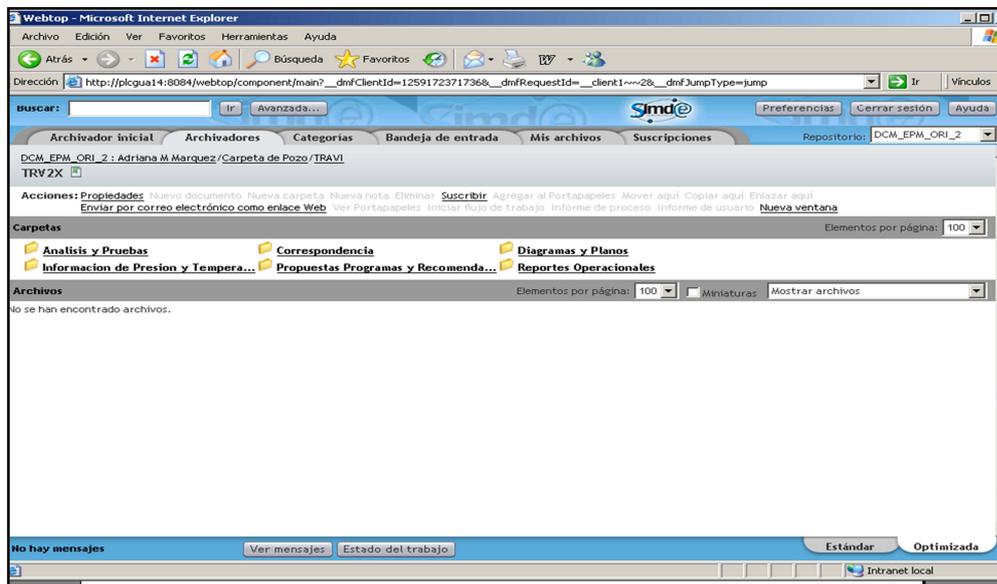


Figura 4.5 Ventanas que muestran una revisión detallada de la información a solicitar en las carpetas de pozos. (PDVSA, S. A. 2009).

También se ubicó información digital en la base de datos corporativa de PDVSA (Operaciones Geológicas) del servidor llamado PLCGUA704, donde se encuentra la Perforación exploratoria de todos los pozos, Prognosis de los pozos, Reportes diarios operacionales, Registros de los pozos, Sumarios, entre otras. Todas estas publicaciones se pueden encontrar en este servidor como se muestra en la (figura 4.6).

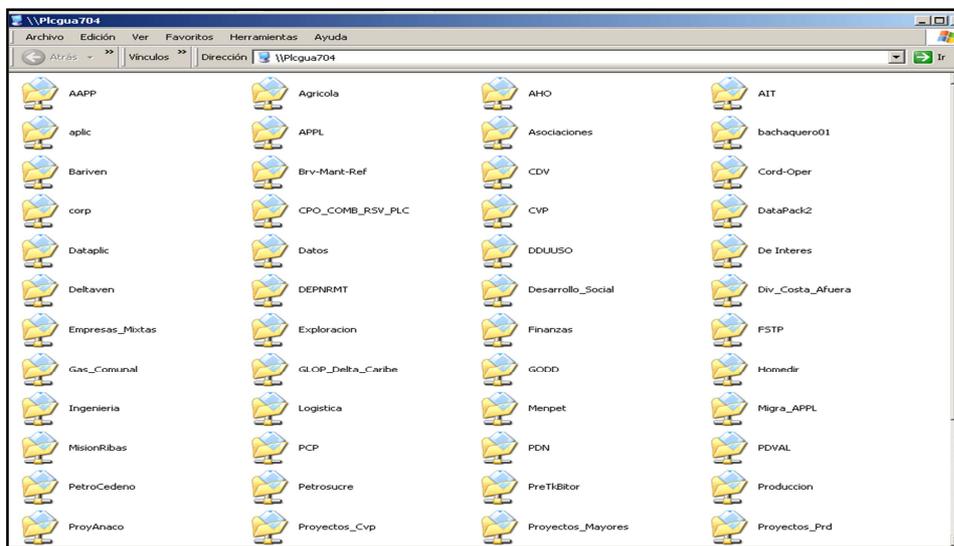


Figura 4.6. Imagen de la información encontrada en el Servidor (PLCGUA704) (PDVSA, S. A. 2009).

Cabe destacar que se necesitó el mapa de ubicación relativa y el mapa base de la zona donde se centra este estudio, con el objeto de seleccionar los pozos que se utilizaran en esta investigación.

Además se contó con información suministrada por El Proyecto Noroeste de Monagas (NOM), como la obtención del mapa de plano de falla del campo Travi, así como también los topes oficiales de las formaciones atravesadas por los pozos en estudio.

Así mismo, la Gerencia de Operaciones Geológicas facilitó la información requerida a través de los sumarios geológicos operacionales, carpeta de pozos del área donde se elaboró el trabajo de investigación. Esta etapa es importante ya que sirvió como base elemental para el cumplimiento de las fases siguientes.

4.3.2 Validación de datos de pozos

Durante esta etapa de validación de los datos de pozos se contó con las aplicaciones de la plataforma de *Landmark* para la utilización del sistema operativo de *OpenWorks*, el cual es una base de datos de proyectos de Exploración y Producción de PDVSA, capaz de almacenar información general de pozos, registros eléctricos, fallas, superficies interpretadas, topes formacionales, mapas, así como también datos generales de perforación y producción de pozos.

Este sistema operativo cuenta con una serie de herramientas para el manejo y administración de los datos almacenados y es la plataforma que integra y comparte los datos; dicha serie comprende varias aplicaciones como: *StratWorks*, *PetroWorks*, *Z-Map Plus*, *OpenVision* y *SeisWorks*, utilizándose en su mayoría el módulo *StratWorks* con sus herramientas, dentro de las cuales se mencionan a continuación: *Correlation*, *CrossSection*, *Mapview*, y sus utilitarios (*Well Template Editor*, *Strat Column Editor*, entre otras) (Figura 4.7).

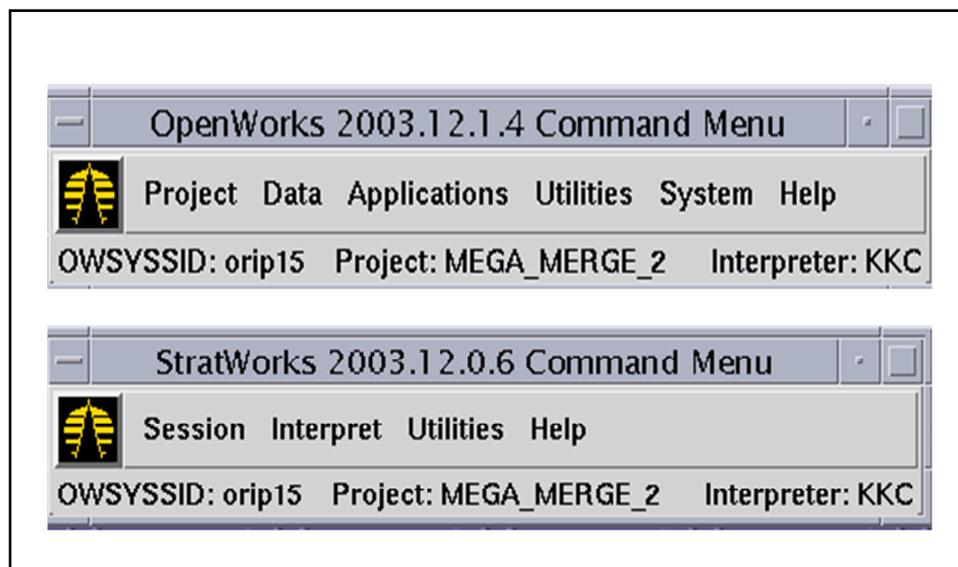


Figura 4.7. Menú principal de *OpenWorks* y el módulo de *StratWorks* (PDVSA, S. A. 2009).

Para acceder a esta plataforma, es necesario disponer de una cuenta de ambiente UNIX creada por *Landmark*, así como también un password e intérprete a realizar el análisis geológico. Posteriormente se procede a abrir las aplicaciones que se van a utilizar, a fin de construir transectos, secciones geológicas, mapeo, entre otras, para así obtener correlaciones y evaluaciones de la zona en estudio.

4.3.2.1 Estudios previos: se revisaron los estudios anteriormente elaborados por otros proyectos guardando una relación estrecha con el tema en desarrollo, estos comprenden a separatas y tesis de grado.

4.3.2.2 Carpetas de pozos: se revisaron las carpetas de pozos que contienen toda la información de cada pozo durante su perforación.

4.3.2.3 Datos de registros: se revisaron los registros eléctricos digitalizados para cada uno de los pozos en la base de datos (*OpenWorks*), el cuál proporciona datos o valores numéricos (punto las) para poder ser graficados y usados en los análisis de parámetros de perforación y de registros, teniéndose un total de tres (3) pozos para el área Travi. Siendo este el listado de registros cargados en el sistema. (figura 4.8).

4.3.2.4 Sumarios: se utilizaron los sumarios finales que contienen los informes que se realizan al final de cada perforación, donde se pueden revisar todas las actividades y problemas presentados durante la perforación. En ello se aprecia de una manera mas técnica, los estudios geológicos, análisis petrofísicos, entre otros.

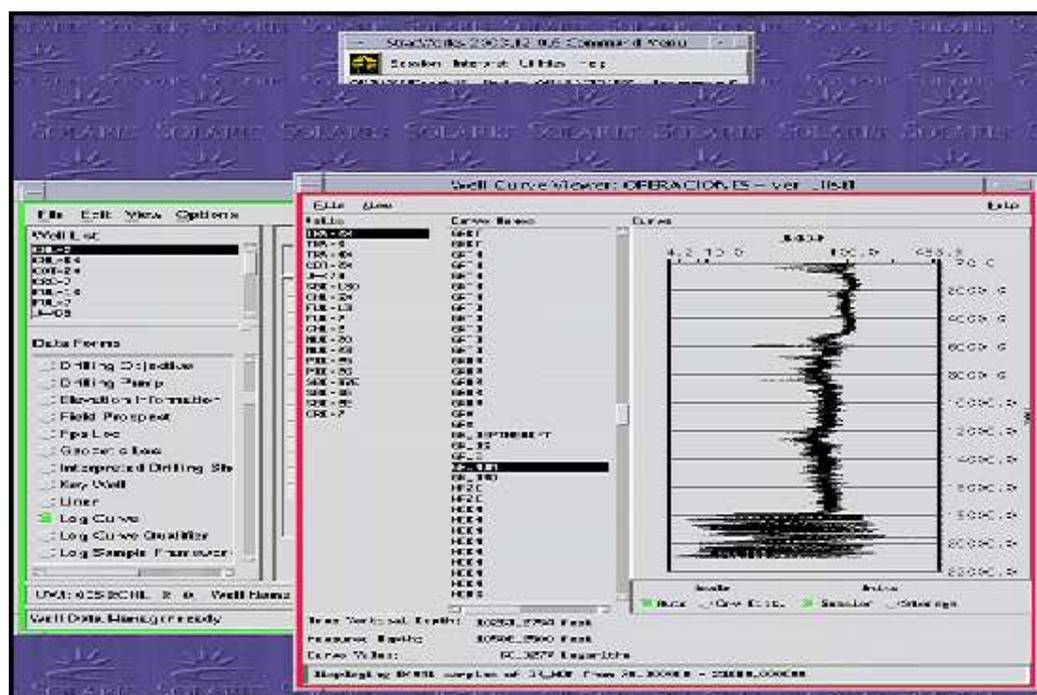


Figura 4.8 Registros cargados en la base de datos (PDVSA, S. A. 2009).

4.3.3 Generación de una base de datos de información geológica

Esta es una de las etapas más importantes, debido a que su desarrollo consistió en corroborar los datos disponibles de los pozos exploratorios del Campo Travi al nivel de las Formaciones. Inicialmente se seleccionó la información necesaria para la realización del trabajo de investigación, donde se revisaron los datos generales de los pozos (elevación de la mesa rotaria, elevación del terreno, profundidad total del pozo, coordenadas UTM) y se procedió a organizar la información para un fácil manejo utilizando Microsoft Excel (Tabla 4.1).

Tabla 4.1 Información general de los pozos TRV-2X, TRV-3, TRV4-X.

| POZO | TIPO DE POZO | COORDENADAS (UTM) | ELEVAC. TERRENO | E.M.R | PROF. FINAL |
|----------|----------------------|-------------------|-----------------|-------|-------------|
| TRV - 2X | DIRECCIONAL TIPO "J" | N 1073557 | 775' | 37' | 21000' |
| | | E 435303 | | | |
| TRV 3 | VERTICAL | N 1074427,24 | 772' | 30' | 19514' |
| | | E 436040,29 | | | |
| TRV 4X | VERTICAL | 1076643,2 | 820' | 30' | 21840' |
| | | E 434289,35 | | | |

Toda la información fue ubicada en las carpetas de pozos, en los registros eléctricos, en la base de datos corporativa de PDVSA; así como también a través de las herramientas Webchannels, Simde, Centinela lo que permitió visualizar la ubicación e información general del pozo, donde los datos ubicados en dichos softwares pueden ser comparados con la información disponible en las carpetas antes mencionadas (Figura 4.9).

Tales parámetros permitieron elaborar un mapa base de datos de información geológica en pozos ubicados al Noreste del estado Monagas mediante la recopilación, selección y clasificación de la información del yacimiento a partir de pozos con curvas validadas, con registro de completación, pozos con información

bioestratigráfica (cartas faunales, cartas de consenso, fósiles marcadores), a fin de desarrollar con éxito los objetivos planteados.

| Wellbore 42317TRV0004 1 General Information | | | | | |
|---|-----------------|------------------------------------|-----------------|-------------------------------|----------------------|
| Wellbore Identification | | Geographic / Political Information | | Depth Information | |
| Well Name | 42317TRV0004 1 | Country | VEN | Reference Elevation | 850 KB |
| Uwi | 00108TRV0004 01 | Field | TRAVI | Water Depth | |
| Government Number | TRV0004 | County | MON06 | Ground Elevation | 820 |
| Well Number | 1 | District | 31 | Kickoff Depth | |
| Hole Direction | OV | State | MON | Plugback TD | |
| Plot Name | TRV-4X | Lease | | Drillers TD | |
| Status Information | | Basin | 4 | Drillers TVD | |
| Initial Class | A2C | Exploitation Unit | UE2A | Loggers TD | |
| Current Class | B0 | Geographic Block | | Lithostratigraphic Unit at TD | |
| Original Status | | General Information | | Location Information | |
| Current Status | | Source | PDVSA | East | North |
| Plot Symbol | 27 | Operator | U.N. PRODUCCION | -63.5990685 | 9.7391566 |
| Event Dates | | Contractor | SCHLUMBERGER | XY UTM-20-LACANOA | 434289.35 1076643.20 |
| Start Date | 19-12-2005 | Name of Rig | SFX-97 | Surface Location Name | TRAVIESTE-8X |
| TD Reached Date | | Discover Well | | Location Quality | I |
| End Date | | Deviation Flag | | | |
| Rig Release | | Remarks | N | | |
| On Production | | | | | |

Figura 4.9 Base de datos Webchannels, para la validación de datos básicos de pozos. (PDVSA, S. A. 2009).

4.3.4 Selección de los pozos

Se seleccionaron 3 pozos del área Travi (TRV-2X, TRV-3 y TRV-4X). Estos pozos se tomaron como ideales, debido a que algunos de ellos son pozos de perforación reciente teniendo mayor información disponible para la realización de esta investigación. Así como también algunos estos pozos atravesaron el Alóctono y el Autóctono del Cretácico, y es importante para esta investigación para determinar en ella los puntos óptimos para el asentamiento de revestidor. (figura 4.10).

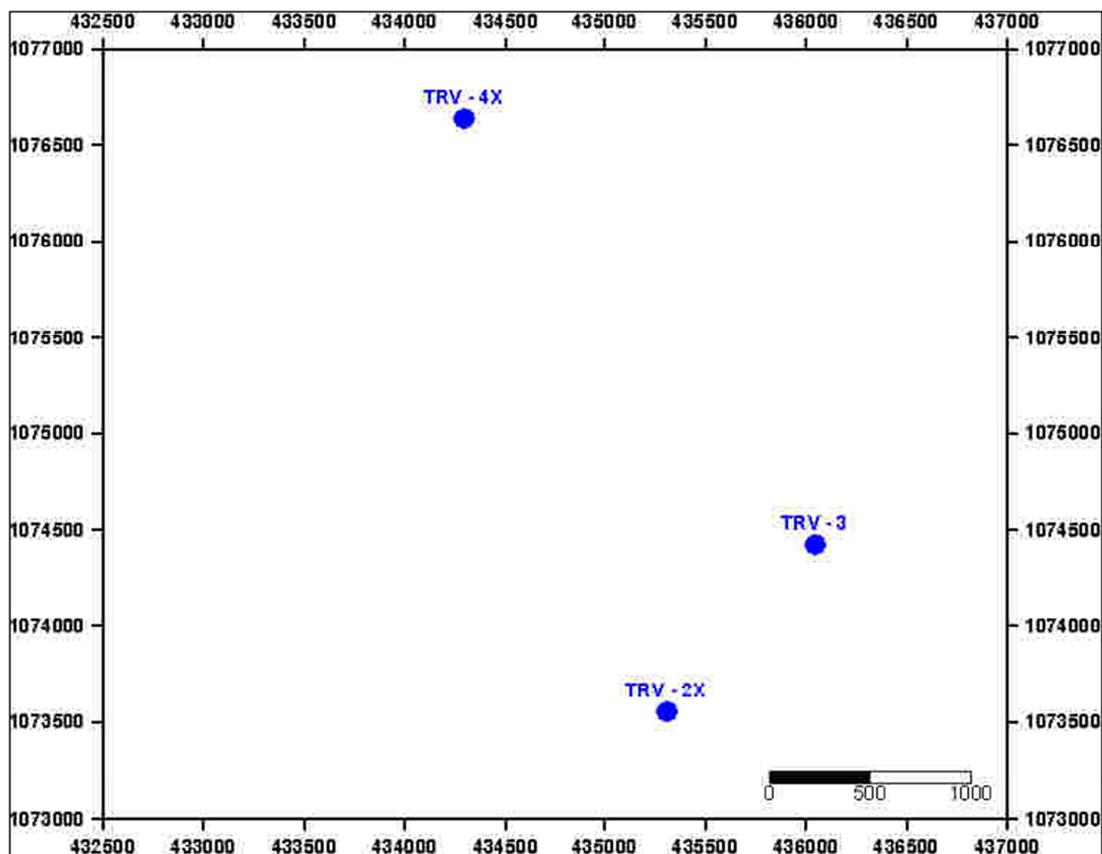


Figura 4.10 Mapa de ubicación de los pozos seleccionados

4.3.5 Análisis de parámetros de perforación

Se llevara a cabo analizando los siguientes parámetros: Tasa de perforabilidad (ROP), Exponente de perforabilidad (Dxc), presión de poro (PP), Gas de Formación, Densidad de lodo (DL), Torque, entre otros. En esta parte se analizarán todos los parámetros en conjunto a fin de detectar las zonas de sobrepresión, de transición de presiones y regresión de presiones.

4.3.5.1 Formación Carapita: para esta formación se revisaron todos los parámetros de perforación y los que más aportaron información fueron la ROP, Dxc y el Torque.

4.3.5.2 Formación Naricual: para esta formación de igual manera se revisaron todos los parámetros de perforación y los que más aportaron información fueron la ROP, Dxc, Gas Total y la Calcimetría.

4.3.5.3 Bloque alóctono: para este bloque alóctono comprendido por las formaciones Areo, Los Jabillos, Caratas, Vidoño, San Juan, San Antonio y Querecual; los parámetros de perforación que mas aportaron información fueron la ROP, Dxc, Gas Total y la Calcimetría.

4.3.6 Análisis de Muestras de Canal

El análisis consistió en la recopilación litológica obtenida a través de los reportes finales enviados a la gerencia de operaciones geológicas, para así poder observar los ripios característicos obtenidos en los topes formacionales de los intervalos analizados del área Travi, Estado Monagas.

En la descripción de las muestras de canal, se coloca en una bandeja una cantidad significativa de la muestra, luego se procede con el análisis microscópico el cual contempla las siguientes características:

Tipo de roca (arenisca, lutita, caliza, etc.).

Dureza (suave, friable, firme).

Tamaño del grano (conglomerado, muy grueso, grueso, medio, fino, muy fino).

Forma del grano (bien redondeado, redondeado, sub-redondeado, angular, Sub-angular,).

Selección o escogimiento (bueno, regular y malo).

Cemento (calcáreo, siliceo, etc.).

Composición (cuarzo, feldespato, mica, cuarcita, fragmentos ígneos y metamórficos).

Contenido orgánico (fragmentos de conchas, foraminíferos, material carbonáceo).

Minerales accesorios (pirita, calcita, glauconita, ceniza, caolín, etc.).

Porcentajes de la composición de la muestra.

4.3.7 Análisis de registros eléctricos de pozos

En esta fase se analizarán los siguientes registros: gamma ray, resistividad y conductividad, los cuales aportarán una información más confiable al momento de interpretar los eventos, permitiendo afianzar los análisis efectuados en la etapa anterior sobre la detección de zonas de transición de presiones, sobrepresión y regresión de presiones.

4.3.8 Elaboración de secciones estratigráficas

Se realizaron con el objetivo de reconstruir la geometría de las formaciones, permitiendo así obtener información acerca de la extensión lateral cada formación y variaciones de espesor.

Fue necesario realizar un mapa base, se procedió a la creación de un mallado constituido por una (1) sección, eligiendo su dirección, de acuerdo a estudios previos. Esta sección sería realizada en dirección Sureste - Noroeste (figura 4.11).

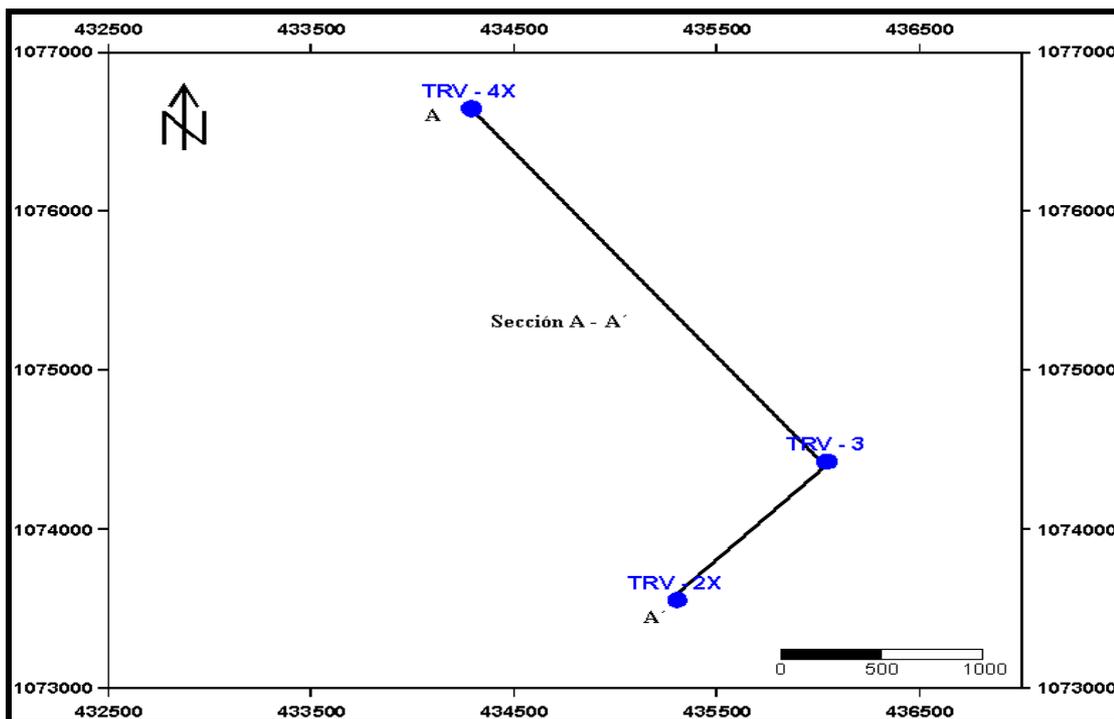


Figura 4.11 Mapa base de ubicación de secciones estratigráficas, a partir de la aplicación *Mapview* de *Stratworks* (PDVSA, S. A. 2009).

Para esta etapa se inició el trabajo generando las Secciones Estratigráficas a través de la aplicación *Correlation* a una escala 1:500. A continuación se muestra

una tabla que describe la sección que fue realizada, con su respectiva dirección y pozos a utilizar para dicha elaboración (tabla 4.2).

Tabla 4.2 Dirección de la sección estratigráfica.

| SECCIÓN | DIRECCIÓN | POZOS |
|---------|-----------|-------------------------------|
| A-A' | SW - NE | TRV - 2X , TRV - 3 y TRV - 4X |

Para las correlaciones estratigráficas se definió su orientación y los pozos que la integran, luego se procedió a escoger un zona operacional que constituirá el “datum” estratigráfico, en este caso se utilizó el tope de la Zona de Alta Conductividad, con el fin de lograr así la horizontalidad de los estratos. (figura 4.12).

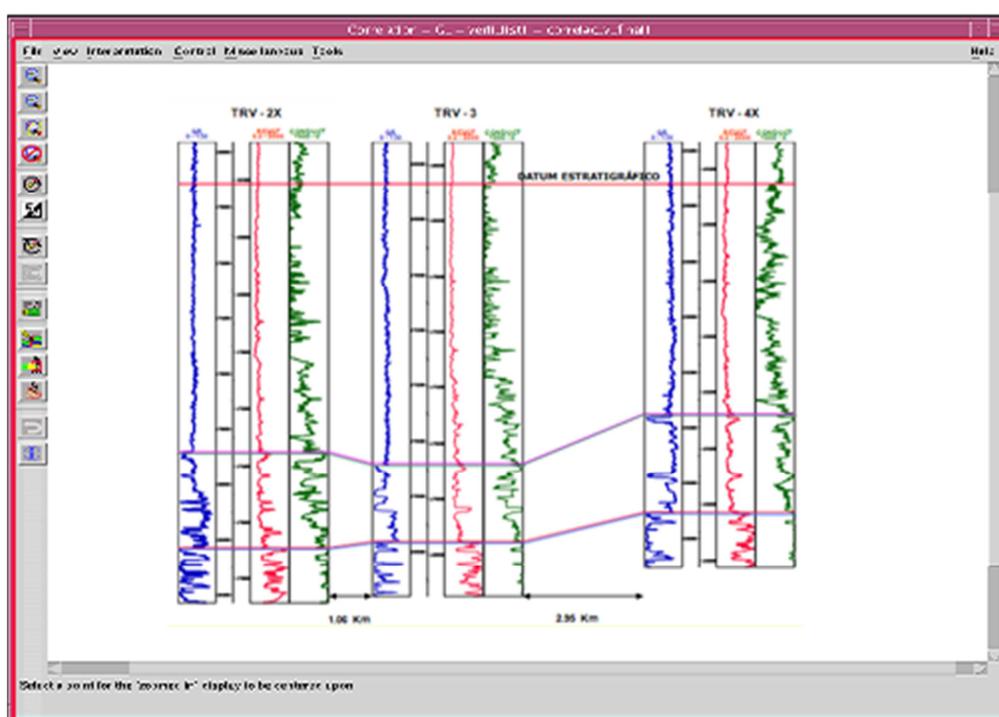


Figura 4.12 Elaboración de secciones estratigráficas en la aplicación *OpenWorks* (PDVSA, S. A. 2009).

4.3.9 Conclusiones y recomendaciones

Corresponde a la etapa final del tema de estudio, en la misma, se formulan conclusiones y recomendaciones, basadas en la interpretación e integración de todos los análisis realizados durante el proceso de desarrollo del tema asignado como trabajo de grado.

4.3.10 Elaboración del informe final

Esta etapa consiste en la elaboración de un informe técnico final siguiendo los reglamentos y/o lineamientos establecidos por la Universidad de Oriente, que contengan explícitamente y en forma gráfica, todos los pasos que se realizaron durante el desarrollo de este trabajo de grado, así como también la presentación y discusión de los resultados obtenidos en este estudio.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Siguiendo la metodología propuesta en el capítulo anterior, se obtuvo una serie de resultados que nos ayudará al análisis y discusión sobre los parámetros de perforación y registros eléctricos obtenidos durante la perforación de los pozos exploratorios perforados en el área del campo Travi, ubicado al Norte del Estado Monagas.

5.1 Selección de pozos

Se seleccionaron tres (3) pozos del área para realizar el estudio: TRV - 2X, TRV - 3 y TRV -4X. Se realizó la búsqueda de datos de los registros eléctricos tales como; Gamma Ray, Resistividad, Conductividad y reportes diarios de las Cabinas de Mud logging que estuvieron presentes durante la construcción de cada uno de estos pozos.

Posteriormente se tomaron los datos necesarios para graficar los registros eléctricos y parámetros de perforación de cada uno de los pozos, para su posterior análisis e interpretación.

5.2 Análisis de parámetros de perforación, muestras de canal y registros eléctricos.

5.2.1 Análisis de los Parámetros de perforación de la Formación Carapita

Para la predicción del tope de la Formación Carapita, se tomó la experiencia observada en el pozo TRV - 2X; la cual se describe a continuación:

En los parámetros de perforación se observa un cambio de tendencia en cada una de las curvas en el intervalo 800 - 900 pies; tal como se ilustra (figura 5.1).

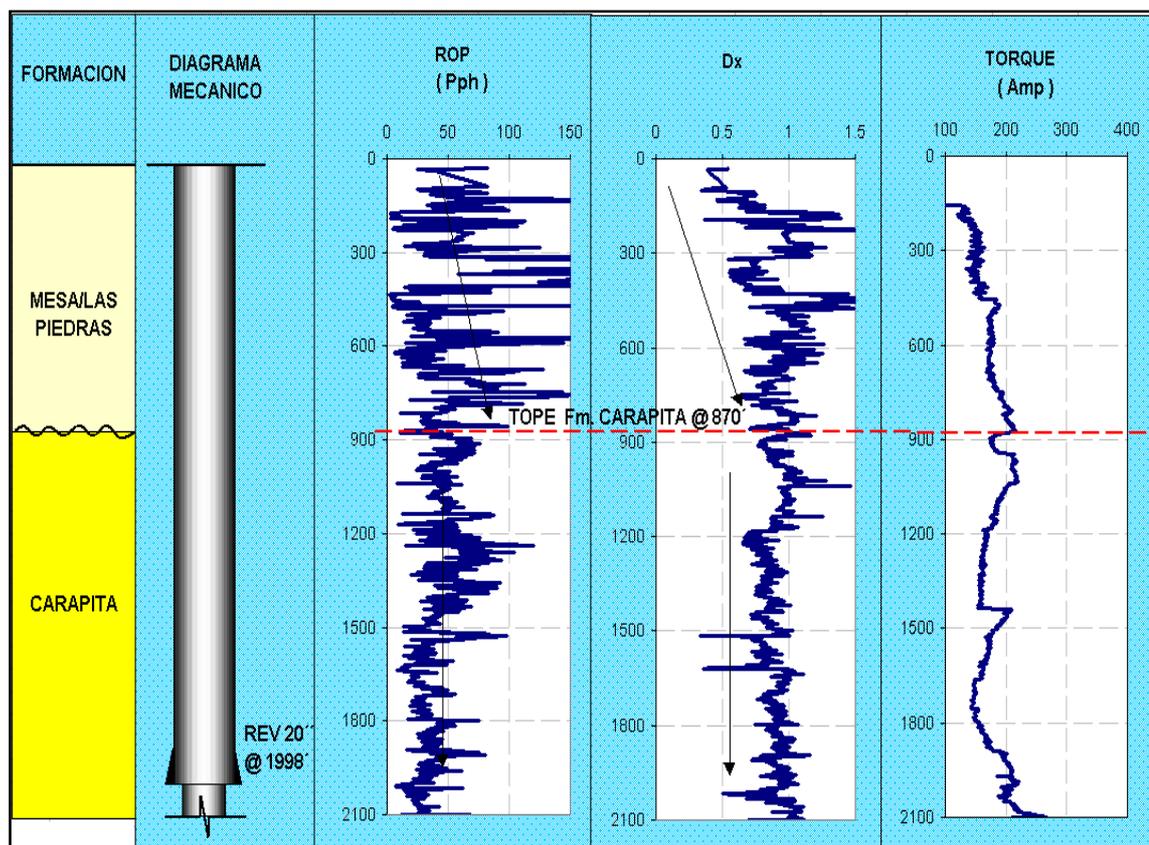


Figura 5.1 Parámetros de Perforación del Tope Carapita, pozo TRV - 2X.

5.2.2 Análisis de muestras de canal de la Formación Carapita

En las muestras de canal, se observó una disminución del porcentaje de arena y a su vez un incremento del porcentaje de lutitas, de color gris claro a gris oscuro (figura 5.2); así como también pero en menor proporción intercalaciones de areniscas y limolitas.

Otro elemento muy importante observado es la presencia de foraminíferos béticos calcáreos como marcadores geológicos operacionales típicos de la zona de entrada a la Formación Carapita como lo son las "*Lenticulina*" (figura 5.3).



Figura 5.2 Lutita característica de la Formación Carapita.



Figura 5.3 Foraminíferos Béticos Calcáreos "*Lenticulina*".

Todos estos elementos anteriormente descritos nos dan indicios de la entrada a la Formación Carapita; por lo tanto se paró la perforación a unos 1999 pies y luego se procedió a correr los registros eléctricos, para corroborar el seguimiento geológico operacional.

5.2.3 Análisis de Registros Eléctricos de la Formación Carapita

Los registros eléctricos confirmaron el seguimiento geológico operacional, observándose al igual que en los parámetros de perforación el cambio de trends en el intervalo de 800 - 900 pies, en las curvas de los registros Gamma Ray, Resistividad y Conductividad. Confirmando de esta manera el tope de la Formación Carapita a 870 pies (figura 5.4).

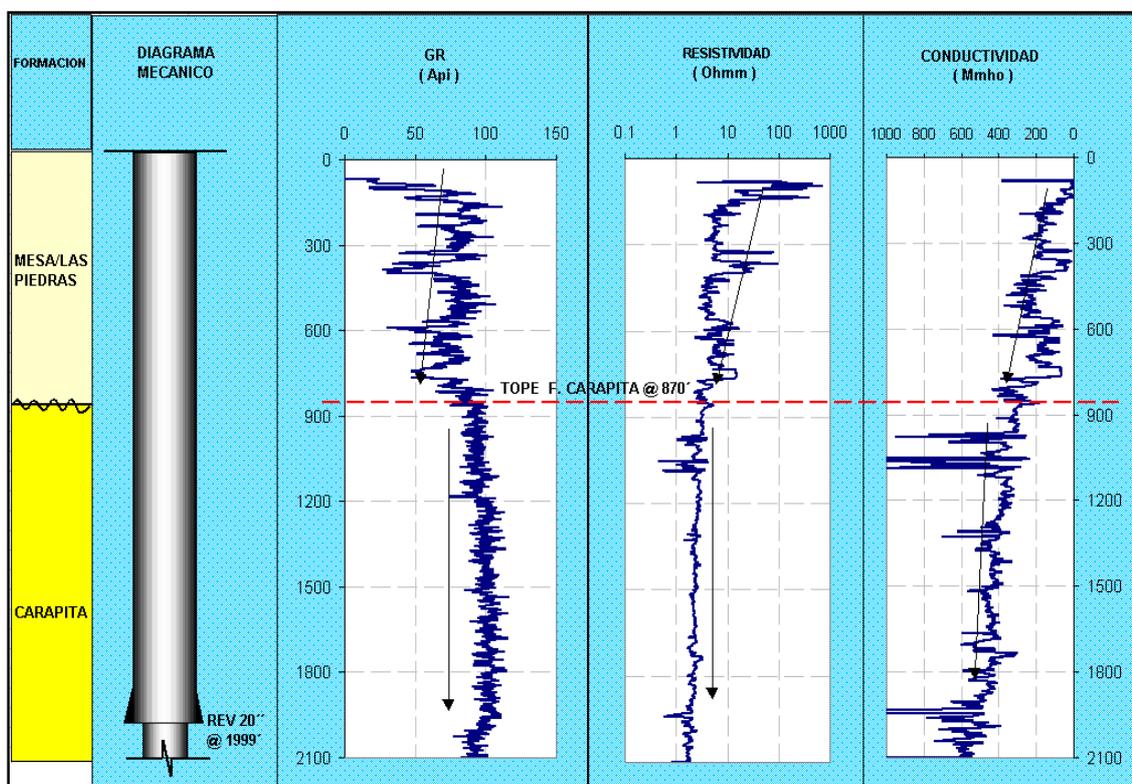


Figura 5.4 Registros eléctricos del Tope de la Formación Carapita, del pozo TRV - 2X.

Luego de verificar el tope de la Formación Carapita, se bajo el revestidor de 20 pulgadas a 1999 pies, con la finalidad de proteger los acuíferos superficiales y aislar

una zona de presiones normales (Formación Mesa/Formación Las piedras) a otra de presiones anormales (Formación Carapita).

A continuación se muestra en el pozo TRV-2X, la prognosis del tope de la Formación Carapita, el tope por muestras de canal y el tope por registros eléctricos (Tabla 5.1).

Tabla 5.1 Tope de la Formación Carapita.

| TOPE | TOPE ESTIMADO | TOPE POR MUESTRAS DE CANAL | TOPE POR REGISTROS ELECTRICOS |
|------------------|----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Formación | Tope (Pies) | Tope (Pies) | Tope (Pies) |
| CARAPITA | 2560 | 870 | 860 |

5.2.4 Análisis de los parámetros de perforación de la Formación Naricual

Para la predicción del tope de la Formación Naricual, se tomó la experiencia observada en el pozo TRV - 3.

Como se describió anteriormente para la predicción del tope de la Formación Carapita, se procedió de igual manera con el tope de la Formación Naricual; se inició con el seguimiento geológico operacional a partir de 870 pies.

Se inició con el monitoreo de la calcimetría, que consiste en medir la cantidad de Carbonato de Calcio (CaCO_3) en las lutitas y se construyó una gráfica para analizar el comportamiento de esta curva, logrando de esta manera inferir donde inicia el tope operacional de la Zona de alta conductividad (Z.A.C) (Figura 5.5).

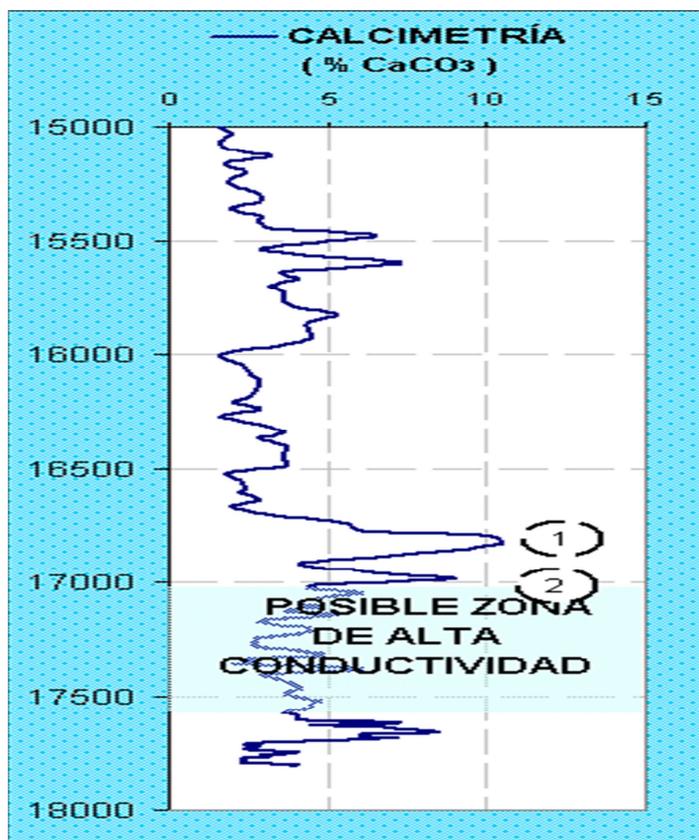


Figura 5.5 Curva de calcimetría del pozo Travi - 3.

La posible Zona de Alta Conductividad que es un marcador operacional muy importante, nos dará idea de la profundidad a la cual mas o menos encontraremos el tope de la Formación Naricual que por experiencia en otros pozos, se encontrará aproximadamente a mas o menos 1300 pies, de este marcador (Figura 5.6).

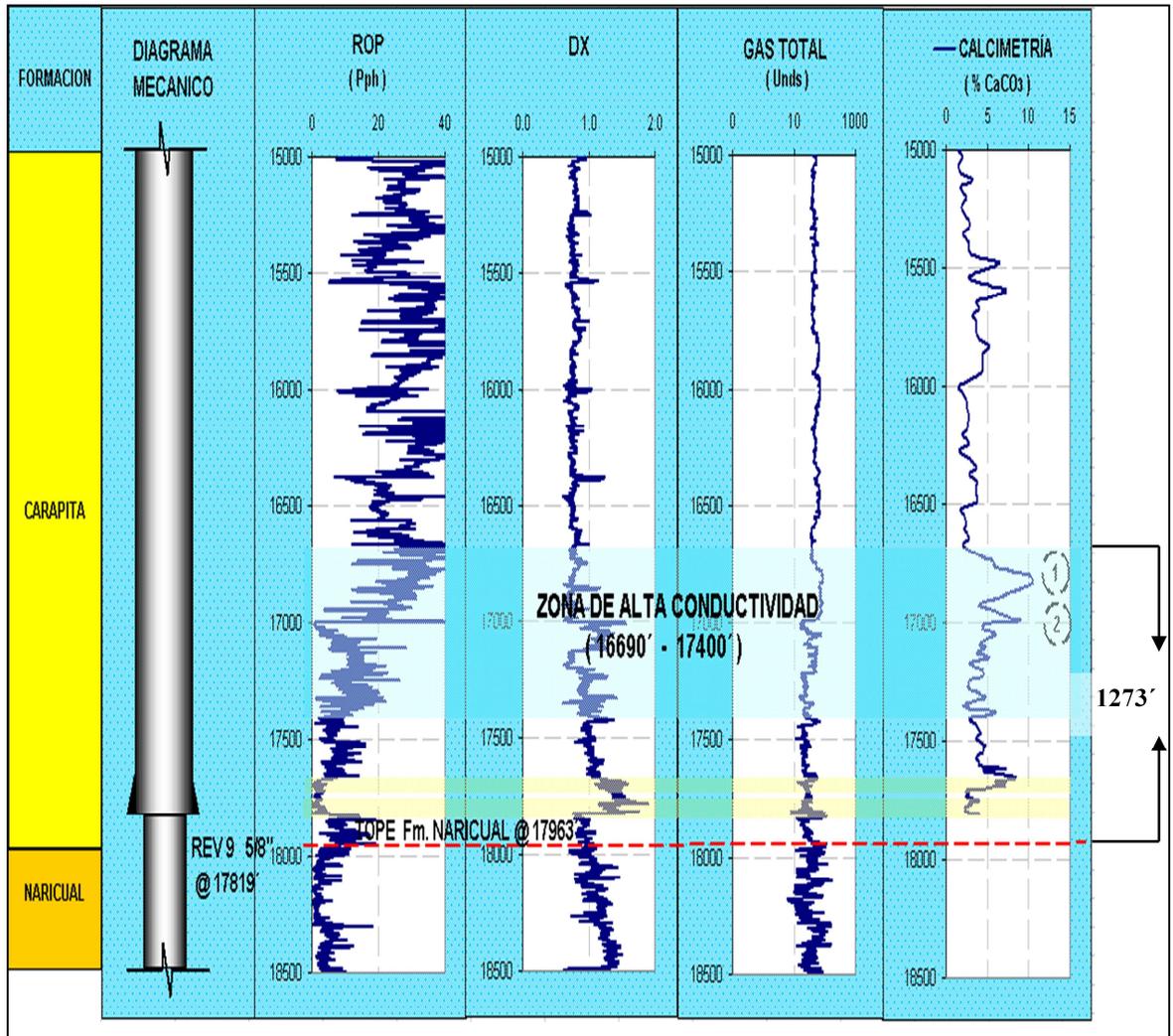


Figura 5.6 Posible Zona de alta Conductividad.

En el monitoreo del comportamiento de los parámetros de perforación, se observó las diferentes tendencias de las curvas a partir 16500 pies hasta mas o menos 17500 pies, tal como se ilustra (figura 5.7).

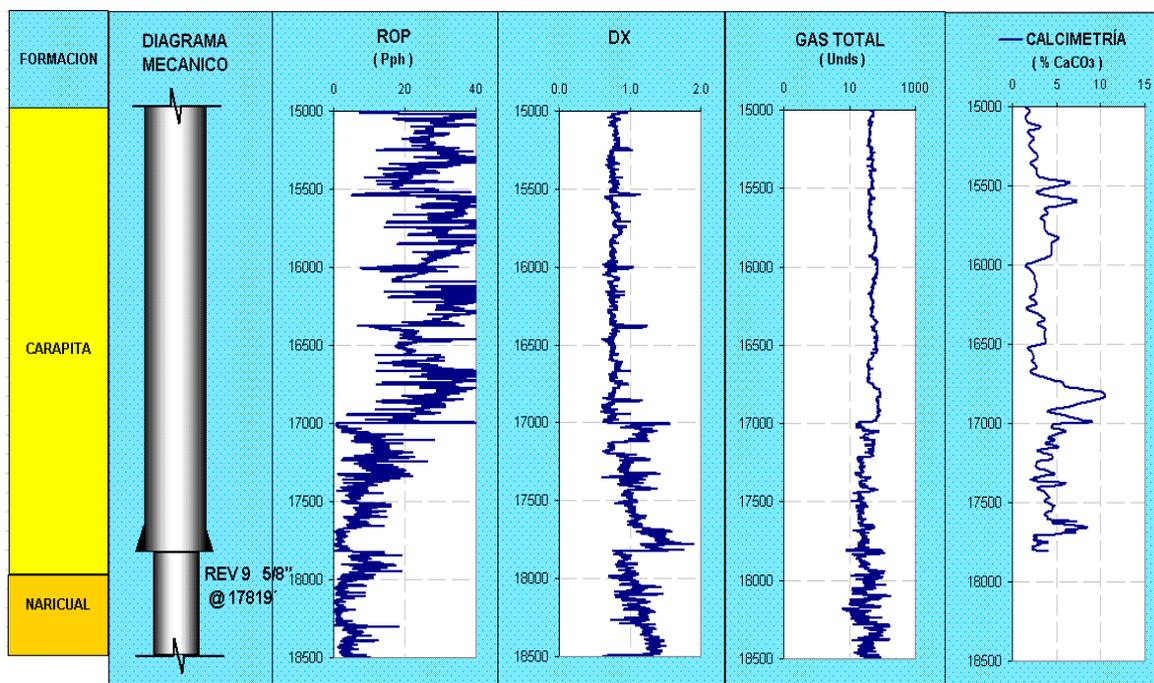


Figura 5.7 Parámetros de perforación, pozo TRV – 3.

5.2.5 Análisis de las muestras de canal de la Formación Naricual

Al definir o predecir nuestra posible Zona de alta Conductividad, se perforarán aproximadamente unos 1000', donde se observó unas areniscas de granos muy finos y de matriz muy limosa, con cemento calcáreo que tienen un espesor de 10 - 20 pies aproximadamente y son denominadas operacionalmente como: E1 y E2 (Figura 5.8). Una de las características más observable en los parámetros de perforación es la disminución de la ROP, que cae drásticamente, en muchos de los casos a menos de 1 pph. Ya seguro de esto podemos inferir que el tope de la Formación Naricual se estimó a unos 250 - 300 pies del marcador E1 y a unos 150 - 200 pies del marcador E2. En nuestro caso fue de 277 y 188 pies respectivamente.

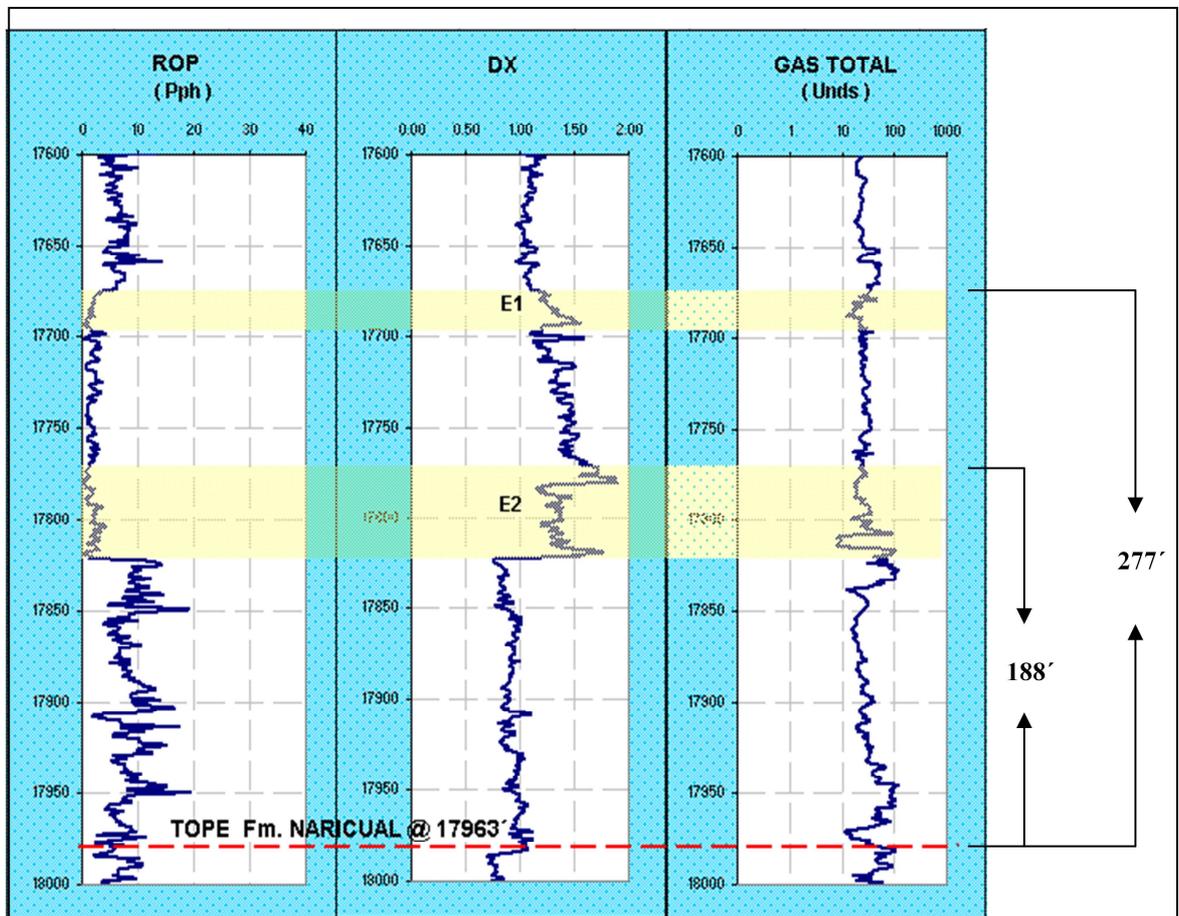


Figura 5.8 Marcadores E1 y E2.

Por lo tanto se paró la perforación a unos 17819 pies y luego se procedió a correr los registros eléctricos, para corroborar el seguimiento geológico operacional.

5.2.6 Análisis de Registros Eléctricos de la Formación Naricual

Por último se corrieron los registros eléctricos y se procedió a compararlos con los parámetros de perforación para así confirmar lo dicho anteriormente (Figura 5.9); se hizo el análisis de presiones por medio de estos registros; a partir de 15500 pies de profundidad comienza la zona de transición de presiones hasta 16690 pies, donde se manifiesta una zona presurizada de la Formación Carapita, caracterizada por altos

valores en la conductividad (Z.A.C), así como de bajos valores de resistividad hasta la profundidad de 17900 pies, donde se observa la zona de regresión de presiones.

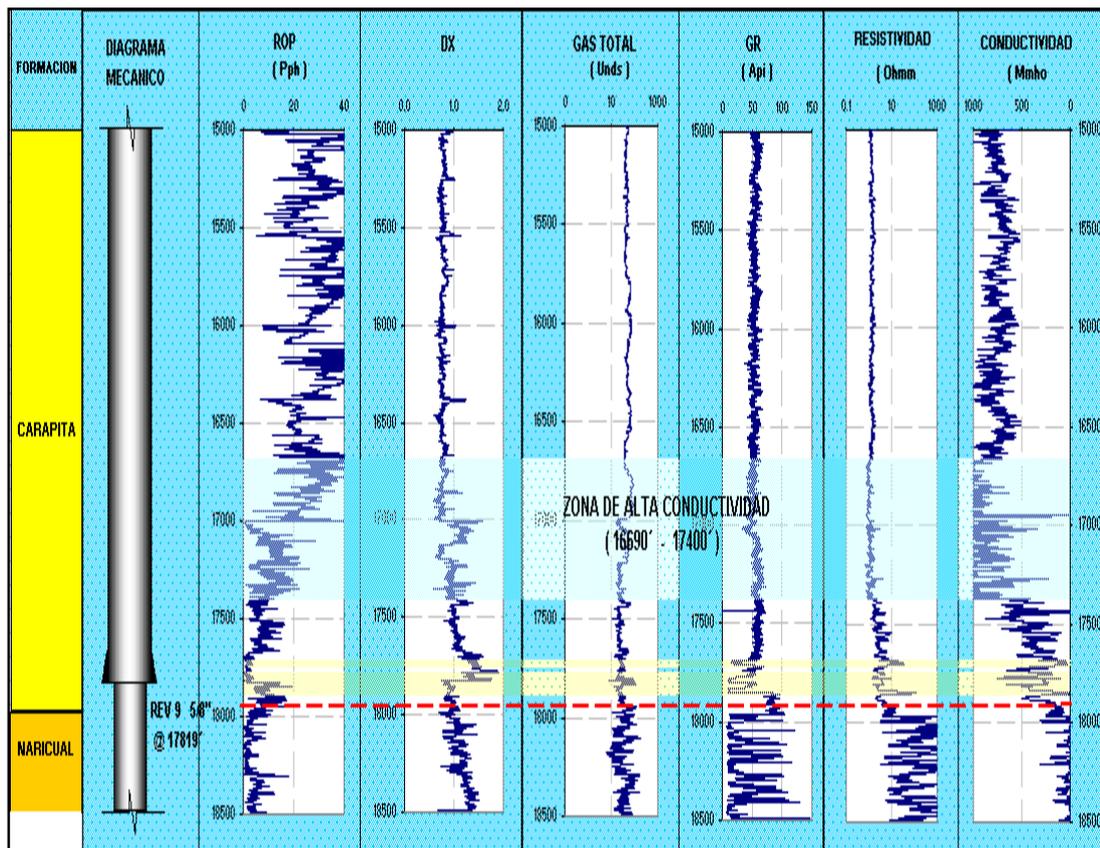


Figura 5.9 Correlación de Parámetros de Perforación con Registros Eléctricos.

Luego se bajo el revestidor a 17819 pies de 9 5/8 pulgadas, siendo un buen punto para el asentamiento de revestidor que servirá para aislar una zona de altas presiones (Formación Carapita) de una zona de bajas presiones (Formación Naricual).

A continuación se muestra en el pozo TRV-3, la prognosis del tope de la Formación Carapita, el tope por muestras de canal y el tope por registros eléctricos (Tabla 5.2).

Tabla 5.2 Tope de la Formación Naricual.

| TOPE | TOPE ESTIMADOS | TOPE POR MUESTRAS DE CANAL | TOPE POR REGISTROS ELECTRICOS |
|------------------|-----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Formación | Tope (Pies) | Tope (Pies) | Tope (Pies) |
| NARICUAL | 18250 | 17963 | 17955 |

5.2.7 Análisis de los parámetros de perforación del bloque alóctono

Para analizar el bloque alóctono que comprende las Formaciones: Areo, Los Jabillos, Caratas, Vidoño, San Juan, San Antonio y Querecual; se tomó la experiencia observada en el pozo TRV - 4X.

En los parámetros de perforación se observan los cambios de tendencias en cada una de las curvas dentro de cada formación; tal como se ilustra (figura 5.10).

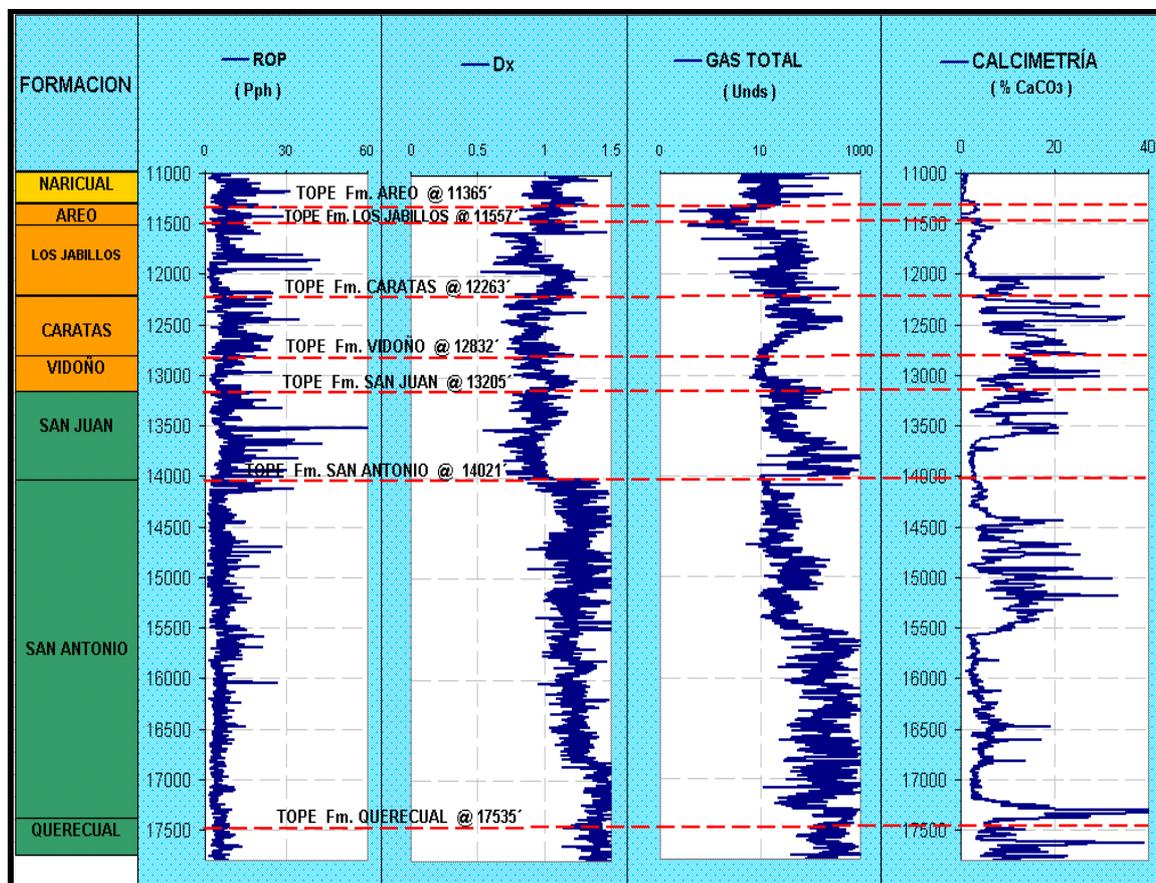


Figura 5.10 Parámetros de Perforación del bloque alóctono comprendido por las formaciones: Areo, Los Jabillos, Caratas, Vidoño, San Juan, San Antonio y Querecual.

5.2.8 Análisis de las muestras de canal del bloque alóctono

5.2.8.1 Formación Areo: luego de perforar toda la secuencia de la Formación Naricual de un espesor aproximado de 1600 pies; se perforaran mas o menos 200 pies de la Formación Areo que es caracterizada hacia el tope y a lo largo de la sección por lutitas predominante de color gris oscuro, a gris verdoso, localmente marrón oscuro, muy glauconíticas y con presencia de abundantes pellets glauconíticos que

son tomados como un marcador operacional muy importante para estar prevenido a la entrada de la Formación Los Jabillos (Figuras 5.11 y 5.12).



Figura 5.11 Lutita Glauconítica característica de la Formación Areo.



Figura 5.12 Pellets Glauconíticos (Marcador Operacional).

5.2.8.2 Formación Los Jabillos: el tope de la Formación Los Jabillos es determinado operacionalmente por el paso de una litología donde predominan las lutitas, a una sección donde se presentan secuencias de areniscas cuarzo cristalinas de grano medio a grueso, matriz y cemento calcáreo, en parte cemento silíceo, evidenciando un

incremento considerable en la curva de calcimetría. Otro marcador geológico operacional importante es la presencia de cuarzos rosados (Figura 5.13).



Figura 5.13 Cuarzos rosados típicos de la Formación Los Jabillos.

5.2.8.3 Formación Caratas: el tope de la Formación Caratas es determinado operacionalmente por el paso de una litología donde predominan las arenas, a una sección donde se presentan calizas, beige, blancas, negras moteadas, macizas, glauconíticas, microfracturadas. Este horizonte carbonático al tope de la secuencia de la Formación Caratas, ha recibido el nombre de Miembro Tinajitas (Figura 5.14).



Figura 5.14 Caliza característica de la Formación Caratas.

5.2.8.4 Formación Vidoño: la Formación Vidoño se caracteriza por la aparición de dos niveles posiblemente marcadores en la zona; el primero constituido por lutitas altamente glauconíticas, verde oscuro a negro, suave a moderadamente dura. El segundo nivel abrupto constituido exclusivamente por calizas masivas, beige a marrón claro, en parte blanco, moderadamente dura, con inclusiones glauconíticas (Figuras 5.15 y 5.16).



Figura 5.15 Lutitas Glauconíticas.



Figura 5.16 Calizas rojizas con inclusiones glauconíticas.

5.2.8.5 Formación San Juan: el tope de la Formación San Juan es caracterizado por areniscas masivas de grano fino a muy fino, ocasionalmente medio a grueso, bien consolidadas, matriz y cemento silíceo, con delgadas capas de lutitas grises, bien

compactas, generalmente de mala porosidad visual. Pueden presentar pequeñas intercalaciones de calizas (Figura 5.17).



Figura 5.17 Arenisca característica de la Formación San Juan.

5.2.8.6 Formación San Antonio: usualmente en la entrada de ésta formación, se observa la presencia de un cuerpo lutítico de 10 - 20 pies de espesor, de color gris oscuro, negro y Chert, pero generalmente está constituida por areniscas masivas de grano fino a muy fino, muy abrasivas, oscuras, con ciertas intercalaciones de lutitas y delgadas capas de calizas. Es común encontrarse durante la perforación Pellets Fosfáticos (figura 5.18).



Figura 5.18 Pellets Fosfáticos.

5.2.8.7 Formación Querecual: caracterizada en el tope por lutitas de color gris oscuro a negros, bien compactas, micropiríticas, generalmente manifiestan olor fétido a materia orgánica (figura 5.19), con intercalaciones de areniscas cuarzo cristalino, de grano fino a medio; presencias de margas de color marrón oscuro a moteadas (figura 5.20).



Figura 5.19 Lutita gris micropirítica.



Figura 5.20 Margas marrones.

5.2.8 Análisis de los registros eléctricos del bloque alóctono

En los registros eléctricos del bloque alóctono se observaron diferentes tendencias de las que confirmaron el seguimiento geológico operacional, observándose al igual que en los parámetros de perforación el cambio de trends, en las curvas de los registros Gamma Ray, Resistividad y Conductividad. Confirmando de esta manera los diferentes topes formacionales que comprenden dicho bloque.

A continuación se muestra en el pozo TRV-4X, la prognosis de los topes de las formaciones del bloque alóctono, los topes por muestras de canal y los topes por registros eléctricos (Tabla 5.3).

Tabla 5.3 Topes del bloque alóctono.

| TOPES | TOPES ESTIMADOS | TOPES POR MUESTRAS DE CANAL | TOPES POR REGISTROS ELECTRICOS |
|------------------|------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| Formación | Tope (Pies) | Tope (Pies) | Tope (Pies) |
| AREO | 9894 | 11385 | 11365 |
| LOS JABILLOS | 10724 | 11565 | 11550 |
| CARATAS | ----- | 12260 | 12270 |
| VIDOÑO | ----- | 12900 | 12840 |
| SAN JUAN | 11798 | 13180 | 13205 |
| SAN ANTONIO | 12478 | 14000 | 14021 |
| QUERECUAL | 15617 | 17510 | 17535 |

5.3 Elaboración de secciones estratigráficas

Con la finalidad de definir y visualizar la continuidad estratigráfica en el área de estudio, se elaboró una (1) sección estratigráfica, la cual involucra los pozos del área. El “datum” que se tomó de referencia fue el marcador Litoestratigráfico al nivel del tope de la zona de alta conductividad dentro de la Formación Carapita.

5.3.1 Sección estratigráfica A – A’

De dirección Sureste – Noroeste, atraviesa los pozos TRV-2X, TRV-3 y TRV-4X (figura 5.21). Esta sección muestra una continuidad lateral en el espesor de la zona de alta conductividad y del marcador Carapita E, tomándose como “datum” litoestratigráfico el tope de la zona de alta conductividad (figura 5.21).

Los espesores promedios de la zona de alta conductividad comprende un rango de 800 a 600 pies aproximadamente, así como se aprecia una disminución de espesor hacia el Noroeste, específicamente en el pozo TRV-4X, esta zona se encuentran a una profundidad promedio de 17000 a 18000 pies.

En cuanto al tope del marcador Carapita E1, su espesor comprende un rango de 10 – 20 pies aproximadamente; el tope del marcador Carapita E2, su espesor comprende un rango de 15 – 30 pies aproximadamente.

La profundidad promedio que existe desde el marcador Carapita E1 a la Formación Naricual es de 300 pies; la profundidad promedio que existe desde el marcador Carapita E2 a la Formación Naricual es de 200 pies.

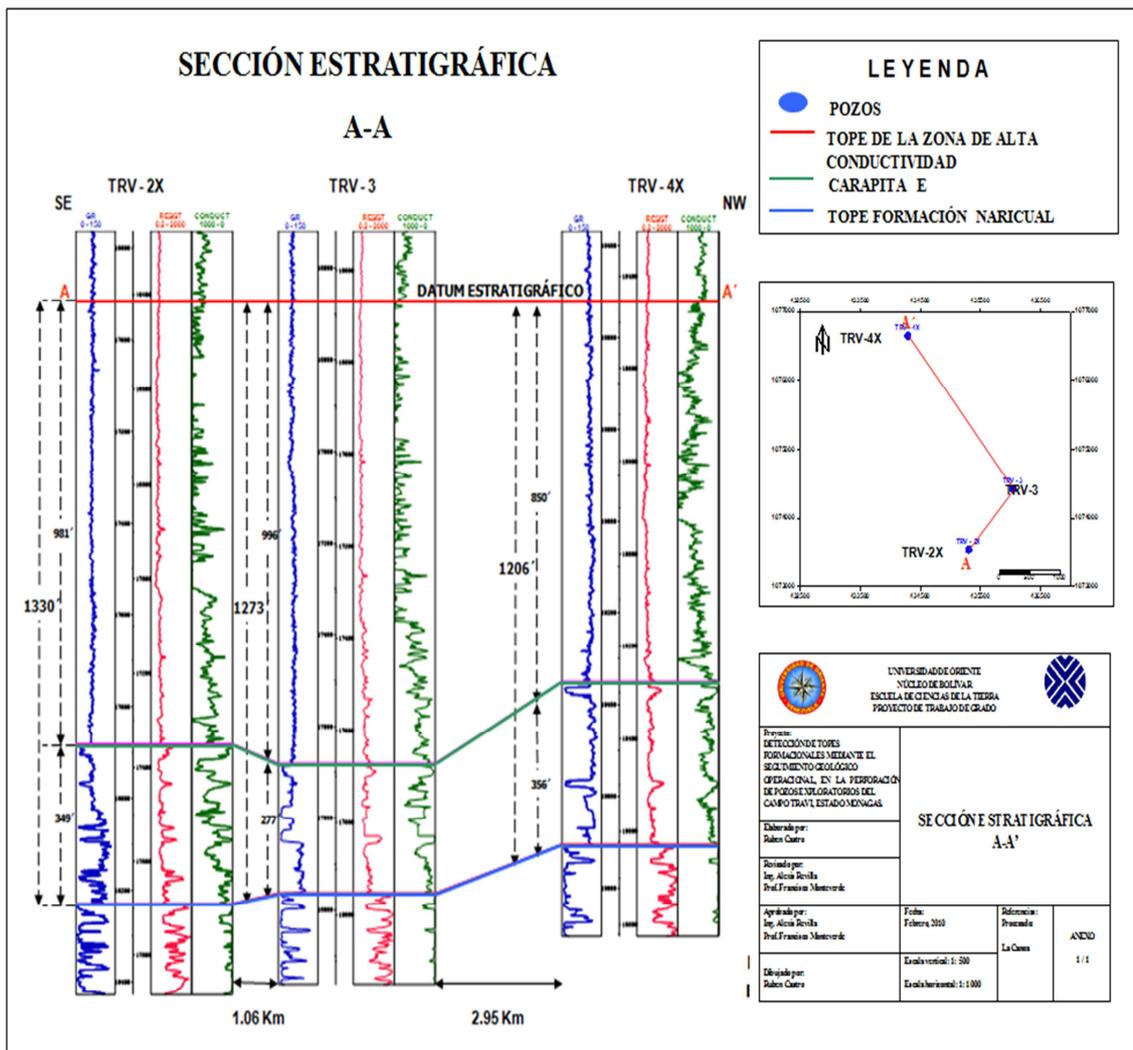


Figura 5.21 Sección estratigráfica A-A'.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Del estudio realizado se pudo determinar la existencia de marcadores operacionales y formaciones geológicas con espesores constantes que ayudan a la detección y/o predicción de topos Formacionales, en el área de estudio del Campo Travi.

2. Este estudio permitió determinar que existen espesores promedios a perforar en los pozos del Campo Travi; de unos 1300 pies desde la interpretación del tope de la zona de alta conductividad hasta el tope de la Formación Naricual, de 100 pies desde el marcador E1 hasta el marcador E2 y 200 desde el marcador E2 hasta el tope de la Formación Naricual respectivamente.

3. Con un buen seguimiento calcimétrico se puede determinar o predecir zonas de alta conductividad y al ser comparados con los registros eléctricos se corrobora la proximidad de los valores interpretados en el seguimiento geológico; la profundidad de la zona de alta conductividad del pozo TRV-2X, se encuentra en el intervalo de 16900 – 17600 pies; la del pozo TRV- 3, se encuentra en el intervalo de 16690 – 17400 pies y por último la del pozo TRV-4X, en el intervalo de 18500 – 19180 pies respectivamente.

4. Se corrobora la importancia de los registros eléctricos en la determinación de topos formacionales y precisión de la correlación

5. Unas de las características litológicas más importantes observables en las formaciones fueron: en la Formación Carapita la presencia de lutitas bien definidas, presencia de foraminíferos y las areniscas marcadoras E1 y E2; en la Formación Areo la presencia de lutitas verdes y abundantes pellets glauconíticos; en la Formación Los Jabillos la presencia de areniscas de grano fino con cemento calcáreo y cuarzos rojizos; y en la Formación Caratas la presencia de calizas (Miembro Tinajitas).

Recomendaciones

Las siguientes recomendaciones van dirigidas a PDVSA Exploración, Gerencia de Operaciones Geológicas.

1. Actualizar los modelos geológicos para mejorar los topes formacionales con las distintas respuestas de los registros eléctricos.
2. Mantener correlaciones estratigráficas actualizadas, para observar espesores formacionales aproximados, con respecto a los pozos vecinos.
3. Mantener estricto control en la calidad de los datos durante las actividades de perforación como herramienta importante para minimizar riesgos geológicos operacionales.
4. Mejorar la calidad de los equipos de Calcimetría (determinación de la cantidad de CaCO₃ en las muestras de canal) para predecir con menor margen de error la zona de alta conductividad.
5. Interpretar y analizar todos los parámetros de perforación conjuntamente con el monitoreo constante de los niveles de cloruros, ya que esta herramienta también nos ayuda a predecir la entrada a la formación Carapita.

6. Al detectar los topes de las arenas marcadoras E1 y E2, realizar muestreos litológicos en intervalos más cortos, debido a que dichas arenas nos indican la proximidad del tope de la Formación Naricual para de esta manera optimar el peso de lodo y el asentamiento de revestidores con el fin de aislar una zona de altas presiones a una de bajas presiones.

7. Mantener estricto control en la calidad de los datos durante las actividades de perforación como herramienta importante para minimizar riesgos geológicos operacionales.

8. Actualizar los estudios geológicos de los diferentes campos ubicados en la zona Norte del Estado Monagas.

REFERENCIAS

Aguasuelos Ingeniería, C.A. (1990). **EVOLUCION TECTONOESTRATIGRAFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.** (Informe Interno). Puerto La Cruz, Anzoátegui.

Barnola, A. (1960). **HISTORIA DEL CAMPO DE PEDERNALES.** III Congreso geológico venezolano, Caracas, pp 553-573.

Bolli, H. (1957). **THE GENERA PRAEGLOBOTRUNCANA, ROTALIPORA, GLOBOTRUNCANA AND ABATHOMPHALUS IN THE UPPER CRETACEOUS OF TRINIDAD,** B.W.I. U.S. Nat. Mus., Bull., (215), pp 51-60.

Carmona, K. (2007). **ESTUDIO DE GEOPRESIONES EN EL ÁREA BOSQUE-TRAVI AL NOROESTE DEL ESTADO MONAGAS.** Trabajo de grado. Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, pp 11-105.

Cobos, L. (2002). **INTERPRETACION ESTRUCTURAL EN EL CINTURON PLEGADO DE MONAGAS POR MEDIO DE LA INTEGRACION DE DATOS SISMICOS, DATOS DE POZO Y GEOLOGIA DE SUPERFICIE.** Tesis de grado. Universidad Simón Bolívar. Caracas.

Datalog, S.A. (1997), **INFORME TÉCNICO.** PDVSA Exploración. Puerto la Cruz. Pp 90-98.

De Sisto, J., 1972. **GEOLOGÍA DEL CAMPO LA VIEJO.** Mem., IV Congr. Geol. Venez., Caracas, Minis. Min. e Hidrocarb., 5(5), pp 2572-2592.

Di Croce, J. (1999). **ESTRATIGRAFIA SECUENCIAL Y EVOLUCION DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Erlich, R., and Barret, S. (1992). **PETROLEUM GEOLOGY OF THE ESATERN VENEZUELA FORELAND BASIN**. Foreland Basin and folded belts, pp 341-362.

Espín, María E y Maita, Livia D. (2001). **ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO DE LOS POZOS TRAVI-1 Y BOQ-3X Y SU INTEGRACIÓN A LA CORRELACIÓN SECUENCIAL DEL OLIGOCENO EN EL NORTE DEL ESTADO MONAGAS**. Trabajo de grado. Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, pp 1-44.

Eva, A., Burke, K., Mann, P., Wadge, G., 1989, **FOUR-PHASE TECTONOSTRATIGRAPHIC DEVELOPMENT OF THE SOUTHERN CARIBBEAN**. Marine and Petroleum Geology, v 6, pp 9-21.

Explorador Google (2008). **UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**. 10 de Diciembre de 2009 [www.a-venezuela.com/mapa/map/html/cuencaspetrolifer.html].

Gallango, O. (1995). **TWO-DIMENSIONAL COMPUTER MODELING OF OIL GENERATION AND MIGRATION IN A TRANSECT OF THE EASTERN VENEZUELA BASIN**. Petroleum basies of South America. Pp 727-730.

González de Juana, C. (1946). **ESTUDIO SOBRE AGUAS SUBTERRÁNEAS EN LOS LLANOS DE VENEZUELA**. Rev. de Fomento 8(64), pp 9-59.

González de Juana, Iturralde Juana y Picard Xavier (1980). **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. TOMO II. Caracas, Venezuela, pp 908-914.

Hedberg, H (1937). **STRATIGRAPHY OF THE RIO QUERECUAL SECTION OF NORTHEASTERN VENEZUELA**. Bull., Geol. Soc. Amer. 48(12), pp 1971-2024.

Hedberg, H. (1950). **GEOLOGY OF THE EASTERN VENEZUELA BASIN (ANZOÁTEGUI-MONAGAS-SUCRE-EASTERN GUÁRICO PORTION)**. Bull., Geol Soc. Amer. 61(11). pp 1173-1215.

Hedberg, H., and Pyre, A. (1944). **STRATIGRAPHY OF NORTHEASTERN ANZOATEGUI, VENEZUELA**. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull, pp 1-28.

Hung, E (1997). **FOREDEEP AND THRUST BELT INTERPRETATION OF THE MATURIN SUBBASIN, ESATERN VENEZUELA BASIN**. Tesis de Maestria. Universidad de Rice, pp 185.

International Logging Services S.A., (2005). **MANUAL DE MUD LOGGING EN ESPAÑOL**, pp 4-97

Lamb, J. (1964). **THE GEOLOGY AND PALEONTOLOGY OF THE RIO ARAGUA SURFACE SECTION, SERRANIA DEL INTERIOR, SSTE OF MONAGAS, VENEZUELA.** Assoc. Venez. Geol. Min. y Petról., pp 111-123.

Lamb, J., and De Sisto, J. (1963). **THE MORICHITO FORMATION OF NORTHERN MONAGAS.** Assoc. Venez. Geol. Min. y Petról., pp 269-276.

Lamb, J., and Sulek, J. (1965). **MIOCENE TURBIDITES IN THE ASTERN VENEZUELA.** Assoc. Venez. Geol. Min. y Petról., pp 82.

Macsoy, O., V. Vivas, de Bellizia. N y A. Bellizia. (1986). **ESTRATIGRAFÍA Y TECTÓNICA DEL CRETÁCEO-PALEÓGENO DE LAS ISLAS AL NORTE DE PUERTA LA CRUZ-SANTA FÉ Y REGIONES ADYACENTES.** Excursión N° 7, Mem., *VI Congr. Geol. Venez.*, Caracas (10), pp 7125-7174.

Mann, P., Schubert, C., Burke, K., (1990). **REVIEW OF CARIBBEAN NEOTECTONICS**, in Dengo, G., Case, J.E., eds., *The Caribbean Region. The Geology of North America.* Geological Society of America, pp 338.

Mencher, E. (1951). **GEOLOGY OF VENEZUELA AND ITS OIL FIELDS.** Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull, pp 690-777.

Méndez, José (2006). **AMBIENTES SEDIMENTARIOS.** PDVSA Intevep. Caracas, Venezuela, pp 246-269.

Mendoza, Vicente (2005). **GEOLOGÍA DE VENEZUELA, CRETÁCICO TERCIARIO Y RECIENTE SEDIMENTARIO DE VENEZUELA. TOMO II.** Ciudad Bolívar, pp 47-65.

Nely, R., Rives, A. (2001). **NOTA TÉCNICA EN PROYECTO BOSQUE-BUCARE-ESTADO MONAGAS.** (Informe Interno). Puerto la Cruz, Anzoátegui.

Parnaud, F (1995). **STRATIGRAPHIC SYNTHESIS OF WESTERN VENEZUELA,** PDVSA Intevp. Caracas, Venezuela, pp 680.

Parra, M. (2006). **MODELO ESTRUCTURAL Y RESTAURACION DE LA REGION NOROCCIDENTAL DE LA SUB CUENCA DE MATURIN.** Trabajo especial de grado. Maestria en Ciencias de la Tierra. Universidad Simon bolívar, pp 126.

PDVSA, S. A. (2001). **INFORME TÉCNICO DE YACIMIENTO DEL PROYECTO DE DELINEACIÓN Y DESARROLLO (PDD) BOSQUE-BUCARE-ESTADO MONAGAS.** (Informe Interno) Puerto La Cruz, Anzoátegui, pp 1-30.

PDVSA, S. A. (2005). **ESTUDIO BIOESTRATIGRÁFICO (BLOQUE AUTÓCTONO) DE LOS POZOS PIC-2E, PIC-10, PIC-25, PIC-26, MGC-1E, MGC-2X, SBC-6E, SBC-18, SBC-55E, SBC-2, SBC-37E, SBC-130X, SBC-136X, MUC-20, SBC-51, SBC-22E, CRC-7, TRV-2X, TRV-3, TRV-4X, FUL-7, FUL-12, FUL-13, J-479, COT-1X, COT-2X, CHL-8, CHL-6X, CHL-1, CHL-2, CHL-3; PROYECTO TRAVI-BOSQUE, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.** (Informe Interno). Puerto la Cruz, Anzoátegui, pp 1-80.

PDVSA, S. A. (2006). **SUMARIO GEOLÓGICO OPERACIONAL POZO TRV-2X.** (Informe Interno) Puerto la Cruz, Anzoátegui. TOMOS I, y II.

PDVSA, S. A. (2007). **ANÁLISIS SEDIMENTOLÓGICO DE LA SECCIÓN DEL OLIGOCENO-MIOCENO TEMPRANO EN EL NORTE DEL**

ESTADO MONAGAS, SUBCUENCA DE MATURÍN. (Informe Interno) Puerto La Cruz, Anzoátegui, pp 1-202.

PDVSA, S. A. (2007). **INFORME FINAL DEL ÁREA TRAVI.** (Informe Interno) Puerto la Cruz, Anzoátegui, pp 12-357.

PDVSA, S. A. (2007). **SUMARIO GEOLÓGICO OPERACIONAL POZO TRV-3.** (Informe Interno) Puerto la Cruz, Anzoátegui. TOMOS I, y II.

PDVSA, S. A. (2007). **SUMARIO GEOLÓGICO OPERACIONAL POZO TRV-4X.** (Informe Interno) Puerto la Cruz, Anzoátegui. TOMOS I, y II.

PDVSA, S. A. (2008). **PROYECTO TRAVI-COTOPERI.** (Informe Interno) Puerto la Cruz, Anzoátegui, pp 28.

PDVSA, S. A. (2010). **LÉXICO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA.** 25 de enero de 2010. <http://www.pdvs.com/lexico/>.

Peirson, A. (1965). **GEOLOGY OF NORTH-CENTRAL VENEZUELA.** Informe inédito, Creole Petr. Corp., Corpoven, pp 337.

Renz, H. (1962). **STRATIGRAPHY AND PALEONTOLOGY OF THE TYPE SECTION OF THE SANTA ANITA GROUP, AND OVERLYING MERECURE GROUP, RÍO QUERECUAL, STATE OF ANZOÁTEGUI, NORTHEASTERN VENEZUELA.** Bol. Infor., *Asoc. Venez. Geol. Min. y Petr.*, 5(4), pp 89-108.

Rojas, A. (1996). **MODELO ESQUEMATICO DE LA SUBCUENCA DE MATURIN.** (Informe Interno) Puerto La Cruz, Anzoátegui, pp 39.

Roure, F., Carnevali, J., Gou, Y. and Subieta, T. (1994). **GEOMETRY AND KINEMATICS OF THE NORTH MONAGAS THRUST BELT (VENEZUELA)**. *Marine and petroleum geology*, pp 347-362.

Salvador, A. (1964). **PROPOSED REDEFINITION OF THE TERM "TINAJITAS" IN NORTHEASTERN VENEZUELA**. *Asoc. Venez. Geol., Min. y Petról., Bol. Inform.*, 7(2), pp 53-64.

Sanchez, D. (2007). **ESTUDIO BIOESTRIGRÁFICO DEL PROYECTO TRAVI-BOSQUE**. (Informe Interno) Puerto La Cruz, Anzoátegui, pp 15-50.

Schlumberger, F. (1997). **EVALUACIÓN DE FORMACIÓN EN VENEZUELA**. PDVSA. Intevep, Caracas pp 15.

Socas, M. (1991). **ESTUDIO SEDIMENTOLOGICO DE LA FORMACION NARICUAL, ESTADO ANZOATEGUI**. Tesis de grado. Universidad Central de Venezuela, Caraca, pp 302.

Stainforth, R. (1971). **LA FORMACIÓN CARAPITA DE VENEZUELA ORIENTAL**. IV Cong. Geol. Venez., Memoria, Bol. Geol., Caracas, Publ. Esp. 5, 1, pp 433-463.

Sulek, J. (1961). **MIOCENE CORRELATION IN THE MATURIN SUB-BASIN**. *Asoc. Venez. Geol., Min. y Petról., Bol. Inform.*, 4(4). pp 131-139.

Wikipedia. (2010). **ESTADO MONAGAS**. 8 de febrero de 2010. <http://es.wikipedia.org/wiki/Monagas>.

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

| | |
|------------------|--|
| Título | DETECCION DE TOPES FORMACIONALES MEDIANTE EL SEGUIMIENTO GEOLOGICO OPERACIONAL, EN LA PERFORACION DE LOS POZOS DEL CAMPO TRAVI, ESTADO MONAGAS. |
| Subtítulo | |

Autor(es)

| Apellidos y Nombres | Código CVLAC / e-mail | |
|----------------------------|------------------------------|--------------------------------|
| Castro., Ruben D. | CVLAC | |
| | e-mail | Rubendcastroh@gmail.com |
| | e-mail | |
| | CVLAC | |
| | e-mail | |
| | e-mail | |
| | CVLAC | |
| | e-mail | |
| | e-mail | |
| | CVLAC | |
| | e-mail | |
| | e-mail | |

Palabras o frases claves:

| |
|----------------------------------|
| Topes formacionales |
| Seguimiento geológico |
| Campo Travi |
| Parámetros de perforación |
| Registros eléctricos |
| |
| |
| |
| |

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

Contribuidores:

| Apellidos y Nombres | ROL / Código CVLAC / e-mail | |
|-----------------------|-----------------------------|--|
| Monteverde, Francisco | ROL | CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/> |
| | CVLAC | |
| | e-mail | monteverdefr@gmail.com |
| | e-mail | |
| Castillo, Lino | ROL | CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/> |
| | CVLAC | |
| | e-mail | |
| | e-mail | |
| Sampol, María | ROL | CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/> |
| | CVLAC | |
| | e-mail | |
| | e-mail | |
| | ROL | CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/> |
| | CVLAC | |
| | e-mail | |
| | e-mail | |

Fecha de discusión y aprobación:

| Año | Mes | Día |
|------|-----|-----|
| 2010 | 07 | 28 |

Lenguaje: spa

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

Archivo(s):

| Nombre de archivo | Tipo MIME |
|--|--------------------|
| TESIS Deteccion de topes formacionales mediante el seguimiento geologico.doc | Application/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: _____ (Opcional)

Temporal: _____ (Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo: Ingeniero Geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo: Pregrado

Área de Estudio: Departamento de Ingeniería Geológica

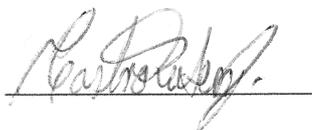
Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado: Universidad de Oriente

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
finés con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo,
quien lo participara al Consejo Universitario”

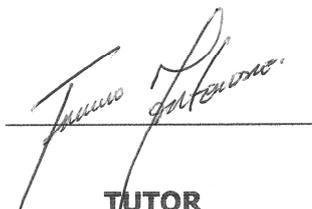
Condiciones bajo las cuales los autores aceptan que el trabajo sea distribuido. La idea es dar la máxima distribución posible a las ideas contenidas en el trabajo, salvaguardando al mismo tiempo los derechos de propiedad intelectual de los realizadores del trabajo, y los beneficios para los autores y/o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



AUTOR 1

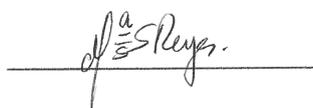
AUTOR 2

AUTOR 3



TUTOR

AUTOR 4



JURADO 1



JURADO 2

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS:

