

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN GEOFÍSICA EN LA ZONA DEL CAMPO TASCABANA, ESTADO ANZOÁTEGUI, APLICANDO MÉTODOS MAGNETOTELÚRICOS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Manuel G; Medina R.
para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN GEOFÍSICA EN LA ZONA DEL CAMPO TASCABAÑA, ESTADO ANZOÁTEGUI, APLICANDO MÉTODOS MAGNETOTELÚRICOS

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Nuris Orihuela
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Manuel Bolívar

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Manuel G; Medina R.
para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2011

Caracas, octubre de 2011

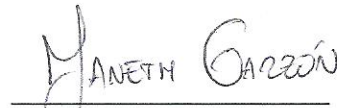
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología Minas y Geofísica para, evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Manuel G; Medina R. titulado:

**“CARACTERIZACIÓN GEOFÍSICA EN LA ZONA DEL CAMPO TASCABAÑA,
ESTADO ANZOÁTEGUI, APLICANDO MÉTODOS MAGNETOTELÚRICOS”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. José M. Cavada
Jurado



Prof. M.Sc. Yaneth Garzón C.
Jurado



Prof. M.Sc. Nuris Orihuela.
Tutor Académico

DEDICATORIA

A mis padres, hermanas y familiares por su apoyo y guía a lo largo de mi vida.

Mas entre vosotros no será así, sino que el que quiera hacerse grande entre vosotros será vuestro servidor, y el que quiera ser el primero entre vosotros será vuestro siervo; como el Hijo del Hombre no vino para ser servido, sino para servir, y para dar su vida en rescate por muchos.

Mateo 20: 26-28

Dios entre nosotros.

AGRADECIMIENTOS

En primera instancia agradezco a la Universidad Central de Venezuela, al Departamento de Geofísica de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Facultad de Ingeniería por mi formación como Ingeniero Geofísico.

A la Prof. Nuris Orihuela y al Ing. Manuel Bolívar por ser mis Tutores en el presente trabajo y brindarme todo el apoyo necesario.

Al Ing Pedro Rivera, Ing Emir Marín, por haberme permitido desarrollar el presente TEG como Tesista de la empresa Sísmica Bielovenzolana S.A. empresa mixta, en las instalaciones de PDVSA División Oriente, Puerto la Cruz, Guaraguao, como también al grupo de trabajo de Ingenieros y Licenciados de PDVSA Servicios, Exploración y Sísmica Bielovenzolana que durante cualquier inquietud en el desarrollo de este trabajo estuvieron agradablemente dispuestos a ayudarme; Natalia Adrián, Jimmy Regalado, Alvaro Forte, Jesús Martínez, Gerardo Jaimes, Pedro Camacho, Jacinto Serrano, Ernesto Vieira, Verónica Cordero, Hugo Cerquone, Yilmar Solano, Maxlyn Pérez, Daniel Rapino, Rafael Azuaje, Geraldina Castillo, José Suniaga, Benito Suniaga, Yormar Caballero, Fenelix Martínez, Clemente Pérez.

A Ariannella Levanti, parte del equipo de Paradigm por su apreciada y agradecida asistencia.

Al equipo de PDVSA GAS en Guaraguao por su asistencia y ayuda; Mauro Martínez, Mario Díaz y Daniela Rávelo.

A todos mis estimados y apreciados amigos y compañeros de la Universidad Central de Venezuela; Gemma Torres, Claudia Quinteros, Luis Sierralta, Jesús Pérez, Yuniev Martínez Giselle Ramirez, Abraham Balaguera, Veronica Torres, Derik Peralta, Angelvis Tovar, Mariano Arnaiz, Yaneth Garzón, Cesar Yepez, Mauro Casalena, Luisely Linares, Said Roa, Roberto Ruiz, Simón Ramos, Abraham Sánchez, Juan Gómez, Alonso Padrón, Alexander Saavedra, Elia González, Daniela Sorondo, Alfredo Valarino, Domenico Cante, Alexis De Abreu, y todos los demás que faltan por nombrar mis más sinceros agradecimientos...

A mis amigos, Carlos Nieto, Franklin García, Ciro Vivas y Angelo Tarricone.

Medina R; Manuel G.

**CARACTERIZACIÓN GEOFÍSICA EN LA ZONA DEL CAMPO
TASCABANA, ESTADO ANZOÁTEGUI, APLICANDO MÉTODOS
MAGNETOTELÚRICOS**

Tutor Académico: Prof. Nuris Orihuela, Tutor Industrial: Ing. Manuel Bolívar. Tesis.

Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica.

Año 2011, 78p

Palabras Clave: Teoría electromagnética, campos de Oficina, modelo de resistividad, modelo de velocidad, conversión a profundidad.

Resumen. El trabajo contempla la caracterización geofísica mediante la aplicación del método magnetotelúrico (MT) y la integración de información geológica y geofísica del área de estudio. Para tal fin se recopilaron datos provenientes de registros de pozo, levantamientos sísmicos e interpretación sísmica a fin de realizar los análisis correspondiente entre cada una de las propiedades en cuanto a su distribución en el subsuelo. La información proveniente de la sísmica se encontraba en tiempo doble (TWT), para hacer la conversión a profundidad se construyó un modelo de velocidades promedio a partir de los *checkshots*. Los datos provenientes del sondeo magnetotelúrico se relacionaron con registros de pozo que caracterizaran las propiedades eléctricas del subsuelo, como los registros de resistividad (RT) e inducción (CILD), con estos se construyó un volumen 3D de resistividad que se produjo mediante la interpolación con kriging ordinario, adicionalmente se calcularon medidas estadísticas, variogramas e histogramas para comparar tanto en magnitud y comportamiento la familia de datos. Finalmente se analizó la información en secciones a partir de los modelos 3D y pseudo registros MT, en donde se encontraron correspondencias en valores de resistividad a nivel de yacimiento entre los datos provenientes de los registros de pozo y MT.

ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.2.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.4 UBICACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO	4
CAPÍTULO II	
MARCO GEOLÓGICO	5
2.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA	5
2.2 SUBCUENCA DE MATURÍN	7
2.3 FORMACIONES GEOLÓGICAS ASOCIADAS A LOS CAMPOS TASCABAÑA Y CHIMIRE	8
2.4 CAMPO TASCABAÑA – CHIMIRE	11
CAPÍTULO III	
MARCO TEÓRICO	12
3.1 TEORÍA ELECTROMAGNÉTICA	12
3.1.1 ECUACIONES DE MAXWELL	12
3.2 ECUACIONES DE ONDA ELECTROMAGNÉTICA.....	13
3.3 ONDAS PLANAS.....	15
3.4 EL MÉTODO MAGNETOTELÚRICO (MT).....	15
3.5 REGISTROS DE POZOS Y LOS SONDEOS MT.....	18
3.5.1 REGISTROS DE RESISTIVIDAD	18
3.5.2 REGISTRO DE INDUCCIÓN.....	19
3.5.3 REGISTRO GAMMA RAY (GR) Y POTENCIAL ESPONTANEO (SP)	20

3.6 VELOCIDADES SÍSMICAS	21
3.6.1 VELOCIDAD PROMEDIO	21
3.6.2 MODELO DE VELOCIDADES	22
3.6.3 DISPAROS DE VERIFICACIÓN (CHECKSHOT)	22
3.7 CONVERSIÓN TIEMPO-PROFUNDIDAD.....	23
3.8 GEOESTADÍSTICA.....	23
3.8.1 FUNCIONES DE CORRELACIÓN ESPACIAL.....	24
3.8.2 VARIOGRAMA	24
3.8.3 PARÁMETROS DEL VARIOGRAMA	26
3.8.4 MODELOS TEÓRICOS DE VARIOGRAMAS.....	27
3.8.5 KRIGING	30
3.8.6 KRIGING SIMPLE	31
3.8.7 KRIGING ORDINARIO.....	31
 CAPÍTULO IV	
MARCO METODOLÓGICO	32
4.1 FASE I – RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y ELABORACIÓN DE BASE DE DATOS.....	34
4.2 FASE II REVISIÓN DE INFORMACIÓN	38
4.2.1 MODELO DE VELOCIDADES – CONVERSIÓN A PROFUNDIDAD.....	39
4.2.1 REVISIÓN DE LOS REGISTROS DE POZO Y CURVAS (VTC).....	40
4.3 FASE III ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.	43
4.3.1 EVALUACIÓN DE DATOS MT	43
4.3.2 ANÁLISIS GEOESTADÍSTICO DE LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD DE POZO	45
4.3.3 VOLUMEN DE RESISTIVIDAD A PARTIR DE REGISTROS DE POZO.	47
4.4 FASE IV CORRELACIÓN DE INFORMACIÓN.	47
 CAPÍTULO V	
RESULTADOS Y ANÁLISIS	48
5.1 SONDEO MT – REGISTROS DE POZO.....	48
5.2 VOLUMEN DE RESISTIVIDAD A PARTIR DE REGISTROS DE POZO.	50
5.3 MODELO DE VELOCIDADES – CONVERSIÓN A PROFUNDIDAD.....	51
5.4 INTERPRETACIÓN E INTEGRACIÓN DE LOS DATOS MT	55

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	59
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIA CITADAS.....	60
ANEXOS	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Ubicación geográfica del área de estudio.....	4
Figura 2.1 cuencas petrolíferas de Venezuela	5
Figura 2.2 Ubicación de los campos petroleros de Venezuela, área mayor de Oficina	6
Figura 2.3 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	10
Figura 2.4 Configuración estructural esquemática de la faja del Orinoco	11
Figura 3.1 Campo electromagnético, campo eléctrico y magnético perpendicular entre sí.....	15
Figura 3.2 Esquema de la colocación de los sensores para los registros magnetotelúricos	17
Figura 3.3 Registro de resistividad en una secuencia de arenas y lutitas	19
Figura 3.4 Esquema general de una herramienta de inducción	20
Figura 3.5 Ejemplo de un registro SP y resistividad en una series de lutitas y arenas.....	21
Figura 3.6 Esquema de un registro Checkshot	22
Figura 3.7 Gráfico de la forma típica de un semivariograma.....	25
Figura 3.8 Espacio definido por las tolerancias y el ancho de banda.....	25
Figura 3.9 Comportamiento del variograma en el origen.....	26
Figura 3.10 Parámetros del semivariograma	27
Figura 3.11 Modelo de efecto pepita.....	28
Figura 3.12 Modelo esférico.....	28
Figura 3.13 Modelo exponencial.....	29
Figura 3.14 Modelo Gaussiano.....	29
Figura 3.15 Comparación de los modelos exponencial, esférico y Gaussiano.....	30
Figura 4.1 Levantamiento sísmico 3D área Chimire-Boca.	36
Figura 4.2 Correlación sísmica-pozo.....	36
Figura 4.3 Carga de datos MT en Gocad de Paradigm.....	37
Figura 4.4 Carga de pozos verticales en Gocad de Paradigm.	37
Figura 4.5 Cubo sísmico, interpretación en tiempo (TWT) y pozos con sus correspondientes registros.	38
Figura 4.6 Ubicación de los puntos de adquisición en superficie del sondeo MT.	38

Figura 4.7 Curvas T-Z y curva de ajuste para la construcción del modelo de velocidades.	39
Figura 4.8 Registros RT y CILD para el mismo pozo.....	41
Figura 4.9 Histograma de frecuencias y diagrama de frecuencia acumulada del conjunto global de registros RT filtrados, curva de datos y curva normal.....	41
Figura 4.10 Curva de tendencia vertical del conjunto global de los registros conductividad (CILD).....	42
Figura 4.11 Histograma de frecuencias de los datos MT	43
Figura 4.12 Histogramas de frecuencias de los datos MT “filtrados”.....	44
Figura 4.13 Diferentes variogramas verticales y su cuantificación en la correlación espacial	45
Figura 4.14 Variograma y modelo de los registros de resistividad RT, modelo tipo exponencial.....	45
Figura 4.15 Variograma vertical de los registros CILD convertidos a resistividad modelo exponencial y variogramas 2D areales.	46
Figura 4.16 Diagrama de la elipse de anisotropía sobre el conjunto de pozos para los registros CILD.....	47
Figura 5. 1 Histogramas de frecuencia donde se observan las similares estructuras de distribución Sondeo MT Registros RT. Registros CILD a RT	48
Figura 5. 2 tendencia cíclica en el variograma vertical a partir de los registros de resistividad. ..	49
Figura 5. 3 Efecto <i>hole</i> en un variograma vertical, posiblemente vinculado a periodicidad geológica.....	49
Figura 5. 4 registros de rayos gamma, potencial espontaneo y marcadores de pozo correspondientes a las arenas de la formación Oficina y registro de conductividad.....	50
Figura 5. 5 Volumen de resistividad a partir de los registros de pozo.	51
Figura 5. 6 Modelo de velocidades utilizado para la conversión a profundidad.....	51
Figura 5. 7 Histograma de frecuencias del modelo de velocidades.....	52
Figura 5. 8 Ajuste horizontes en profundidad a sus respectivos marcadores en los pozos.	54
Figura 5. 9 Marco estructural y sísmica (Chimire 3D 97A), luego de la conversión a profundidad.	54
Figura 5. 10 Volumen de resistividad del volumen MT.....	55
Figura 5. 11 Sección EO y vista SN de una sección del volumen de resistividad a partir de MT con los horizontes en profundidad correspondientes a mfs45, mfs78 (formación Oficina) mfs100 (formación Merecure).....	56

Figura 5.12 Inversión restringida de los datos CSEM (electromagnéticos de fuente controlada) del campo gasífero Luva	57
Figura 5. 13 Pseudo registros de pozo a partir del sondeo MT registro de resistividad RT.....	58
Figura 5. 14 Pseudo registros de pozo a partir del sondeo MT registro de resistividad RT en un conjunto diferente de pozos.....	58

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Estadísticos descriptivos después de filtrar los datos de resistividad de pozo	42
Tabla 2 Estadísticos descriptivos provenientes de los datos del sondeo MT	44
Tabla 3 Estadísticos descriptivos luego de suavizado del histograma de datos MT	44
Tabla 4 Parámetros para cada uno de los variogramas 2D (areales) y verticales en coordenadas XYZ	46
Tabla 5 Medidas estadísticas del modelo de velocidad utilizado para la conversión a profundidad.	52
Tabla 6 Ajuste de cada pozo con los marcadores luego de la conversión a profundidad	53

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

La caracterización geofísica puede ayudar a inferir detalles sobre la composición del subsuelo mediante la medición de algún parámetro físico adquirido en superficie, conduciendo a una mejor comprensión de las condiciones complejas del sitio

La exploración sísmica es el método de prospección más utilizado en la industria del petróleo, en la búsqueda de metodologías geofísicas alternativa, la aplicación de los métodos magnetoteléuricos (MT) han dado muy buenos resultados en la exploración del petróleo y gas natural bajando la incertidumbre en los casos donde el riesgo económico de la inversión para la aplicación de la misma es la clave.

La integración de los diferentes métodos de prospección geofísica puede ser considerada como observar el subsuelo desde diferentes perspectivas, el método magnetoteléurico de fuente controlada (CSAMT) es una de ellas, a pesar de esto ha tomado de algunos años para la industria de exploración y producción llegar a un acuerdo con el lugar donde este método CSAMT encaje en el ciclo de exploración y como puede ser mejor utilizado.

Cuando se introdujo por primera vez esta tecnología fue presentada a menudo como un método que podría ser utilizado por sí mismo para tomar decisiones. Sin embargo, pronto quedó claro que con este enfoque, el método era poco probable que alcanzara el estatus de otros métodos geofísicos que se incluían habitualmente en los flujos de trabajo de exploración. Como el conocimiento ha crecido y el financiamiento de la investigación y el desarrollo ha aportado las técnicas de inversión e integración electromagnéticas (EM), el verdadero valor de estos métodos ha comenzado a realizarse (Lovatini et al.,2010)

Por este motivo se plantea realizar un estudio, con un volumen de datos provenientes de la exploración magnetoteléurica, realizada por PDVSA, en la zona del campo Tascabaña y se integre con un conjunto de datos, como registros de pozo y sísmica, disponibles en el área de estudio.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Caracterización geofísica en la zona del campo Tascabaña Edo. Anzoátegui mediante la integración de datos sísmicos y magnetotelúricos.

1.2.2 Objetivos específicos

- Recopilar información geológica y geofísica adquirida en el área de estudio.
- Evaluar los datos magnetotelúricos adquiridos con fines de caracterización
- Interpretar los datos magnetotelúricos (MT)
- Correlacionar los resultados de aplicación de MT y otros datos geofísicos disponibles en el área de estudio incluidos datos de pozos.

1.3 Justificación

Los resultados que arroje el estudio del presente Trabajo Especial de Grado (T.E.G) servirán de aporte para los estudios técnicos que lleva adelante el equipo de PDVSA en la zona donde fue realizada la adquisición, mediante el sondeo MT.

Actualmente un considerable número de los principales campos petroleros de la subcuenca de Maturín pertenecientes a la Cuenca Oriental, se encuentran bajo la clasificación de campos marginales o maduros, sin embargo es posible realizar un estudio que pueda ayudar a afinar detalles utilizando otros métodos geofísicos, como el método MT y lograr integrar principalmente los resultados de la exploración sísmica, registros de pozo ampliamente densa en esta zona

Hoy en día los proyectos electromagnéticos más útiles son aquellos que se integran con un conjunto de datos existentes, incluyendo sísmica, registros de pozo, etc. Estos tipos de datos proporcionan, muy diferentes niveles de resolución espacial y cobertura, pero cada uno proporciona información complementaria sobre las propiedades de las rocas y hace que la combinación sea mucho más valiosa que la suma de las partes individuales.

1.4 Ubicación de la zona de estudio

La adquisición de los datos magnetotelúricos se realizó en una zona del campo Tascabaña, perteneciente al grupo de campos de Oficina de la Cuenca Oriental, en la Mesa de Guanipa, entre la carretera nacional Cantaura - El Tigre. Estado Anzoátegui.

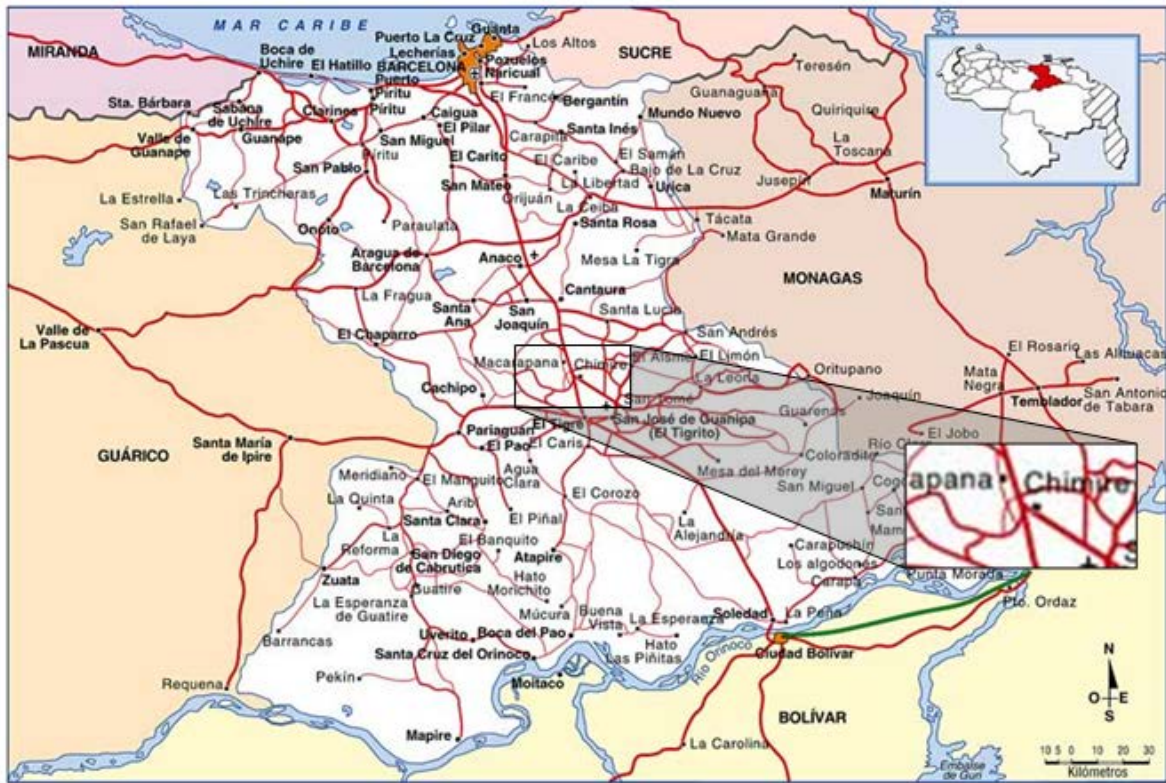


Figura 1. 1 Ubicación geográfica del área de estudio (Tomado y modificado de PDVSA, 2010)

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela, presentando una longitud aproximada de 800 km en sentido oeste-este, un ancho promedio de 200 km de norte a sur y un área total aproximada de 165.000 km² en los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y una extensión menor en el Estado Sucre. Se encuentra limitada al norte por la Serranía del Interior, al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del Delta del Orinoco y al oeste por el lineamiento del Baúl (figura 2.1). Esta es una cuenca de antepaís con un espesor sedimentario promedio de 7 km, consecuencia de la carga generada por la Serranía del Interior. (WEC, 1997)



Figura 2.1 Cuencas petrolíferas de Venezuela (WEC Evaluación de Pozos, 1997)

La Cuenca Oriental de Venezuela presenta una geometría asimétrica, con su flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectados a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte (Gonzales de Juana, C., et al, 1980). La Cuenca Oriental por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos subcuencas: la subcuenca de Guárico al oeste y la subcuenca de Maturín al este. La

subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental, el campo Tascabaña pertenece a esta cuenca, que es parte del grupo de campos de Oficina.

La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la subcuenca de Maturín, una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el grupo Temblador en su parte inferior, como representante del Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno (WEC, 1997)

Los límites arbitrarios del área Mayor de Oficina (figura 2.2) han sido establecidos al este por una línea de rumbo NO, entre el extremo oriental del campo Oritupano al sur y el campo Onado al norte. Al sur por una línea EO-NE situada al sur de los campos de Yopales Sur, Miga y Melones, que marca el límite convencional entre los crudos pesados del sur del área de Oficina y los crudos pesados y extra pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco. Al NO por el límite del campo Budare y el Corrimiento de Anaco entre los campos El Toco y Santa Rosa. Y por último, al norte por una línea EO ubicada al sur del campo Santa Rosa y al norte del campo Onado (Ochoa, E., et al, 2003).

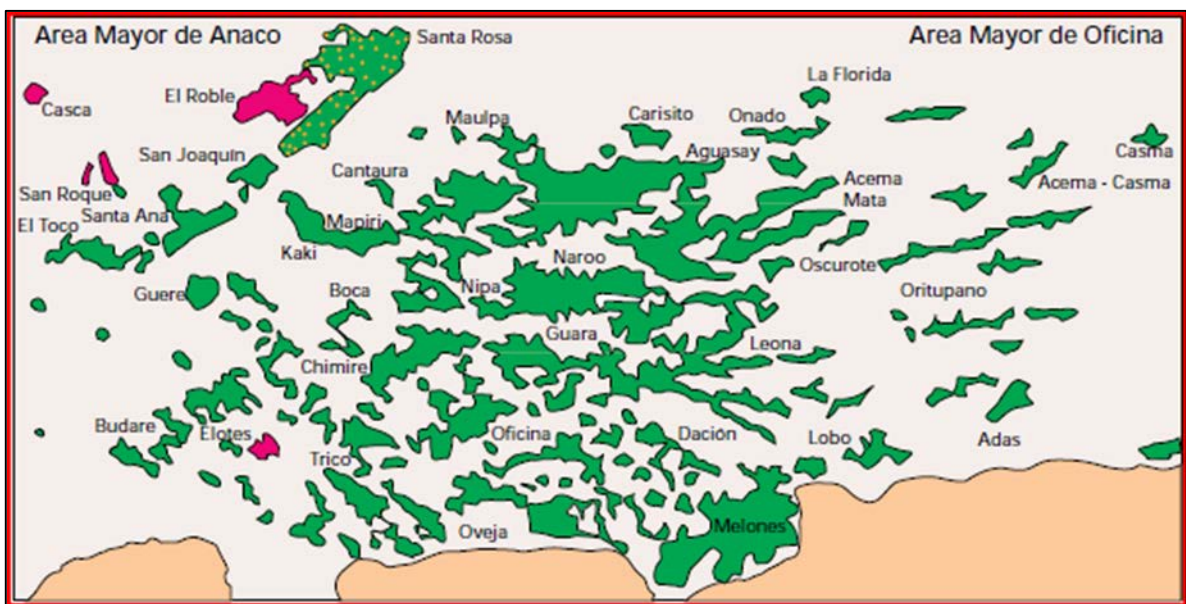


Figura 2.2 Ubicación de los campos petroleros de Venezuela, área mayor de Oficina (Modificado de WEC Evaluación de Pozos, 1997)

2.2 Subcuenca de Maturín

Esta subcuenca es asimétrica y paralela a la Serranía del Interior, con el flanco sur apoyado en el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana, caracterizado por un régimen extensivo y su flanco norte caracterizado por la presencia de estructuras compresivas asociadas a la colisión de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana. En la subcuenca, desde el Eoceno hasta el Pleistoceno se produjo una traslación paralela del eje de máxima depositación de la subcuenca hacia el sur. Los elementos tectónicos, se presentan en efectos deformantes de intensidad decreciente a partir de la zona orogénica principal.

La configuración final de la subcuenca se alcanzó al final del Plioceno superior, cuando ocurrió un episodio de suaves levantamientos y de inclinación regional. Como la subcuenca estuvo en comunicaciones con el mar abierto, la mayor parte del tiempo, sólo a través del extremo este, característicamente los sedimentos son menos marinos hacia el oeste y el noreste. Los hiatus y discordancias, de igual manera, son más pronunciados a la misma dirección. El área ubicada frente al Corrimiento de Pirital constituye una zona estructuralmente compleja, presentando fallas inversas, corrimientos, formando bloques y/o anticlinales que afectan principalmente al Cretácico y al Terciario inferior.

Podría afirmarse que la deformación estructural y los acúñamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur. La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia que abarca desde el Cretácico temprano hasta el Pleistoceno. El flanco sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en su parte inferior como representación del Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en la que se alternan ambientes fluvio deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

2.3 Formaciones geológicas asociadas a los campos Tascabaña y Chimire

Los campos Tascabaña y Chimire pertenecientes a la cuenca de Maturín forman parte del grupo de campos de Oficina, Tascabaña está ubicado 10 km al oeste de Chimire; a continuación se describen las principales formaciones geológicas asociadas a dichos campos (figura 2.3).

- *Formación Merecure (Oligoceno-Mioceno Inferior)*. Se presenta en Anzoátegui y Monagas en las áreas de Anaco, Oficina y Temblador y se caracteriza por una secuencia de areniscas masivas a mal estratificadas, con intercalaciones delgadas de lutitas carbonaceas, arcilitas y limolitas.
Su contacto inferior es discordante con el grupo Temblador o con el grupo Santa Anita o directamente con el basamento hacia la parte sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. El contacto superior es concordante con la Formación Oficina. El ambiente sedimentario es de aguas dulces a salobres, el cual es sugerido por los foraminíferos arenáceos y restos de plantas que contiene la unidad. Se presenta en Anzoátegui y Monagas en las áreas de Anaco, Oficina y Temblador (González de Juana.,C et al, 1980).
- *Formación Oficina (Mioceno Inferior a Medio)*. Se presenta en el subsuelo del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y consiste de una alternancia de lutitas, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas. Los cuerpos de arena son lenticulares, pero algunos pueden ser correlacionables por distancias considerables. Estas arenas constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos. Los horizontes ligníticos son de amplia extensión. El contacto tanto con la Formación Merecure infrayacente, como con la Formación Freites, suprayacente es concordante. El ambiente de sedimentación es fluvio deltáico a marino de aguas llanas (González de Juana, C., et al, 1980).
- *Formación Freites (Mioceno Medio)*. Se presenta en el flanco sur de la subcuenca de Maturín y consiste principalmente de lutitas marinas de color gris verdoso, con areniscas en el tope y la base siendo alguna de estas muy persistentes lateralmente. El espesor varía entre 825 - 3000 pies, aumentando hacia el eje de la cuenca, presentando un carácter regresivo entre la base y el tope. Contiene conjuntos de moluscos y foraminíferos. Esta

formación tiene carácter predominante lutítico. Las lutitas y arcillas de esta formación constituyen el sello principal de los reservorios petrolíferos de la Formación Oficina en el área Mayor de Oficina, y contienen, en la parte inferior, arenas productoras de hidrocarburos en algunos campos de la parte media y sur de esa área (PDVSA, 2010).

- *Formación Las Piedras (Mioceno Superior – Pleistoceno)*. Aflora en la mayor parte de Anzoátegui y Monagas, encontrándose también en todo el subsuelo de la Cuenca Oriental. Consiste principalmente de areniscas, limolitas, lutitas, arcillas y lignitos. En la mayor parte de la Cuenca es concordante sobre las formaciones Freites y La Pica; hacia el flanco norte, sin embargo, suprayacen discordantemente formaciones más antiguas, Terciarias o Cretácicas. El contacto superior con La Formación Mesa es aparentemente concordante y transicional. El ambiente depositacional es fluvial a marino somero (González de Juana, C., et al, 1980).
- *Formación Mesa (Plioceno – Pleistoceno)*. Consta de estratos horizontales o sub-horizontales de areniscas y conglomerados ferruginosos poco coherentes, de colores predominantemente rojizos y amarillentos. La unidad descansa en forma concordante y transicional sobre la Formación Las Piedras. Como fósiles presenta trozos de madera silicificada. Constituye las mesetas de cima plana que caracterizan el relieve de la Cuenca Oriental de Venezuela (González de Juana, C., et al, 1980).

Una sección transversal (figura 2.4) muestra como varían las estructuras tectónicas asociadas a la cuenca, pertenecientes a un régimen compresivo en el norte, que afecta el margen profundo de la cuenca.

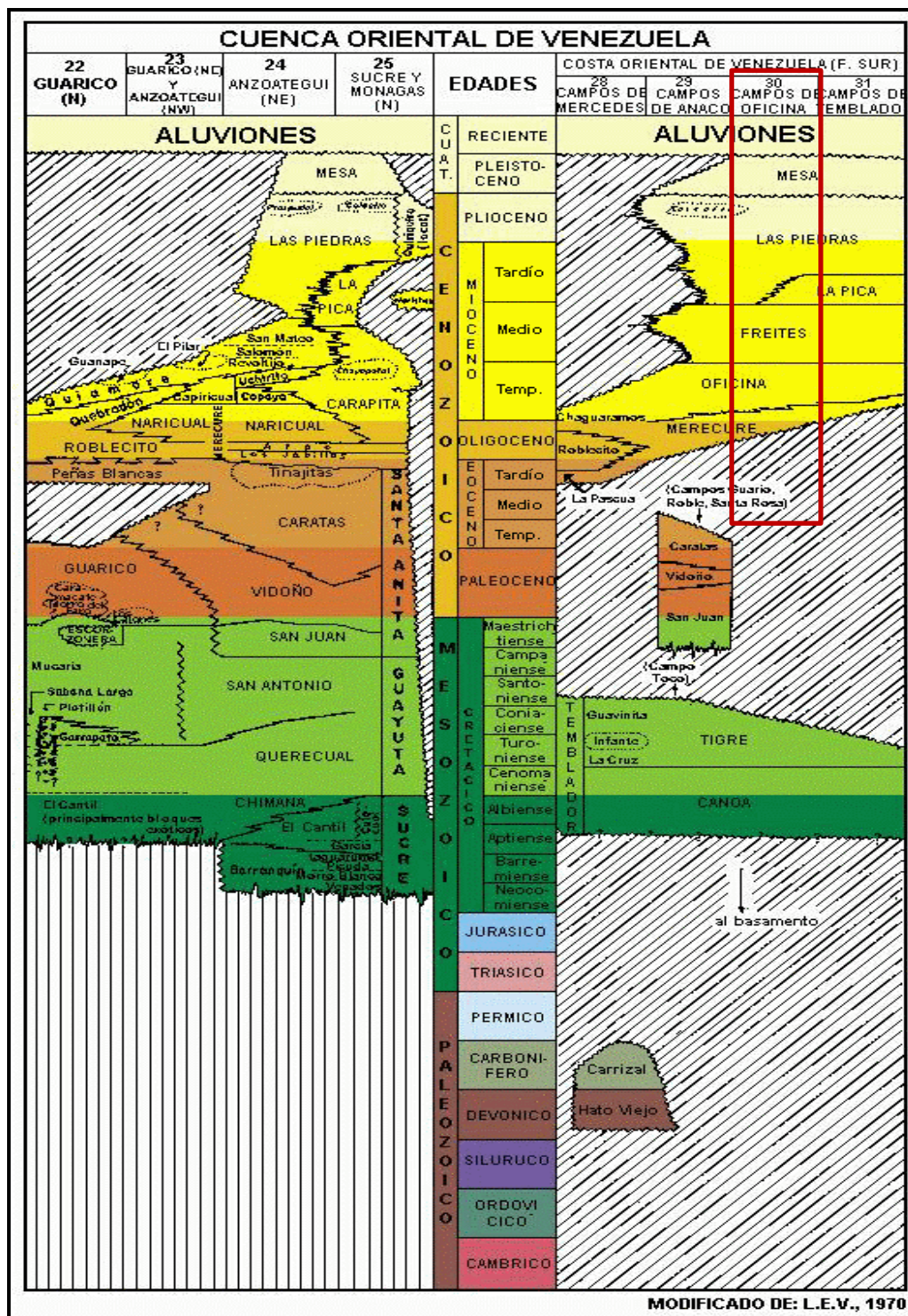


Figura 2.3 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriental de Venezuela (Modificado de PDVSA, 2010).

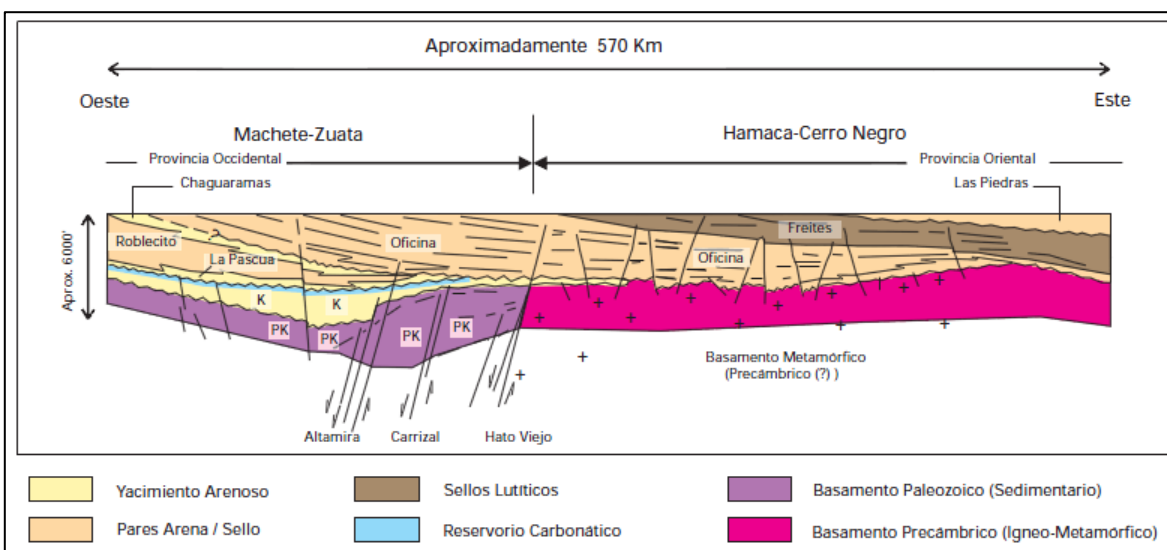


Figura 2.4 Configuración estructural esquemática de la faja del Orinoco. (WEC Evaluación de Pozos, 1997).

2.4 Campo Tascabaña – Chimire

El campo Tascabaña se encuentra ubicado a 22 Km. al norte de la población de El Tigre, en el estado Anzoátegui ubicándose político-territorialmente entre los Municipios Freites, abarcando algunos caseríos como Tascabaña 2 y Cachama. Se caracteriza por ser un área relativamente plana en un gran porcentaje con algunas pendientes medianas y con terrenos franco arcilloso y franco arenoso intervenido. El terreno cambia hacia la parte oeste, donde es bastante irregular con pendientes muy fuertes, con predominancia de sabanas y chaparros. Existe el morichal del río Tascabaña que atraviesa desde la zona este hasta el norte del proyecto (PDVSA, 2010).

El campo Chimire ubicado a unos 10 km al este de campo Tascabaña es también parte del área Mayor de Oficina, fue descubierto por la compañía Socony-Vacuum Oil Company de Venezuela cuando el pozo Chimire No.2 fue completado en enero de 1948. En enero de 1951 un total aproximado de 104 pozos habían sido perforados, resultando en una producción de más de 21.789.000 barriles y una producción diaria aproximada de 55.265 barriles. La producción en ambos campos es a partir principalmente de las arenas de la Formación Oficina, la acumulación de hidrocarburos está relacionada a una combinación de trampas estratigráficas y fallas que ofrecen barrera a la migración, las anteriores, resultantes de varios sistemas de fallas este, oeste (Moore y Shields, 1952).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Teoría electromagnética

Los métodos electromagnéticos se basan en la relación existente entre los campos eléctricos (E) y magnéticos (H) en sus diversas componentes vectoriales. La comprensión de los fundamentos que rigen la interacción de estos campos con la Tierra, es de suma importancia para interpretar exitosamente los datos electromagnéticos adquiridos en un área de estudio. A continuación, se explican brevemente los fundamentos de la teoría electromagnética.

3.1.1 Ecuaciones de Maxwell

La teoría de los campos electromagnéticos se origina en las obras del matemático Escocés James Clerk Maxwell. Su más importante descubrimiento fue demostrar que los campos y flujos eléctricos y magnéticos se rigen y relacionan por cuatro leyes fundamentales. Suponiendo una dependencia temporal de ($e^{i\omega t}$) en el dominio de la frecuencia, estas relaciones pueden ser expresadas como:

Ley de Faraday $\nabla \times \mathbf{E} = -i\omega \mathbf{B}$ (Ecuación 3.1)

Ley de Ampere $\nabla \times \mathbf{H} = \mathbf{J} + i\omega \mathbf{D}$ (Ecuación 3.2)

Ley de Gauss para la electricidad $\nabla \cdot \mathbf{D} = \rho$ (Ecuación 3.3)

Ley de Gauss para el magnetismo $\nabla \cdot \mathbf{B} = 0$ (Ecuación 3.4)

Donde, en el sistema internacional de unidades (SI):

E = intensidad del campo eléctrico (V/m).

B = inducción magnética (Wb/m² o Tesla (T) = V.s/m²).

H = intensidad del campo magnético (A/m).

D = desplazamiento eléctrico ($C/m^2 = A.s/m^2$).

J = densidad de corriente (A/m^2).

$\omega = 2\pi f$ = frecuencia angular (hz).

ρ_e = densidad de carga eléctrica (C/m^3).

Las ecuaciones (3.1- 3.2- 3.3- 3.4) están relacionadas entre sí mediante las siguientes ecuaciones constitutivas. Estas relaciones establecen las bases de la teoría clásica de campos electromagnéticos.

$$D = \epsilon E \quad (\text{Ecuación 3.5})$$

$$B = \mu H \quad (\text{Ecuación 3.6})$$

$$J = \sigma E \quad (\text{Ecuación 3.7})$$

Dónde:

ϵ = permitividad eléctrica (F/m).

μ = permeabilidad magnética (H/m).

σ = conductividad (S/m).

Los parámetros ϵ , μ y σ en las ecuaciones (3.5 -3.6 -3.7) describen las propiedades intrínsecas de los materiales a través de los cuales se propagan las ondas electromagnéticas (Carmona, 2009)

3.2 Ecuaciones de onda electromagnética.

Las relaciones generales de onda para campos eléctricos y magnéticos pueden ser derivadas a partir de las ecuaciones de Maxwell. Al considerar una variación temporal de $e^{i\omega t}$, las expresiones (3.1), (3.2), (3.5) y (3.6) pueden escribirse como:

$$\nabla \times \mathbf{E} = -i\omega \mu \mathbf{H} \quad (\text{Ecuación 3.8})$$

$$\nabla \times \mathbf{H} = \sigma \mathbf{E} + i\omega \epsilon \mathbf{E} \quad (\text{Ecuación 3.9})$$

Suponiendo la ausencia de cargas libres ($\rho_e=0$) y utilizando la identidad vectorial $\nabla \times \nabla \times \mathbf{A} = (\nabla \cdot \mathbf{A}) - \nabla^2 \mathbf{A}$, la solución para una onda electromagnética que viaja en un medio homogéneo tiene la forma de:

$$\nabla^2 \mathbf{E} + k^2 \mathbf{E} = 0 \quad (\text{Ecuación 3.10})$$

$$\nabla^2 \mathbf{H} + k^2 \mathbf{H} = 0 \quad (\text{Ecuación 3.11})$$

Estas expresiones (3.10 - 3.11) son también conocidas como ecuaciones de Helmholtz y representan las relaciones de onda electromagnética en un medio linear, homogéneo y libre de fuentes (Bastani, 2001). El número de onda compleja k se define como:

$$k = (\mu \epsilon \omega^2 - i \mu \sigma \omega)^{1/2} \quad (\text{Ecuación 3.12})$$

Para el rango de frecuencias utilizado en la mayoría de las técnicas electromagnéticas para investigaciones geofísicas (menor a 300 kHz), es posible suponer que $\mu \epsilon \omega^2 \ll \mu \sigma \omega$ para materiales terrestres típicos. Este hecho es conocido como aproximación cuasi-estática e indica que el flujo de la corriente de desplazamiento es despreciable en comparación con el flujo de la corriente de conducción (Persson, 2001).

De este modo, el parámetro k puede ser simplificado como:

$$k = (-i \mu \sigma \omega)^{1/2} \quad (\text{Ecuación 3.13})$$

Bajo esta condición, las expresiones (3.10) and (3.11) son consideradas como ecuaciones de difusión (Bastani, 2001). Es importante destacar que la aproximación cuasi-estática debe ser aplicada con cautela en el caso donde las resistividades de los materiales terrestres son muy elevadas del rango promedio (Oskooi, 2004).

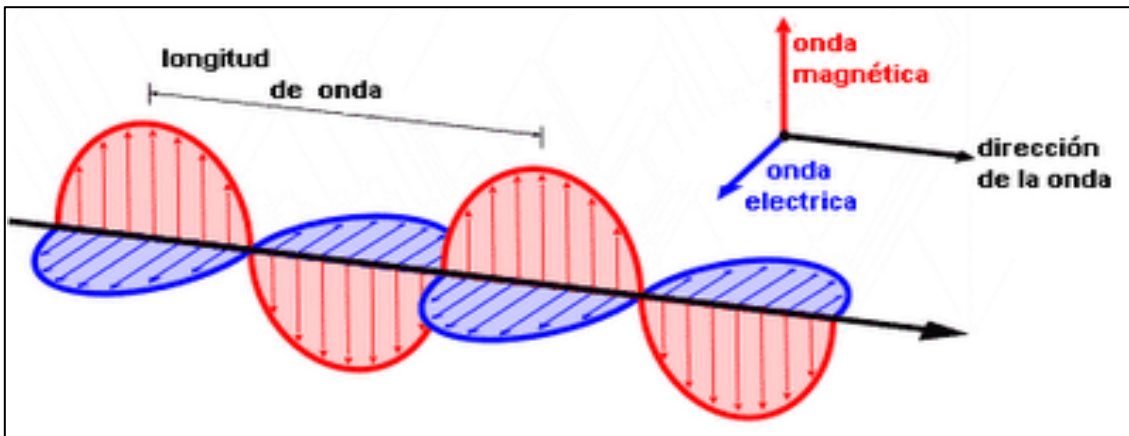


Figura 3.1 Campo electromagnético, campo eléctrico y magnético perpendicular entre sí (Material de Física, 2011).

3.3 Ondas planas

La aproximación de ondas planas es utilizada con el fin de simplificar considerablemente los cálculos de campo. Se establece que, si la longitud de onda es mucho más larga que la profundidad de penetración, el frente de onda puede ser considerado plano (Hjärten, 2007). En presencia de una fuente, esta condición se cumple a distancias lo suficientemente lejanas, donde la longitud de onda λ del campo primario es mucho más larga que la distancia a la fuente en sí.

Una onda plana viaja en una dirección independiente de otras direcciones. Esto indica que los campos eléctricos y magnéticos son perpendiculares a la dirección de propagación (figura 3.1).

3.4 El método magnetotelúrico (MT)

El método MT proporciona una manera de determinar la distribución de la conductividad eléctrica en el subsuelo a partir de las mediciones de las variaciones de los campos magnéticos y eléctricos transitorios naturales en la superficie. Los resultados interpretados a partir de mediciones en un determinado sitio pueden ser comparados con registros de inducción, bastante suavizados, obtenidos sin la necesidad de perforar un pozo (Vozoff, 1972). La fuente externa se asocia tanto a las perturbaciones electromagnéticas producidas por las tormentas, como a las corrientes ionosféricas, que en ambos casos inducen en el subsuelo unas densidades de carga y corrientes eléctricas cuya distribución depende de la resistividad eléctrica del suelo.

Cuando las ondas electromagnéticas se propagan en un medio conductor (el suelo) sufren una atenuación que depende de la frecuencia de la señal y de la resistividad del medio. Esta atenuación se evalúa mediante la penetración (δ) o (skin depth), que corresponde a la profundidad a la que la amplitud se ha reducido a una fracción de la señal inicial (Ecuación 3.14). Esto indica que el amortiguamiento es mayor en las señales de alta frecuencia (periodos bajos) que en las de baja frecuencia (periodos altos), y en consecuencia la frecuencia de la señal va a determinar la profundidad de estudio. También indica que en medios conductores la penetración es menor que en medios resistentes, por lo que este método es adecuado para "atravesar" medios resistentes (Marcuello et al., 2007).

$$\delta = (2/\omega\mu\sigma)^{1/2} \text{ m} \approx 500 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \text{ m} \quad (\text{Ecuación 3.14})$$

A partir de la correlación de los campos horizontales eléctrico (E_h) y magnético (H_h) registrados simultáneamente en el mismo punto se puede definir la impedancia (Z) según la expresión (3.15) siendo (f) la frecuencia.

$$\vec{E}_h(f) = Z(f)\vec{H}_h(f) \text{ o en componentes : } \begin{pmatrix} E_x \\ E_y \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Z_{xx} & Z_{xy} \\ Z_{yx} & Z_{yy} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} H_x \\ H_y \end{pmatrix} \quad (\text{Ecuación 3.15})$$

La magnitud Z es un tensor complejo, y depende exclusivamente de la distribución de la resistividad eléctrica del suelo y de la frecuencia (o de su inversa, el periodo). A partir de Z se pueden definir la resistividad aparente (3.16) y la fase (3.17) para cada uno de los elementos del tensor de impedancia en función de la frecuencia según las siguientes expresiones (Marcuello et al., 2007).

$$\rho_{a,ij}(f) = \frac{1}{2\pi f\mu} |Z_{ij}(f)|^2 \quad (\text{Ecuación 3.16})$$

$$\varphi_{ij}(f) = \arctg\left(\frac{\text{Im } Z_{ij}(f)}{\text{Re } Z_{ij}(f)}\right) \quad \text{donde } \mu \approx \mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ T/(A.m}^{-1}\text{)} \quad (\text{Ecuación 3.17})$$

A veces se toma para la resistividad aparente y fase unos valores que engloban toda la información del tensor, como los que corresponden a considerar el determinante del tensor de impedancia, $\det(Z)$, y no sus elementos aislados:

$$\rho_a^{DET}(f) = \frac{1}{\mu 2\pi f} |\det(Z)| \quad y \quad \varphi^{DET}(f) = \frac{1}{2} \arg(\det(z)) \quad (\text{Ecuación 3.18})$$

Esta expresión (3.18) puede ayudar en la interpretación que sea independiente de las direcciones de medida, porque los valores del determinante son invariante bajo rotaciones. Además la fase del determinante tiene la propiedad de no estar afectada por las distorsiones galvánicas (static shift). En el caso en que las estructuras geoelectricas sean predominantemente bidimensionales se puede simplificar la expresión del tensor de impedancia a sólo dos elementos si la dirección de medida coincide con la dirección estructural o su perpendicular (Marcuello et al.,2007). Cuando la dirección estructural corresponde a la dirección x, entonces la ecuación 3.15 puede escribirse como:

$$\begin{pmatrix} E_x \\ E_y \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & Z_{TE} \\ Z_{TM} & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} H_x \\ H_y \end{pmatrix}, \text{ o de forma compacta } \vec{E}_h(f) = Z_{2D}(f) \vec{H}_h(f) \quad (\text{Ecuación 3.19})$$

El modo TE corresponde a la situación en la que el campo eléctrico se ha medido en la dirección estructural y el TM, al caso en que sea el campo magnético el que se mida en esa dirección. En la interpretación bidimensional se invierten las curvas de resistividad aparente y fase de estos dos modos.

El paso de la ecuación (3.15) a la ecuación (3.19) corresponde matemáticamente a un producto matricial $Z_{2D} = R^T Z R$, donde R es la matriz de rotación, y permite pasar de cualquier dirección de medida a la dirección estructural (figura 3.2) (Marucuello et al.,2007)

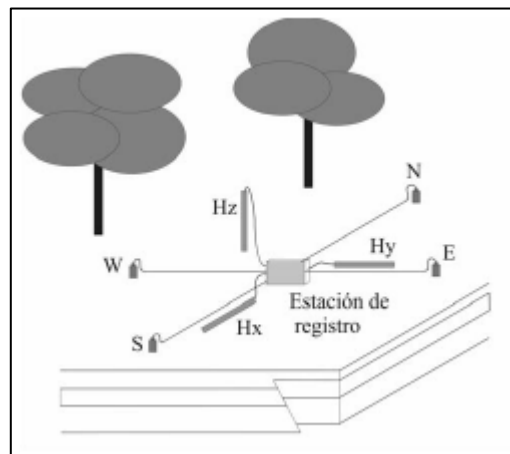


Figura 3.2 Esquema de la colocación de los sensores para los registros magnetotelúricos (Marcuello et al.,2007).

3.5 Registros de pozos y los sondeos MT

El perfilaje de pozos es una actividad muy importante dentro de la exploración y producción de hidrocarburos ya que permite de una forma directa tener conocimiento de diversas propiedades del subsuelo en función de la profundidad, según el tipo de herramienta utilizada.

Los registros de pozo que se utilizan para hacer comparación entre los resultados que se producen mediante la prospección por el método MT, son los que definen propiedades eléctricas, como son el caso de los registros de inducción profunda o resistividad, ya que los resultados de un perfil de adquisición MT son interpretados para obtener la distribución de conductividad y estructura del subsuelo, para luego transformar esa imagen del subsuelo en relación a la porosidad y salinidad, ya que la conductividad depende primariamente de esos dos factores, comunes en rocas sedimentarias (Vozoff, 1972).

3.5.1 Registros de resistividad

La resistividad de una formación es un parámetro clave en la detección de la saturación de hidrocarburos, la corriente eléctrica puede pasar a través de una formación debido al agua conductiva que contiene (Schlumberger, 1989).

La resistividad de una formación depende de:

- Resistividad del agua de formación.
- Cantidad de agua presente.
- Estructura y geometría de poro.

Las unidades de la resistividad son ohmios metros por metro cuadrado o simplemente ohmios-metros ($\Omega.m$). La conductividad es el recíproco de la resistividad; las resistividades de las rocas presentes en ambientes sedimentarios usualmente están en el rango de 0.2 a 1000 $\Omega.m$; estas resistividades son medidas mediante la inyección de una corriente y midiendo la facilidad de esta corriente en fluir a través de ella (figura 3.3).

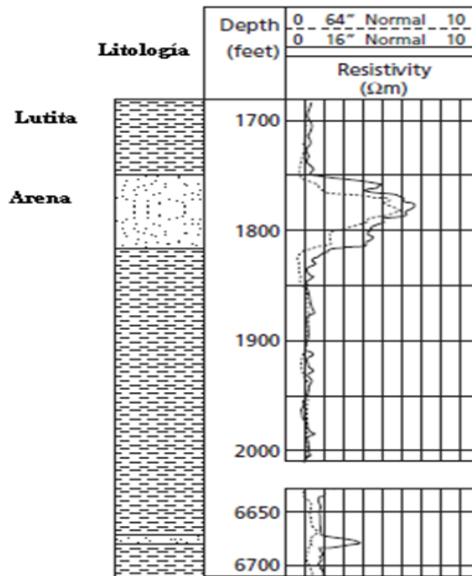


Figura 3.3 Registro de resistividad en una secuencia de arenas y lutitas (Modificado de Keary et al., 2002)

3.5.2 Registro de inducción

Las herramientas de inducción en la actualidad tienen bobinas transmisoras y receptoras, se puede comprender el principio de medición al considerar una sonda con una bobina transmisora y otra receptora.

El principio físico está en el envío una corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante a través de la bobina transmisora, creando un campo magnético alterno que induce corrientes en la formación alrededor del agujero. Dichas corrientes fluyen en anillos de forma circular que son coaxiales con la bobina de transmisión y crean a su vez un campo magnético que induce un voltaje en la bobina receptora ya que la corriente alterna en la bobina de transmisión es de amplitud y frecuencia constantes estas corrientes de anillo son directamente proporcionales a la conductividad de la formación. El voltaje inducido en la bobina receptora es proporcional a las corrientes de los anillos y por lo tanto, a la conductividad de la formación. También hay un acoplamiento directo entre las bobinas transmisoras y receptoras (figura 3.4). Originalmente, la señal que se genera de este acoplamiento se eliminaba con el uso de bobinas “compensadoras”, dado que se encuentra desfasada con respecto a la señal de la formación. Así, la señal en el receptor es una combinación de la señal de formación (R) y de la de acoplamiento directo (X) que contiene información de la forma en que la señal ha sido afectada (Coronel, 2011).

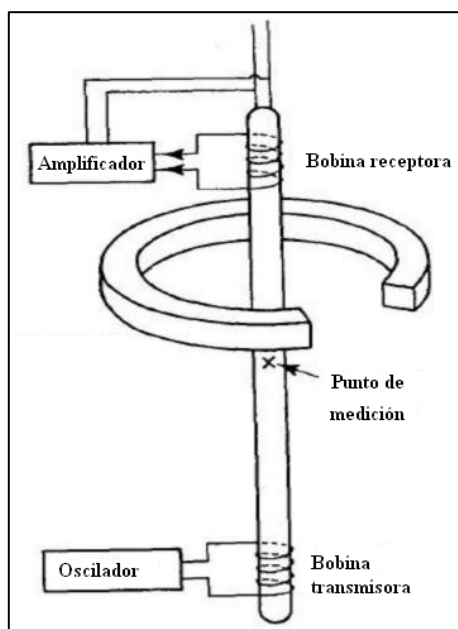


Figura 3.4 Esquema general de una herramienta de inducción (Modificado de Schlumberger, 1989).

La herramienta ilustrada (figura 3.4) es un dispositivo simple de dos bobinas, la profundidad de investigación o profundidad donde la mayoría de la medición es obtenida, es aproximadamente de 10 pies, la resolución vertical o capa más delgada que la herramienta pueda detectar es unas 40 pulgadas. La profundidad de investigación y la resolución vertical ambas son afectadas por el espaciamiento entre el transmisor principal y las bobinas receptoras, mediante la selección de estos parámetros, diferentes profundidades de investigación pueden ser designadas en dichas herramientas. Con la configuración adecuada se puede estimar la resistividad de la formación (R_t) (Peters, 2007).

3.5.3 Registro Gamma Ray (GR) y Potencial Espontaneo (SP)

La curva de los registros SP y el GR (figura 3.5) son grabaciones de fenómenos físicos de las rocas en sitio. El registro GR proporciona una medición de la radioactividad natural de la formación, en las formaciones de tipo sedimentario este registro normalmente refleja el contenido de lutita debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. La curva SP registra el potencial eléctrico o voltaje producido por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas). El registro GR es particularmente útil en la definición de capas de lutitas cuando el registro SP ha sido distorsionado como es el caso de las formaciones muy resistivas (Schlumberger, 1989).

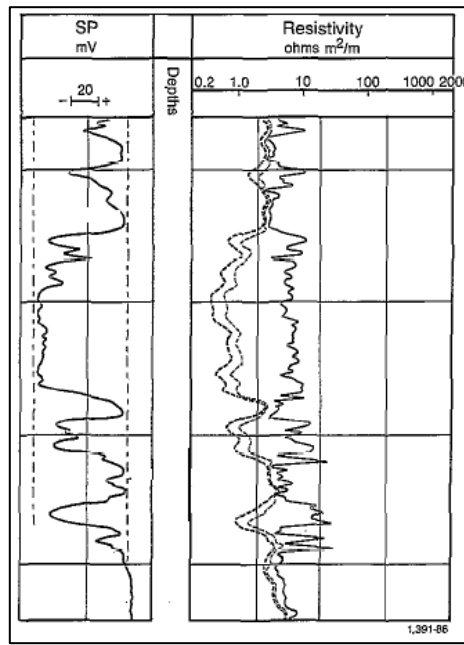


Figura 3.5 Ejemplo de un registro SP y resistividad en una series de lutitas y arenas (Schlumberger, 1989).

3.6 Velocidades sísmicas

Dado a las diferentes composiciones, texturas (tamaño de grano y forma de arreglo), porosidades y contenido de fluidos en los poros, las rocas poseen diferentes módulos elásticos y densidades por ende diferentes velocidades sísmicas. La información de la velocidad de ondas compresionales y de cizalla, V_p y V_s , en el subsuelo conseguidas por la prospección sísmica es de relevancia, principalmente es necesaria para la conversión de los tiempos de viaje de ondas sísmicas a profundidades, como también que proporciona un indicador de la composición de la roca (Keary et al., 2002).

3.6.1 Velocidad promedio

Este tipo de velocidad relaciona una distancia total con un tiempo de viaje total y no toma en cuenta las pequeñas variaciones que suceden dentro de las mediciones. Esta velocidad se puede obtener por medio de los estudios de velocidades de pozo, cuando los geófonos son bajados a través del hoyo mediante un cable y las fuentes son activadas en superficie cercanos al hoyo, el tiempo de viaje de las ondas sísmicas es medido desde el punto de tiro hasta el geófono (Torres, 2010).

3.6.2 Modelo de velocidades

Los modelos de velocidades son una representación espacial de las velocidades a través de cada uno de los estratos o capas del subsuelo tomando, generalmente, la velocidad de cada capa constante a través de las cuales pasan los rayos de los distintos frentes de onda obedeciendo a la ley de Snell. Generalmente la velocidad utilizada para generar dichos modelos es proveniente de las velocidades de migración sísmica; en especial de las migraciones en profundidad. Los modelos de velocidades también son llamados cubos de velocidades (Torres, 2010).

3.6.3 Disparos de verificación (Checkshot)

Este registro es utilizado para asociar el tiempo de viaje de onda, como por ejemplo el (TWT) que es generalmente el dominio en donde se encuentra la sísmica de reflexión, con diversas profundidades en un pozo; esto luego puede ayudar a entender la relación de velocidad entre profundidades y el tiempo doble de viaje de las ondas acústicas. También se utilizan para realizar estudios de atenuación de ondas acústicas, correlación precisa tiempo/profundidad, calibración de los registros sísmicos y la producción de sismogramas sintéticos. Dependiendo de la desviación del pozo, la fuente de este registro se posicionara de maneras diferentes para minimizar correcciones, para un pozo vertical o con poca desviación la fuente es ubicada cerca del hoyo del pozo y la toma de datos es realiza aproximadamente cada 500 pies o 100 m (figura 3.6).

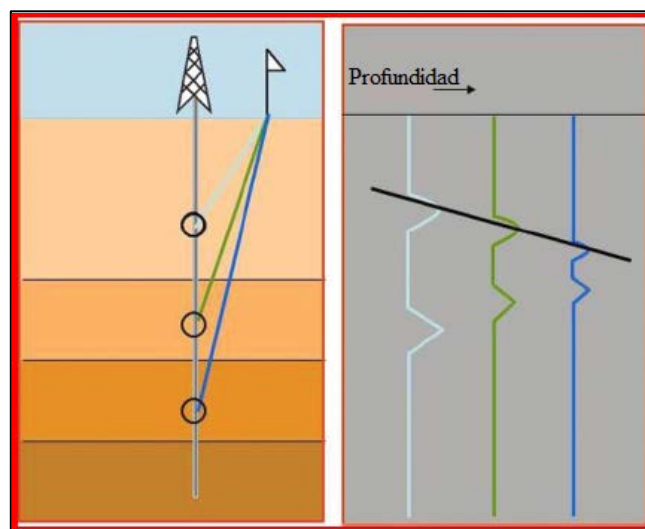


Figura 3.6 Esquema de un registro Checkshot (Modificado de Halliburton 2011).

3.7 Conversión tiempo-profundidad

Es un paso fundamental en el método de sísmica de reflexión, donde se convierte el tiempo de viaje de la onda acústica a la profundidad actual, basado en la velocidad de medio en donde ocurre esta propagación. Este proceso integra diversas fuentes de información sobre la velocidad del medio (subsuelo) que están incluidas generalmente en un volumen de datos que conforman el modelo de velocidad, el cual será utilizado para realizar el proceso de conversión del dominio del tiempo (TWT) a la profundidad, el producto final de este proceso es el de tener una referencia en profundidad de las imágenes sísmicas como también, de la interpretación de los horizontes que se hayan realizado sobre estas.

3.8 Geoestadística

La geoestadística es una rama de la estadística que trata fenómenos espaciales. Su interés primordial es la estimación, predicción y simulación de dichos fenómenos. Esta herramienta ofrece una manera de describir la continuidad espacial, que es un rasgo distintivo esencial de muchos fenómenos naturales, y proporciona adaptaciones de las técnicas clásicas de regresión para tomar ventajas de esta continuidad, es una aplicación de la teoría de probabilidades a la estimación estadística de variables espaciales. Cuando el objetivo es hacer predicción, la geoestadística opera básicamente en dos etapas. La primera es el análisis estructural, en la cual se describe la correlación entre puntos en el espacio. En la segunda fase se hace predicción en sitios de la región no muestreados por medio de la técnica de kriging (Giraldo, 2002).

Con el uso de las técnicas de la geoestadística se pueden estimar y transformar cuantitativamente información geológica y geofísica. Ya que los datos geológicos y geofísicos vienen en formas discretas e incompletas, una tarea común para un geólogo o geofísico es llenar el espacio entre puntos de datos con estimaciones razonables mediante el uso de los datos existentes del mismo tipo.

Los métodos geoestadísticos evalúan sistemática y objetivamente las tendencias geológicas y luego se imponen estas tendencias a las interpolaciones. La descripción cuantitativa de una tendencia geológica se puede hacer a través de métodos como el análisis de variogramas y la interpolación de la incorporación de información de tendencias como el kriging

3.8.1 Funciones de correlación espacial

La primera etapa en el desarrollo de un análisis geoestadístico es la determinación de la dependencia espacial entre los datos medidos de una variable. Esta fase es también conocida como análisis estructural. Para llevarla a cabo, con base en la información muestral (Giraldo, 2002). Se usa la función de covarianza o los variogramas.

3.8.2 Variograma

El variograma es un gráfico que caracteriza la continuidad espacial de un conjunto de datos a medida que se incrementa la distancia entre sus puntos, las estadísticas de dos conjuntos de datos pueden ser idénticas, pero la continuidad espacial puede ser muy diferente. Su expresión matemática (3.20) se define como la media aritmética de todos los cuadrados de las diferencias entre pares de valores experimentales separados una distancia h , o, la varianza de los incrementos de la variable regionalizada en las localizaciones separadas una distancia h .

$$\text{Var}\{Z(x+h)-Z(x)\} = 2\gamma(h) \quad (\text{Ecuación 3.20})$$

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N_p(h)} \sum_{i=1}^{N_p} [Z(x_i) - Z(x_i + h)]^2 \quad (\text{Ecuación 3.21})$$

La función (3.21) se denomina semivariograma donde:

$N_p(h)$ es el número de pares a la distancia h .

h es el incremento

$Z(x_i)$ son los valores experimentales

x_i localizaciones donde son medidos los valores $Z(x_i)$

La operación de la ecuación (3.21) está relacionada con los elementos siguientes:

- La dirección en la que será calculado el semivariograma, uno o dos ángulos que definen una dirección en el espacio α y/o β con tolerancias angulares $d\alpha$ y/o $d\beta$. El

semivariograma calculado usando tolerancia angular de 90° se denomina semivariograma medio, global u omnidireccional.

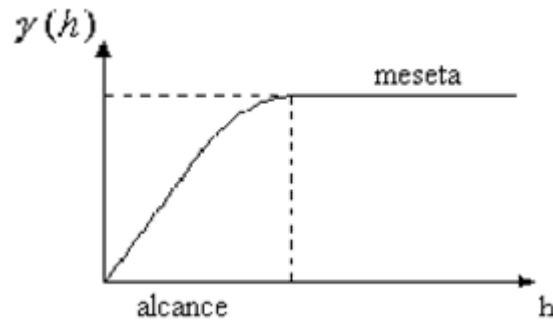


Figura 3.7 Gráfico de la forma típica de un semivariograma (Modificado de Gil, 2010).

- El incremento o paso en el cálculo del semivariograma h y su tolerancia lineal dh , se recomienda que el valor de dh sea la mitad del incremento inicial.
- Una distancia, que representa la distancia máxima a que pueden estar alejados los segundos puntos del par con respecto a la línea que define la dirección de cálculo, conocido como ancho de banda.
- La distancia L_{max} hasta la cual será calculado del semivariograma. Se recomienda que ésta sea la mitad de la distancia entre las muestras más alejadas, aunque dependiendo de la geometría del fenómeno regionalizado en algunos casos puede ser calculado hasta una distancia superior (Gil, 2010).

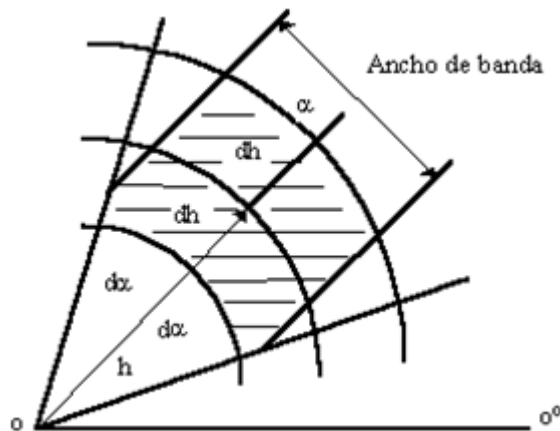


Figura 3.8 Espacio definido por las tolerancias y el ancho de banda (Gil,2010).

En la mayor parte de los casos $\gamma(h)$ crece hasta cierto límite llamado meseta, en otros casos puede crecer indefinidamente. El comportamiento en el origen puede tener diferentes formas, las cuales son: (figura 7):

- Parabólico: Caracteriza a una variable muy regular, siendo continua y diferenciable.
- Lineal: Caracteriza a una variable continua, pero no diferenciable, es decir menos regular.
- Discontinuidad en el origen: “Efecto de pepita”, es el caso en que $\gamma(h)$ no tiende a cero cuando h tiene a cero. Representa a una variable muy irregular.
- Discontinuo puro: Llamado también ruido blanco, representa el caso de mayor discontinuidad, siendo el caso límite de ausencia de estructura, donde los valores de dos puntos cualesquiera no tienen correlación alguna (Gil, 2010).

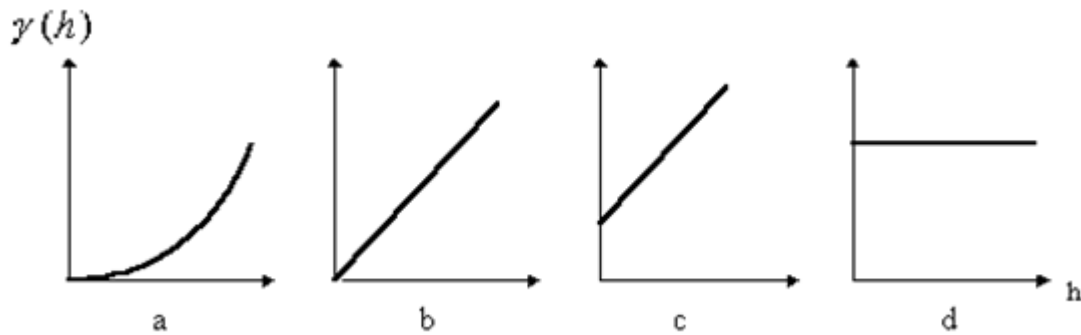


Figura 3.9 Comportamiento del variograma en el origen a) Parabolico. b) Lineal c) Efecto pepita, d) Discontinuo puro (Modificado de Gil, 2010).

3.8.3 Parámetros del variograma

Los parámetros del variograma caracterizan tres elementos fundamentales en la variabilidad de un atributo que son: la discontinuidad en el origen (existencia de efecto de pepita), el valor máximo de variabilidad (meseta), y el área de influencia de la correlación (alcance).

- El Efecto Pepita (Nugget): El variograma por definición es nulo en el origen, pero en la práctica las funciones obtenidas pueden presentar discontinuidad en el origen, a esta discontinuidad se le llama efecto de pepita, en inglés (Nugget effect). Puede ser obtenido trazando una línea recta entre los primeros puntos del variograma empírico y extender ésta hasta que se intercepte con el eje Y. Si esta intersección ocurre por debajo de cero, el

valor asumido por este efecto es cero, pues valores negativos de $\gamma(0)$ no tienen significado y no es común. El efecto pepita se representa como C_0 .

- La Meseta (Sill): Es el valor de $\gamma(h)$ para el cual con el aumento de h su valor permanece constante, se representa como $(C_T = C + C_0)$ y se denomina meseta. Puede obtenerse trazando una línea paralela a la abscisa y que se ajuste a los puntos de mayor valor del variograma y su valor se lee en la intersección de esta línea con la ordenada.
- El Alcance o rango (Range): La distancia h para la cual las variables $Z(x)$ y $Z(x+h)$ son independientes, se denomina alcance y se representa por (a) (figura 3.10) es decir, las distancias para la cual los valores de la variable dejan de estar correlacionados, o lo que es lo mismo, la distancia para la cual el variograma alcanza su meseta. El alcance siempre tiene valor positivo y puede ser obtenido a partir de la intersección de las líneas descritas en los puntos anteriores, ese punto leído en la abscisa es una fracción del propio alcance, fracción que se detallara posteriormente en la explicación de los modelos teórico (Gil, 2010).

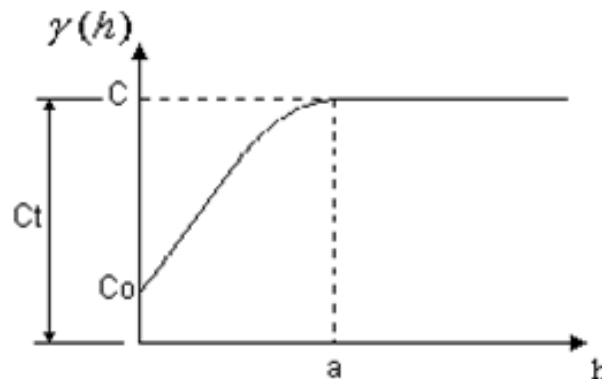


Figura 3.10 Parámetros del semivariograma (Modificado Gil, 2010).

3.8.4 Modelos teóricos de variogramas

Los modelos teóricos de variogramas admisible o autorizados más utilizados en la práctica se presentan en atendiendo a las dos características más importantes en el modelado de variogramas que son; su comportamiento en el origen, el cual puede ser lineal, parabólico y con Efecto de Pepita y la presencia o ausencia de meseta (Gil, 2010). Estos modelos son:

- Efecto de Pepita: Corresponde a un fenómeno puramente aleatorio (ruido blanco), sin correlación entre las muestras, cualquiera sea la distancia que las separe, (figura 3.11), donde C representa el valor de la meseta $\gamma(h) = 0 \quad h = 0$; $\gamma(h) = C \quad |h| > 0$

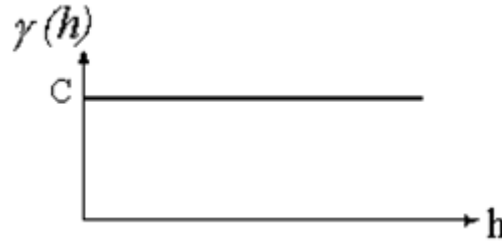


Figura 3.11 Modelo de efecto pepita (Gil, 2010).

- Modelo Esférico: Este modelo es probablemente el más utilizado, es una expresión polinomial simple, en su forma representada (figura 3.12), se puede observar un crecimiento casi lineal y después a cierta distancia finita del origen se alcanza una estabilización, la meseta. La tangente en el origen encuentra a la meseta en el punto de abscisa $(2/3)a$, donde a representa el valor del alcance.

$$\gamma(h) = C \left[\left(\frac{3}{2} \right) \left(\frac{h}{a} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{h}{a} \right)^3 \right] \quad h \leq a ; \quad \gamma(h) = C \quad h > a$$

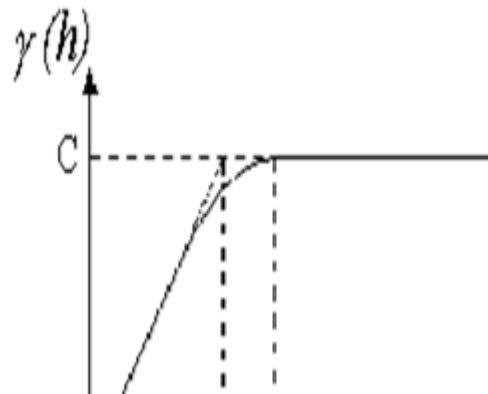


Figura 3.12 Modelo esférico (Gil, 2010).

- Modelo Exponencial: Este modelo a diferencia del esférico crece inicialmente más rápido y después se estabiliza de forma asintótica (figura 3.13). Como la meseta no se alcanza a una distancia finita, se usa con fines prácticos el “alcance efectivo” o “alcance práctico” a' , valor que se obtiene en el punto de abscisa para el cual el modelo obtiene el 95% de la

meseta, con un valor $a' = 3a$, donde a es el parámetro de escala. La tangente en el origen encuentra a la meseta en el punto $a = (1/3)a'$.

$$\gamma(h) = C [1 - \text{Exp}(-|h|/a)] \quad |h| > 0$$

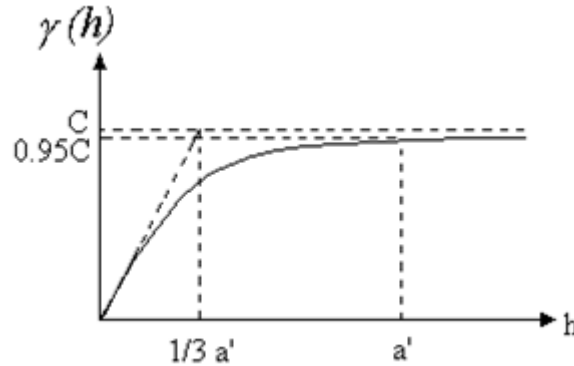


Figura 3.13 Modelo exponencial (Gil, 2010).

- **Modelo Gaussiano:** Este es un modelo extremadamente continuo (figura 3.14) inicialmente presenta un comportamiento parabólico en el origen, después al igual que en el modelo Exponencial se alcanza la meseta de forma asintótica. El alcance práctico tiene un valor de $a' = 1.73a$, que es el valor de la abscisa donde se alcanza el 95% de la meseta (Gil, 2010). $[1 - \text{Exp}(-|h|^2/a^2)] \quad |h| > 0$

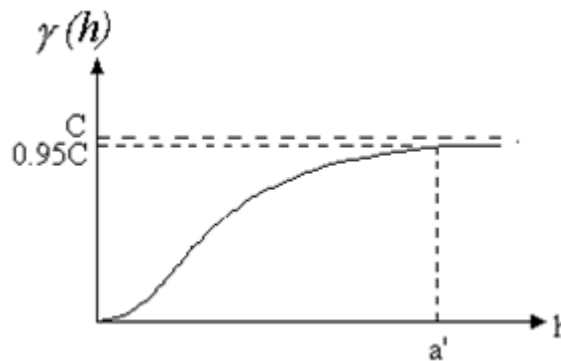


Figura 3.14 Modelo Gaussiano (Gil, 2010).

La selección del modelo y los parámetros apropiados a las características del variograma empírico, para ser usados en la interpolación geoestadística que es el punto más importante en el proceso planteando además, esta selección es fundamental en el caso particular donde se presentan yacimientos: con irregularidad en la densidad del dato; sin una adecuada perforación;

con alta asimetría en la distribución o que carecen de un modelado geológico propio. Al respecto se refieren muchos autores sobre el efecto negativo que puede tener en la estimación el uso del kriging sin un estudio de estructura espacial y la selección adecuada del modelo de semivariograma y sus parámetros (Gil, 2010).

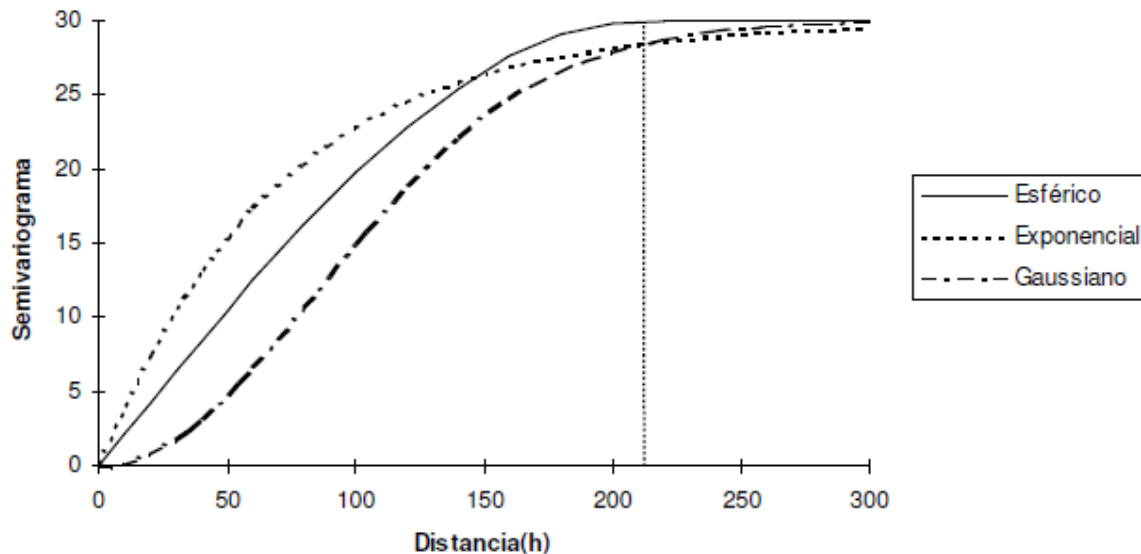


Figura 3.15 Comparación de los modelos exponencial, esférico y Gaussiano. La línea punteada vertical representa el rango en el caso del modelo esférico y el rango efectivo en el de los modelos exponencial y gaussiano. Este tiene un valor de 210, respecto a una escala simulada entre 0 y 300. El valor de la meseta es 30 y el de la pepita 0. El 95% de la meseta es igual a 28.5 (Giraldo, 2002).

3.8.5 Kriging

Es una técnica geoestadística para la estimación de propiedades en regiones donde no han sido muestreadas (fuera de los datos de pozo). La estimación es una combinación lineal ponderada de los valores de las propiedades encontradas alrededor del set de datos. En este procedimiento se utilizan los variogramas para deducir las ponderaciones asignadas a cada punto de datos, fuera del rango de correlación del variograma, los datos serán no correlacionados.

La diferencia entre el kriging y otros métodos de interpolación es la función de ponderación, basada en la información del modelo del variograma y por lo tanto se toma en cuenta tanto la distancia y dirección, además, el kriging puede dar cuenta de la redundancia de datos, es decir, se

reduce la influencia de los puntos que están cerca con valores similares, eliminando así algún sesgo de muestreo de datos preferencial. A pesar de que sigue siendo un método popular en el campo de la ingeniería de minas, cuando se aplica al modelado de yacimientos sus limitaciones son bien conocidas. La distribución espacial de las estimaciones kriging tiende a ser demasiado suave, debido a esta suavización artificial, el kriging tiende a sobreestimar los valores petrofísicos bajos y subestimar los valores petrofísicos altos.

Sin embargo, este método sigue siendo una herramienta muy valiosa para entender y captar las tendencias (la mayoría del tiempo en 2D) que también es valiosa para los fenómenos que varían suavemente en el espacio, tales como velocidades, presiones de poros, o las temperaturas.

El kriging no se recomienda para el modelado de las propiedades geológicas muy heterogéneas, como la porosidad o permeabilidad (Paradigm, 2007).

3.8.6 Kriging simple

Normalmente se utiliza con data estacionaria, los datos deben ser conocidos y constantes, no debe existir tendencia espacial real de los datos. Se asume que la media de la propiedad es localmente constante y conocida, por lo tanto, antes de aplicar el kriging simple se debe saber de la media global de la propiedad en el reservorio que desea calcular en el dominio de interés. Cada vez que un punto se estime y se encuentre más lejos que el rango del variograma, el kriging asignara la media global al punto desconocido (Paradigm, 2007).

3.8.7 Kriging ordinario

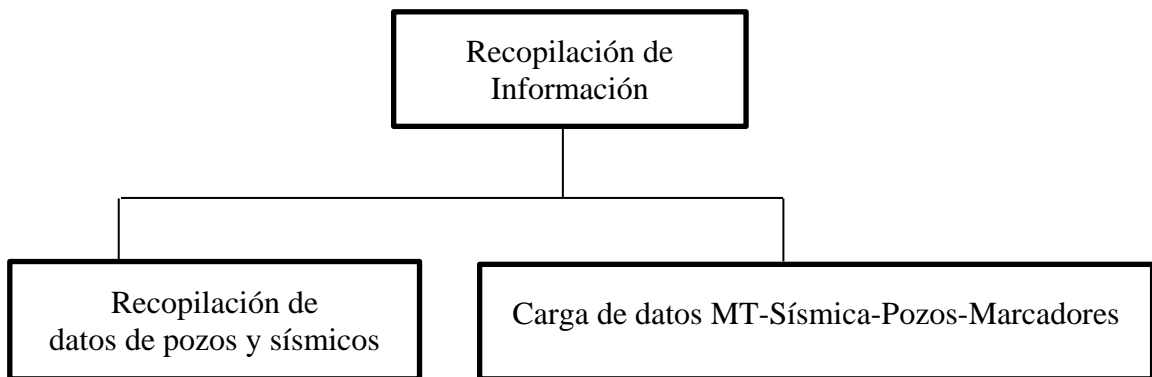
Normalmente se utiliza sólo con los datos no estacionarios, es decir, cuando una tendencia espacial está claramente presente. Se asume que la media de la propiedad varia a nivel local y que se desconoce, por cada punto que se estima una media local se calcula mediante el uso de los datos de los puntos que se encuentran en la vecindad de este punto desconocido. Se puede incrementar el rango de búsqueda para suavizar los resultados. Cuando no se consiguen datos dentro de la vecindad de búsqueda, no se puede estimar el valor del dato y se produce un punto sin valor (no data value NDV). Este es un método más apropiado para la búsqueda de tendencia en los datos (Paradigm, 2007).

CAPÍTULO IV

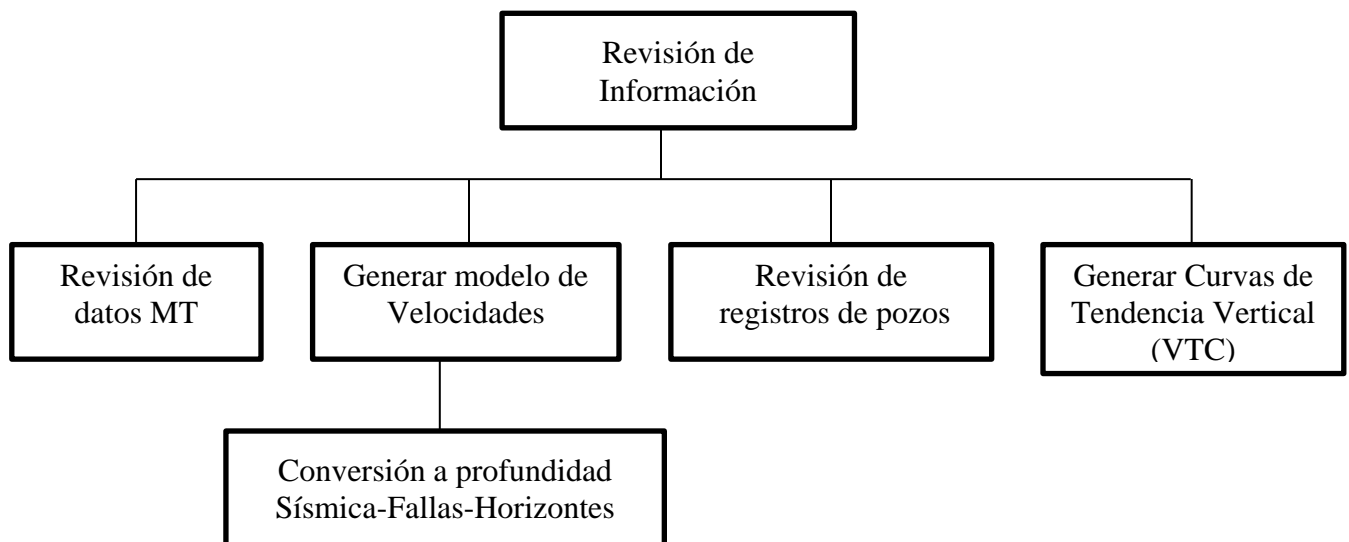
MARCO METODOLÓGICO

Con fines a realizar la caracterización geofísica aplicando el método MT se explicará la metodología necesaria para alcanzar cada uno de los objetivos específicos planteados en el presente T.E.G mediante la presentación de los siguientes flujograma de trabajo por fase.

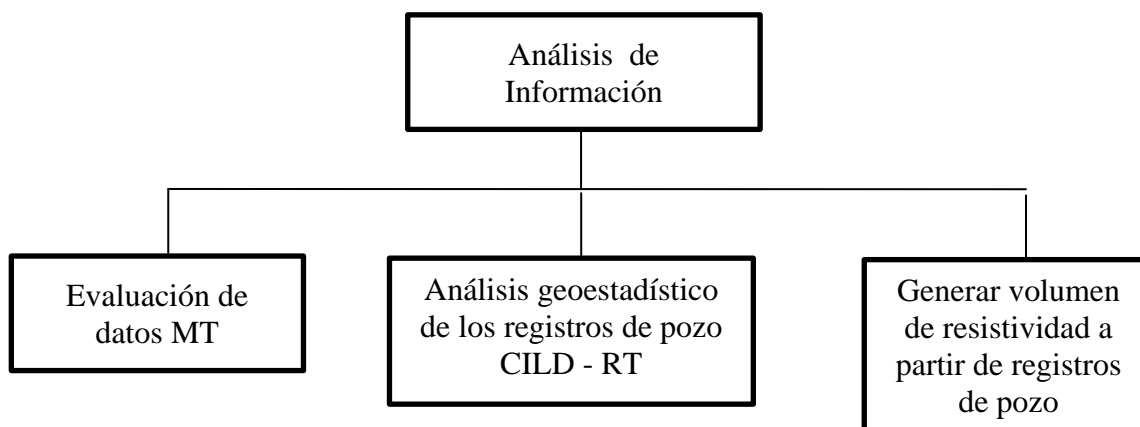
Fase I



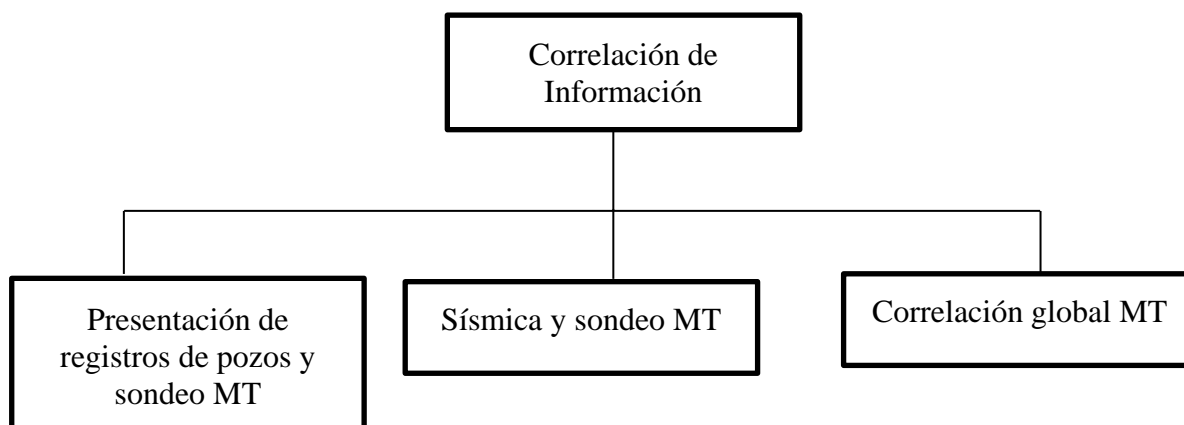
Fase II



Fase III



Fase IV



Es relevante especificar que el flujograma de trabajo presentado precedentemente, deriva de la combinación de la metodología empleada en el proceso de interpretación convencional MT en cuencas sedimentarias en la exploración petrolera propuesto por Vozoff (1972). En este sentido, para el presente T.E.G se ha tomado como caso de estudio al campo Tascabaña ubicado en el área mayor de Oficina, estado Anzoátegui, donde se realizó la adquisición y procesamiento MT por PDVSA (2010). A continuación se detalla el desarrollo de cada una de las fases indicadas anteriormente.

4.1 Fase I – Recopilación de información y elaboración de base de datos.

La etapa inicial de esta fase consistió en la clasificación y revisión de todo el material bibliográfico necesario para proporcionar el apoyo teórico del proyecto.

En relación a los datos MT, su adquisición fue realizada de febrero a mayo del 2010 su ejecución cumplió con todas las especificaciones técnicas y ambientales establecidas para el proyecto dentro del cronograma de actividades acordadas con PDVSA GAS y bajo los estándares de calidad y seguridad que la actividad requiere.

El equipo utilizado por PDVSA para la adquisición de los datos MT es fabricado por la casa comercial Geometrics, modelo Stratagem EH4, el equipo consiste de cuatro canales de operación dos eléctricos, constituidos por de dipolos eléctricos, dos magnéticos, constituidos por dos sensores magnéticos y la antena transmisora.

Especificaciones Técnicas del Geometrics Stratagem EH4

SISTEMA DE IMAGEN	
Principio de operación:	Tensor MT de fuente natural y de control
Rango de frecuencia:	De 10 Hz a 70 Khz. y 0,1Hz. a 100Hz.
Sensor eléctrico:	Cuatro Modelo BE-26 amortiguado activo alta frecuencia polo par de 26mts. Cuatro SSE acero inoxidable electrodos. Cuatro Modelo BE-26 calibrado a bajas frecuencias de 50mts. Y cuatro electrodos porosos(para contenido de sulfato cúprico)
Sensor Magnético:	Dos Modelo BF-6 Sensor magnético de campo (10 Hz a 100 Khz.) con Cables de 10mts. Dos Modelo BF-4 sensor magnéticos de campo (0,1Hz a 100Hz) con cables de 10mts.
Frente análogo:	Uno Modelo AFE-EH4 Unidad para condicionamiento de señal de analogía. Parejas 2 Eléctricos y 2 Magnéticos Canales a paquete de adquisición de datos.

PAQUETE DE ADQUISICIÓN DE DATOS	
Canales:	Cuatro (2E, 2H), muestra de tiempo real.
Memoria en DD:	1.2 GB o mayor
Analogía-a-Digital:	18 bits
Procesamiento de señal Digital:	32-bits punto flotante con ancho de banda de DC a 96 kHz
Exposición:	Cristal Líquido VGA
Plotter:	Built-in 4"Plotter de ancho de 11 cm
Potencia:	12 V DC, 40 Ah
Operación:	De 0 C a +50 C en portátil/impermeable
Transmisor	
Rangos de frecuencia:	De 1Hz a 70 k Hz
Corriente de salida máxima de transmisor:	De unos 8A a 14.8 ^a
Potencia máxima de transmisor:	Unos 438w

Luego del procesamiento por parte de PDVSA Servicios de los registros provenientes de los 392 puntos de adquisición MT en el campo Tascabaña, se recibió el volumen de resistividades en formato texto plano ASCII, constituido por ubicación espacial (X Y), en profundidad (Z) y el valor de la propiedad, en este caso de resistividad (R).

En cuanto a los datos de pozo y sísmicos provenientes de levantamientos anteriores, incluyendo los datos generales por pozo y registros petrofísicos disponibles para disponer de un total de 52, formados por 40 pozos de trayectoria vertical y 12 pozos desviados.

Los datos sísmicos proporcionados estuvieron referidos a los siguientes levantamientos:

- Chimire 97A 3D

Del cubo sísmico que cubre una totalidad de 205 km² se proporcionó la sección correspondiente al inline y crossline 1 al 500, ya que es la sección que se encuentra dentro del área de estudio (figura 4.1) adicionalmente la interpretación correspondiente a tres (3) horizontes: somero mfs45, intermedio mfs78 y el profundo mfs100 y de la falla principal del área (figura 4.2).

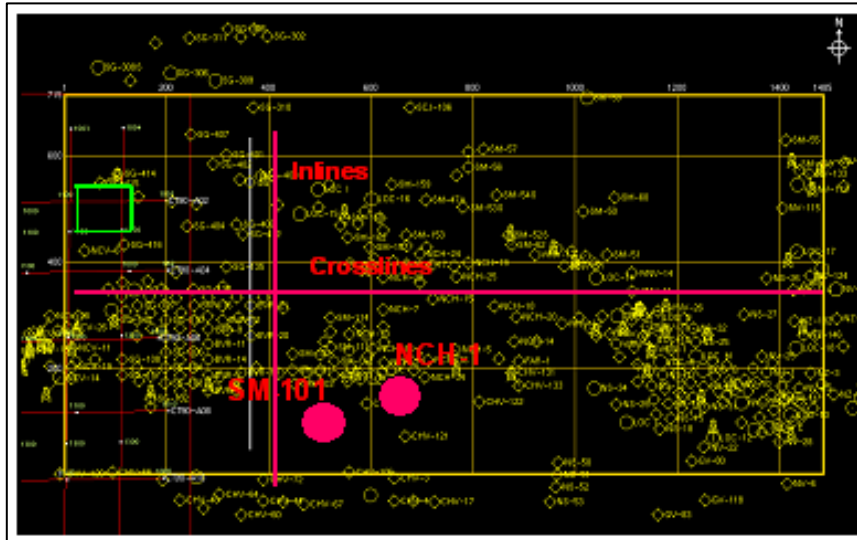


Figura 4.1 Levantamiento sísmico 3D área Chimire-Boca (PDVSA, 2010).

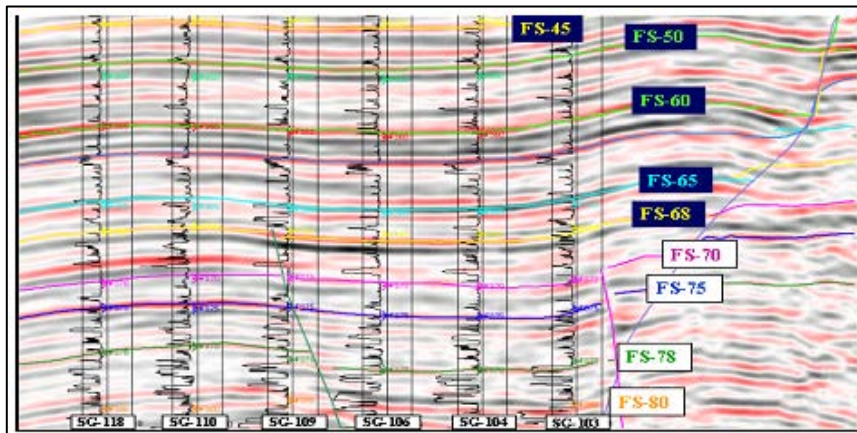


Figura 4.2 Correlación sísmica-pozo (PDVSA, 2010).

La carga de datos formados por los datos MT, pozos, sísmica e interpretación se realizó en el paquete de software Gocad de Paradigm (figura 4.3) y (figura 4.4), que en este caso sería la plataforma de trabajo idónea ya que permitiría la incorporación de todo el conjunto de datos para luego realizar el análisis y correlación global entre todos estos (figura 4.5).

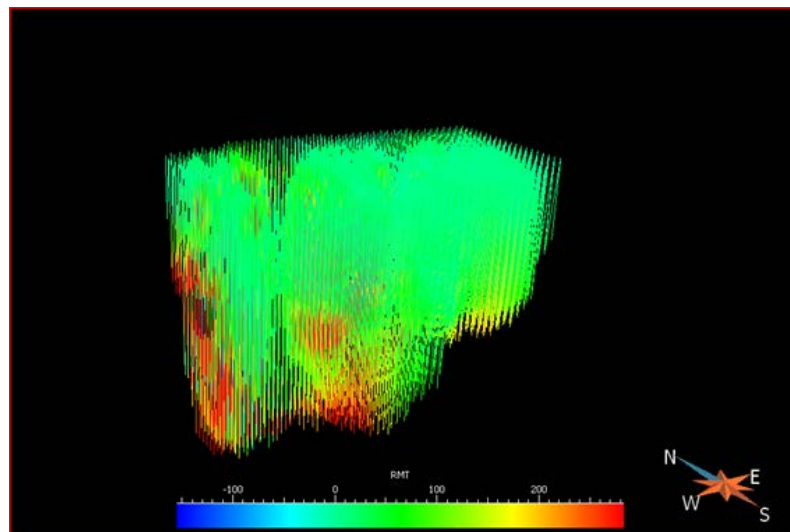


Figura 4.3 Carga de datos MT en Gocad de Paradigm.

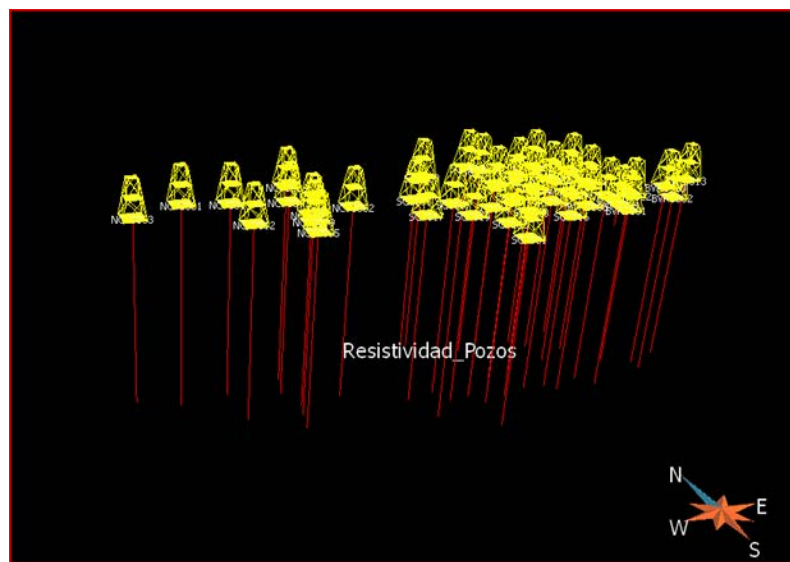


Figura 4.4 Carga de pozos verticales en Gocad de Paradigm.

De un total de 52 pozos en la base de datos solo fueron cargados 35 que eran los que poseían la gama de registros que serían de utilidad para el análisis en conjunto con los datos provenientes del sondeo MT, los registros de utilidad serían los que dieran información de las propiedades eléctricas del subsuelo, en este caso los registros de resistividad o conductividad.

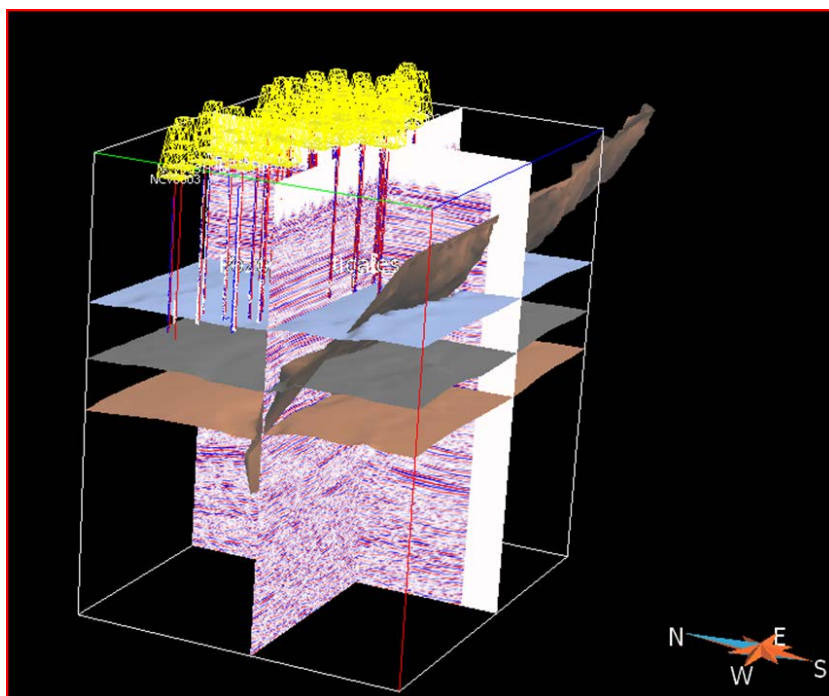


Figura 4.5 Cubo sísmico, interpretación en tiempo (TWT) y pozos con sus correspondientes registros.

4.2 Fase II Revisión de información

En esta fase del proyecto, se procedió realizar la revisión de los datos MT, mostrando a continuación la configuración que se diseñó y la ubicación en superficie de los puntos de adquisición, observándose que en ciertas áreas se realizó un mayor muestreo con interés a obtener una mejor resolución o detalle del objetivo de dicha campaña de adquisición (figura 4.6).

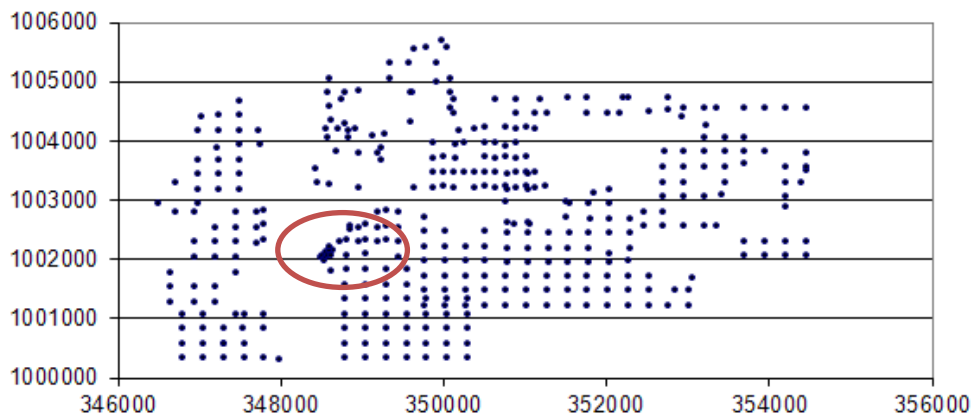


Figura 4.6 Ubicación de los puntos de adquisición en superficie del sondeo MT (PDVSA, 2010).

En virtud de la gran cantidad de puntos de muestreo del sondeo MT y a fines de conservar la mayor resolución espacial de los datos adquiridos por dicho sondeo, se construyó un objeto tipo “Voxet” que consiste en una grilla regular en tres dimensiones con celdas centradas, con el propósito de no producir alteraciones en el set de datos entregados originalmente, la cantidad de celdas creadas fueron de (8) millones. Con este volumen tipo “Voxet” se pueden generar propiedades y propagarlas por interpolación, mediante kriging, simulaciones geoestadísticas o mediante un “script” que consisten en líneas de código similares a los lenguajes de programación más comunes.

4.2.1 Modelo de velocidades – conversión a profundidad.

El objetivo de generar el modelo de velocidades fue el de realizar la conversión al dominio de la profundidad de la interpretación sísmica correspondiente a la sección proporcionada del cubo sísmico Chimire 3D, y así generar las imágenes en profundidad de cada objeto que se encuentra en el dominio del tiempo y obtener un producto a fines de comparar con el sondeo MT, para tal fin se utilizaron las curvas T-Z provenientes de los registros de tiros de verificación o “checkshot” de cada uno de los pozos finalmente seleccionados en la carga del dato previamente descrito. El dato de entrada para realizar la conversión debe ser un objeto tipo Voxet que posea la propiedad de velocidad promedio o “average” estas velocidades fueron obtenidas a partir de las curvas T-Z provistas para cada pozo, cada una de estas fueron cargadas en Excel agrupadas en series y luego se realizó el cálculo de la ecuación de ajuste y el coeficiente de correlación de Pearson (R^2)

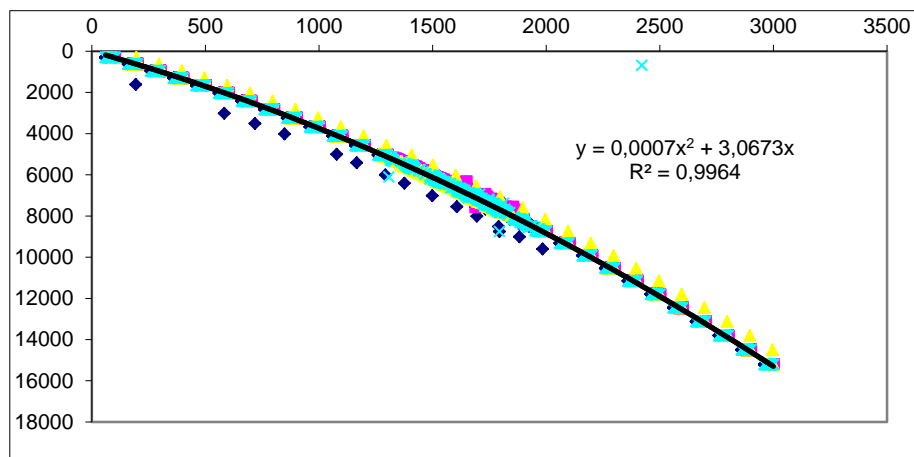


Figura 4.7 Curvas T-Z y curva de ajuste para la construcción del modelo de velocidades.

El mejor ajuste fue el logrado por una aproximación de tipo cuadrático, $R^2 = 0.9964$ este índice mide la relación lineal entre dos variables estadísticamente, un coeficiente de correlación por encima de 0.7 para un ajuste lineal, es una regresión aceptable; por este motivo podemos asignar la ecuación de velocidad en función de la profundidad al sector definido por la tendencia que estamos estudiando, cuando tengamos un coeficiente R^2 mayor o igual a 0.7 (Perez, 2008). Dado lo anterior esto permitió obtener la ecuación que vincule el tiempo de viaje de onda con la profundidad o ley de velocidades para la zona de estudio (ecuación 4.1) para estas ecuaciones las unidades de tiempo (t) están en ms; la distancia (D) pies (ft) y la velocidad en pies/s (ft/s).

$$D = 0.0007t^2 + 3.0673t$$

$$V = \frac{2000(0.0007t^2 + 3.0673t)}{t}$$

Ecuación 4.1 Ajuste cuadrático y ley de velocidad obtenida del área de estudio.

Como paso siguiente de esta etapa, se aplicó el script mediante la creación de la propiedad de velocidad al voxet, que funcionaría como un checkshot regional y permitiera la conversión a profundidad de todo el marco estructural a profundidad.

4.2.1 Revisión de los registros de pozo y curvas (VTC).

Esta etapa correspondió al control de calidad de los registros de pozo que fueron utilizados, principalmente los registros de resistividad (RT) y conductividad por inducción profunda “conductivity log induction deep” (CILD), adicionalmente se incluyeron registros que serían de utilidad en etapas próximas como son el registro de rayos gamma (GR) y de potencial espontáneo (SP) que proporcionarían información complementaria en la identificación general de las diferentes litologías de cada formación en la zona.

Como paso próximo, se analizaron globalmente las propiedades RT y CILD del conjunto de pozos, mediante histogramas de frecuencias y cálculos de estadísticos descriptivos, como medidas de tendencia central y dispersión, con el fin de realizar un “histogram smoothing” o suavizado de histogramas (figura 4.8), ya que la dispersión de los datos serían de gran influencia en la próxima generación de los variogramas y se requería generar un subconjunto de datos

filtrados y suavizados para realizar la interpolación por kriging requerida por el flujo de trabajo de propiedades de reservorio en Gocad en la construcción del modelo 3D de resistividad a partir de estos registros.

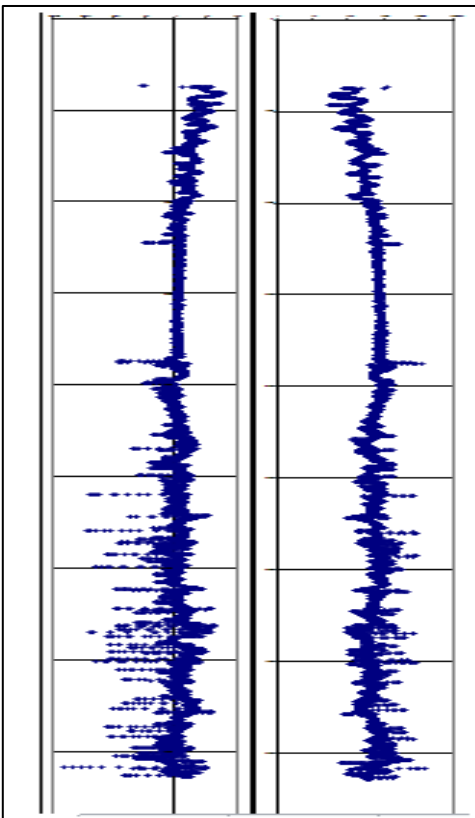


Figura 4.8 Registros RT (izquierda) y CILD (derecha) para el mismo pozo.

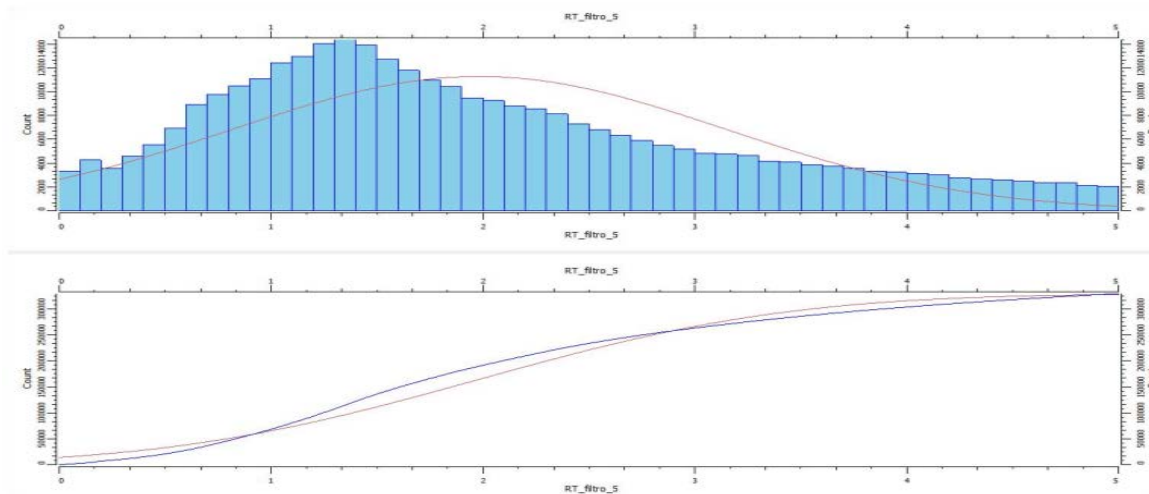


Figura 4.9 Histograma de frecuencias (superior) y diagrama de frecuencia acumulada (inferior) del conjunto global de registros RT filtrados, línea azul curva de datos y línea roja curva normal (inferior)

Tabla 1 Estadísticos descriptivos después de filtrar los datos de resistividad de pozo

Mínimo	0.0002
Máximo	4.99
Muestras	329097
Media	1.98276
Desviación típica	1.16545
Varianza	1.35828

En la Tabla N°1 podemos observar luego del proceso de suavizado de histogramas (figura 4.9) el comportamiento de varias medidas, de tendencia central y dispersión del conjunto de datos provenientes de los registros de resistividad.

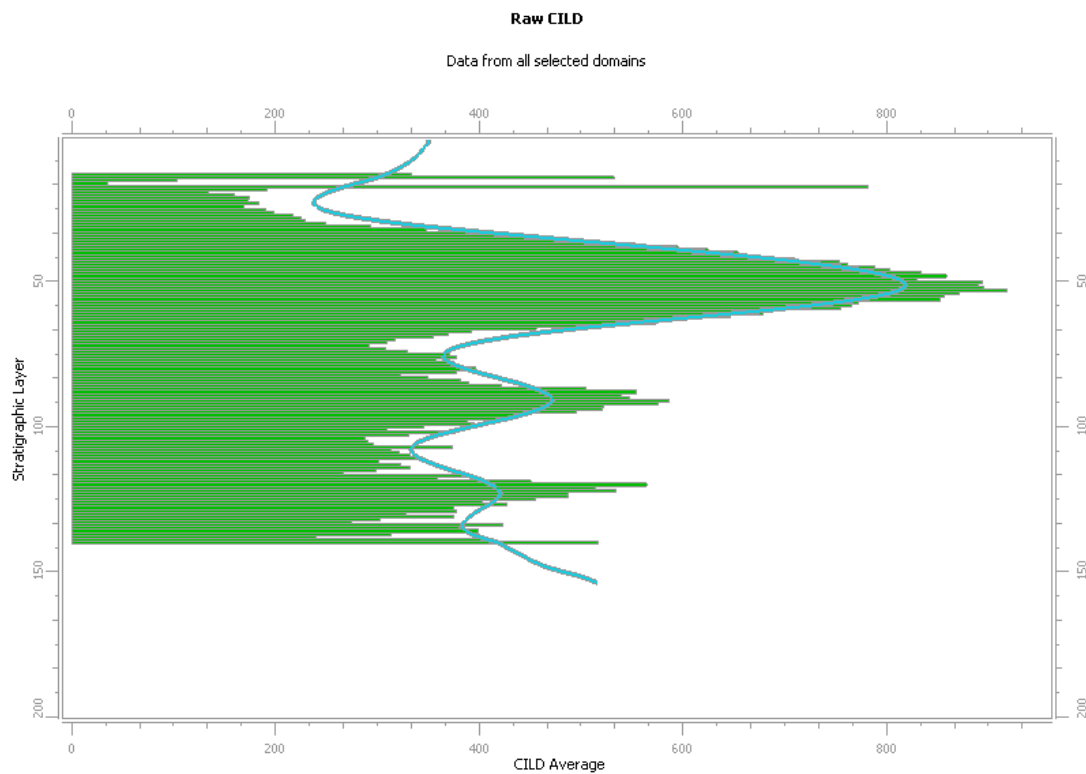


Figura 4.10 Curva de tendencia vertical (línea azul) del conjunto global de los registros conductividad (CILD).

Con la metodología cubierta en esta fase y los resultados previos dados, se pudo avanzar a la fase próxima que consistió en el análisis geoestadístico (modelo de variogramas) en detalle, a fines de generar el volumen de resistividad a partir de los registros de resistividad y conductividad de los

pozos; como se puede observar (figura 4.10) la curva de tendencia vertical (VTC) muestra un claro comportamiento vertical bastante uniforme de todo el conjunto de registros de conductividad, parámetro que nos indica que estas propiedades tienen buena continuidad lateral en el área de estudio.

4.3 Fase III Análisis de información.

Esta fase correspondió a las evaluaciones previas a la presentación de los productos finales y resultados para realizar la caracterización conjunta de los diversos conjunto de datos usados en la base de datos geofísica y geológica del proyecto.

4.3.1 Evaluación de datos MT

A partir de la base de datos proporcionada por la Gerencia de Geofísica de PDVSA Servicios, de los datos de resistividad provenientes del sondeo MT (figura 4.3), en esta etapa de evaluación se calcularon estadísticos descriptivos, medidas de tendencia central y dispersión, así como histogramas de frecuencia.

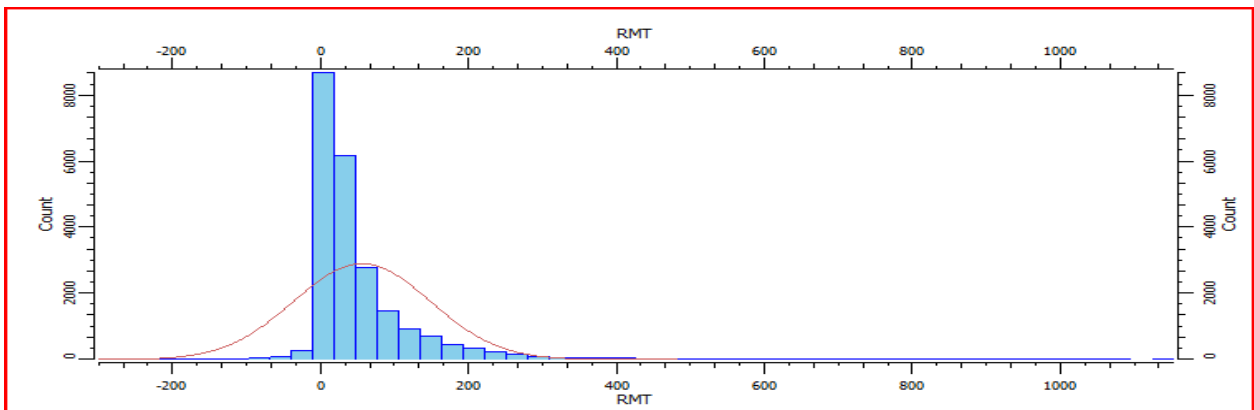


Figura 4.11 Histograma de frecuencias de los datos MT

Como se puede apreciar en el histograma (figura 4.11) era necesario realizar un filtro de este conjunto de datos, a modo de obtener valores de resistividad para la interpretación conjunta con la serie de registros de resistividad-conductividad provenientes de los registros de pozo seleccionados del área de estudio.

Tabla 2 Estadísticos descriptivos provenientes de los datos del sondeo MT

Mínimo	-299.106
Máximo	1152.39
Muestras	23091
Media	56.7476
Desviación típica	92.352
Varianza	8528.89

Luego de la evaluación y precisa selección de la banda de datos se obtuvo el siguiente set de datos “filtrados” para la construcción del volumen de datos MT.

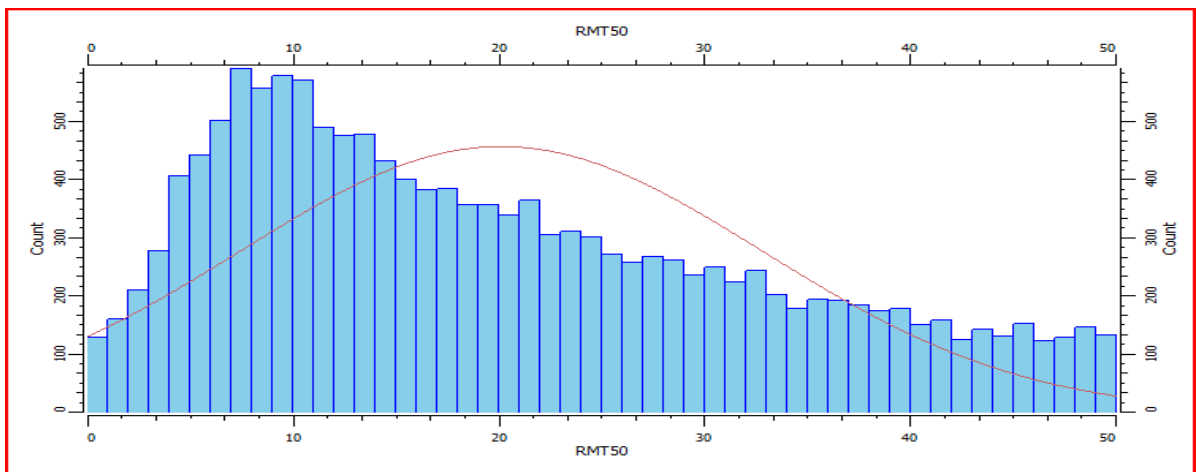


Figura 4.12 Histogramas de frecuencias de los datos MT “filtrados”.

El proceso de suavizado de histograma arrojó los siguientes resultados, representados en la Tabla N°3.

Tabla 3 Estadísticos descriptivos luego de suavizado del histograma de datos MT

Mínimo	0.0162057
Máximo	49.9901
Muestras	14517
Media	20.11
Desviación típica	12.68
Varianza	160.945

4.3.2 Análisis geoestadístico de los registros de resistividad de pozo

En esta etapa, ya con los datos provenientes del suavizado de histogramas de registros de resistividad tratados en metodología en la sección 4.2.1 se calcularon los variogramas verticales de estas propiedades; era de suma importancia realizar este proceso de suavizado de los datos, ya que sería de influencia en el cálculo de los variogramas (figura 4.13).

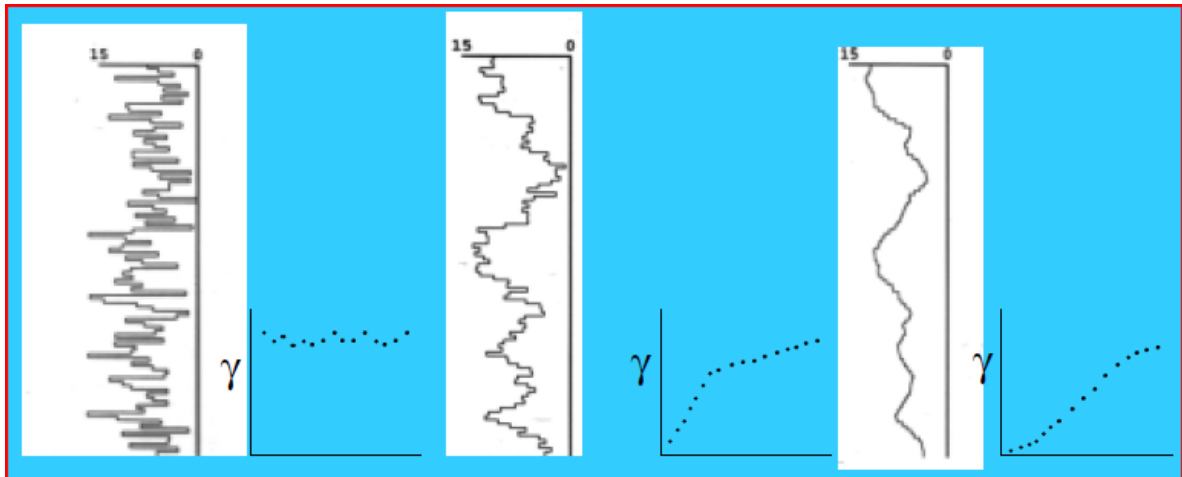


Figura 4.13 Diferentes variogramas verticales y su cuantificación en la correlación espacial (Statios, 2010).

El variograma calculado (figura 4.14) donde la meseta está claramente identificada y se considera suficiente próxima al valor de la varianza de la muestra calculada de los registros de resistividad en la Tabla N°1. El modelado de propiedades, normalmente es utilizado para describir las variaciones naturales de la propiedad, por ende el variograma debe describir esta variación natural.

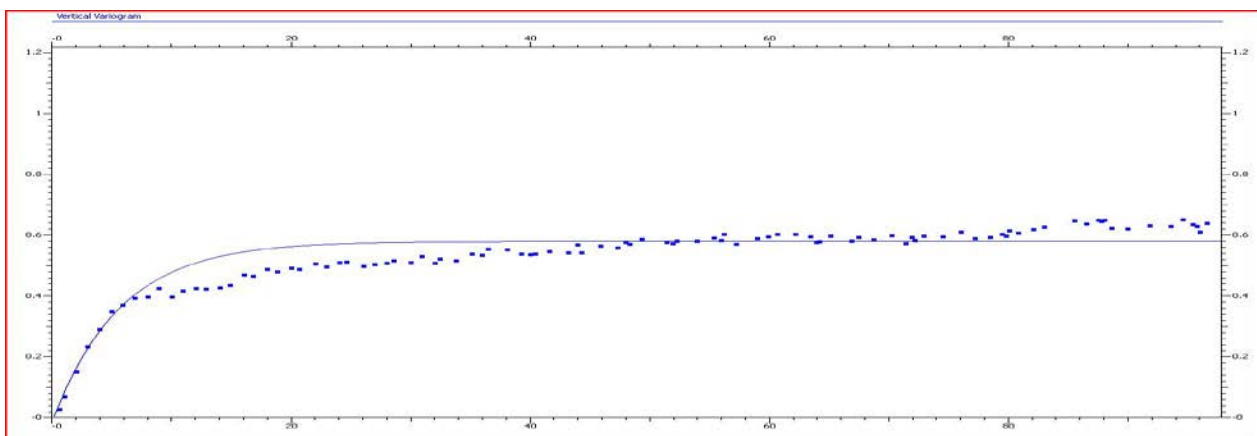


Figura 4.14 Variograma y modelo de los registros de resistividad RT, modelo tipo exponencial.

De igual manera, se calcularon variogramas verticales y areales 2D en las direcciones NS y EO del conjunto de registros CILD (figura 4.15).

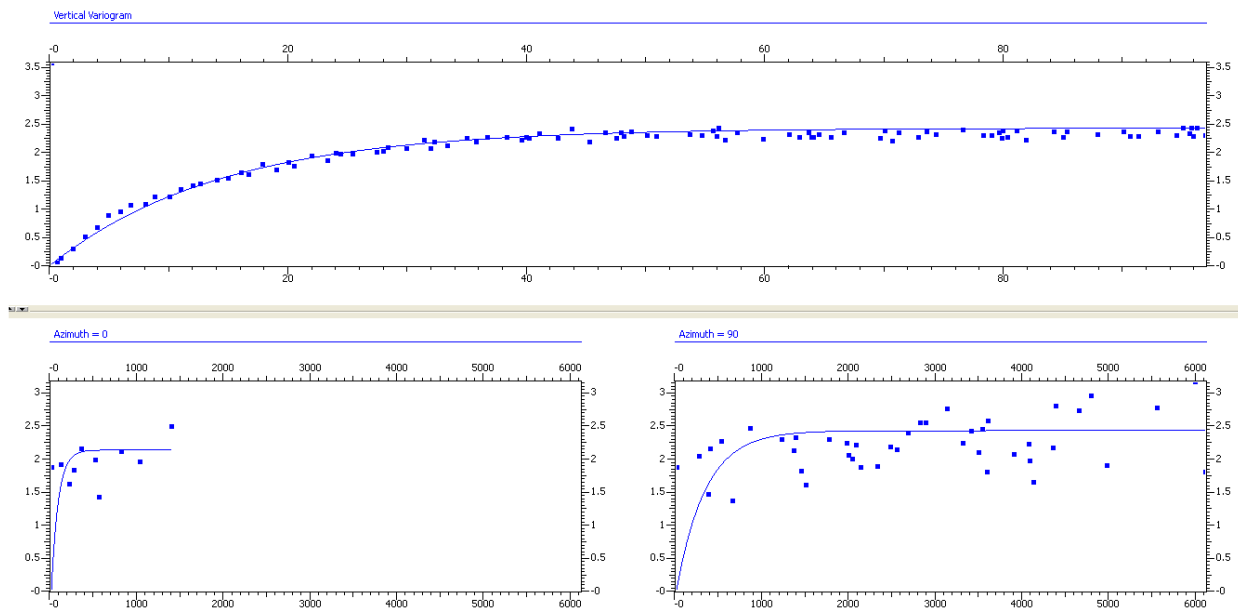


Figura 4.15 Variograma vertical de los registros CILD convertidos a resistividad modelo exponencial (línea azul) (arriba) y variogramas 2D areales (abajo izquierda azimuth=0) (abajo derecha azimuth=90).

Del cálculo y modelado de los variogramas areales se observa que los datos tienen mayor relación espacial en la dirección EO (azimut 90), ya que en esa dirección es donde se encuentran la mayor cantidad de pozos (figura 4.16), como consecuencia el rango del variograma es mayor en esa dirección. Los parámetros de los variogramas utilizados se presentan en la tabla N°4.

Tabla 4 Parámetros para cada uno de los variogramas 2D (areales) y verticales en coordenadas XYZ

Parámetros	Vertical	2D Azimut 0	2D Azimut 90
Efecto Pepita (Nugget)	0	0	0
Meseta (Sill)	2.44	2.14	2.35
Rango	44.11	435.35	1010.51
Modelo Teórico	Exponencial	Exponencial	Exponencial

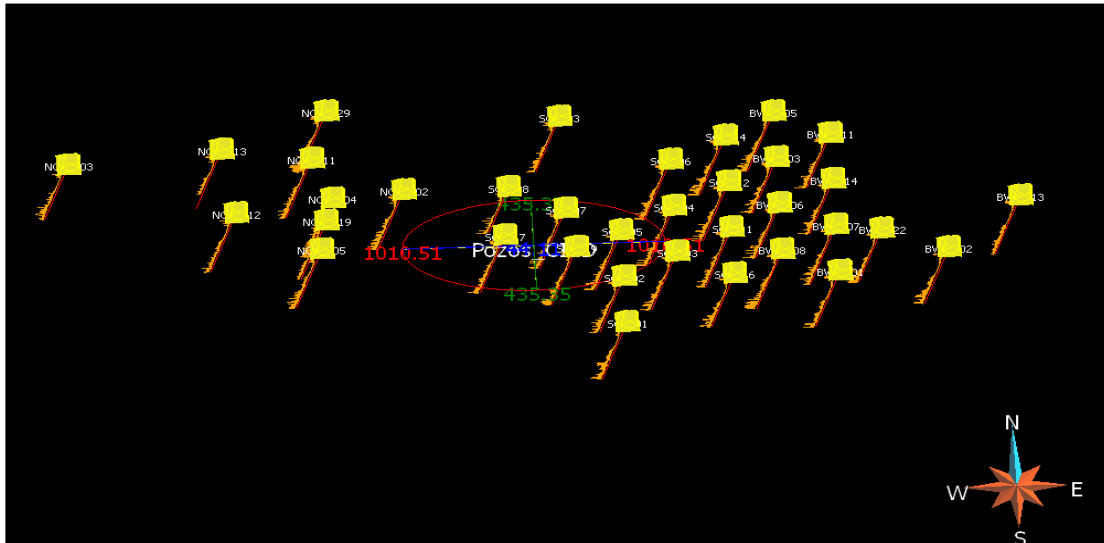


Figura 4.16 Diagrama de la elipse de anisotropía sobre el conjunto de pozos para los registros CILD en donde se observa un mayor rango en la dirección EO.

4.3.3 Volumen de resistividad a partir de registros de pozo.

Esta fase consistió en la utilización del módulo de propagación de propiedades de reservorio en la plataforma de software Gocad de Paradigm; el volumen de resistividad fue construido por un objeto tipo Voxet de tres (3) millones de celdas, con las siguientes especificaciones en el número de nodos: 100(u) 100(v) 300(w), se seleccionaron mayor número de nodos en la dirección (w) “vertical” ya que se requería tener una mayor resolución espacial en esta dirección cuando se realizara la interpolación por kriging ordinario, en conformidad con la naturaleza del dato de entrada, registros de pozo que tienen un buen muestreo en profundidad.

4.4 Fase IV Correlación de información.

Fase final en la metodología del proyecto, consistió en la presentación de los resultados finales de las etapas expuestas anteriormente, donde se presenta la información en el dominio de la profundidad, de la interpretación sísmica, registros de pozo, volumen de resistividad a partir de la propagación de propiedades de reservorio de los registros de pozo RT mediante kriging, con el propósito de poseer la mayor cantidad de información que pudiese ser relacionada con el sondeo MT. En el Capítulo siguiente se presentaran los resultados finales y los análisis obtenidos.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

Los resultados planteados en este capítulo, fueron generados con el fin de caracterizar la zona del campo Tascabaña mediante el uso del sondeo MT y luego vincular los datos provenientes del sondeo con la mayor cantidad de información geología y geofísica disponible.

5.1 Sondeo MT – Registros de pozo

Es importante notar que debido a la naturaleza del sondeo MT, los valores de resistividad provenientes de este estudio, no necesariamente tienen que poseer valores o rangos idénticos a los datos provenientes de registros de pozo, sin embargo, si se pudo determinar una buena relación en cuanto a tendencia general en función de la profundidad entre ambos conjuntos de datos. Los histogramas calculados a los datos MT y los registros de conductividad (CILD) y resistividad (RT) mostraron un comportamiento similar, ambas distribuciones asimétricas a la derecha en forma de “L” (figura 5.1).

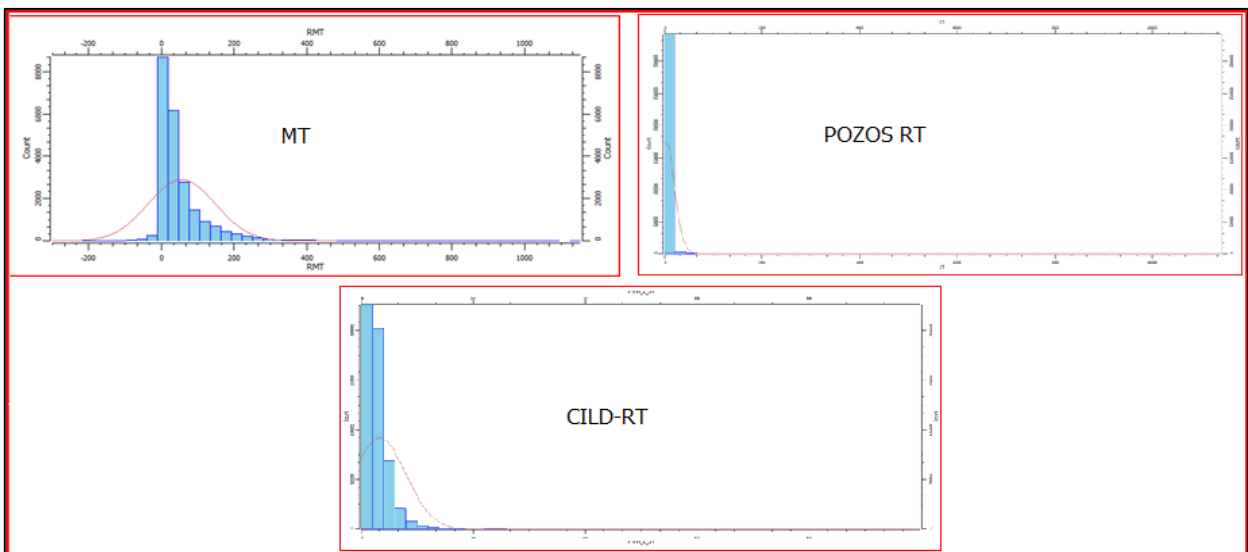


Figura 5. 1 Histogramas de frecuencia donde se observan las similares estructuras de distribución Sondeo MT (arriba izquierda). Registros RT (arriba derecha). Registros CILD a RT (abajo).

Estas tendencias a resistividades bajas en la zona registradas por el sondeo MT y pozos son bien identificadas en el estudio de (Moore y Shields, 1952) donde las resistividades de la sección intermedia de la Formación Freites están en el orden de 1 a 1.8 Ω .m, sabiendo que esta Formación tiene un espesor considerable entre 1830 y 2050 pies.

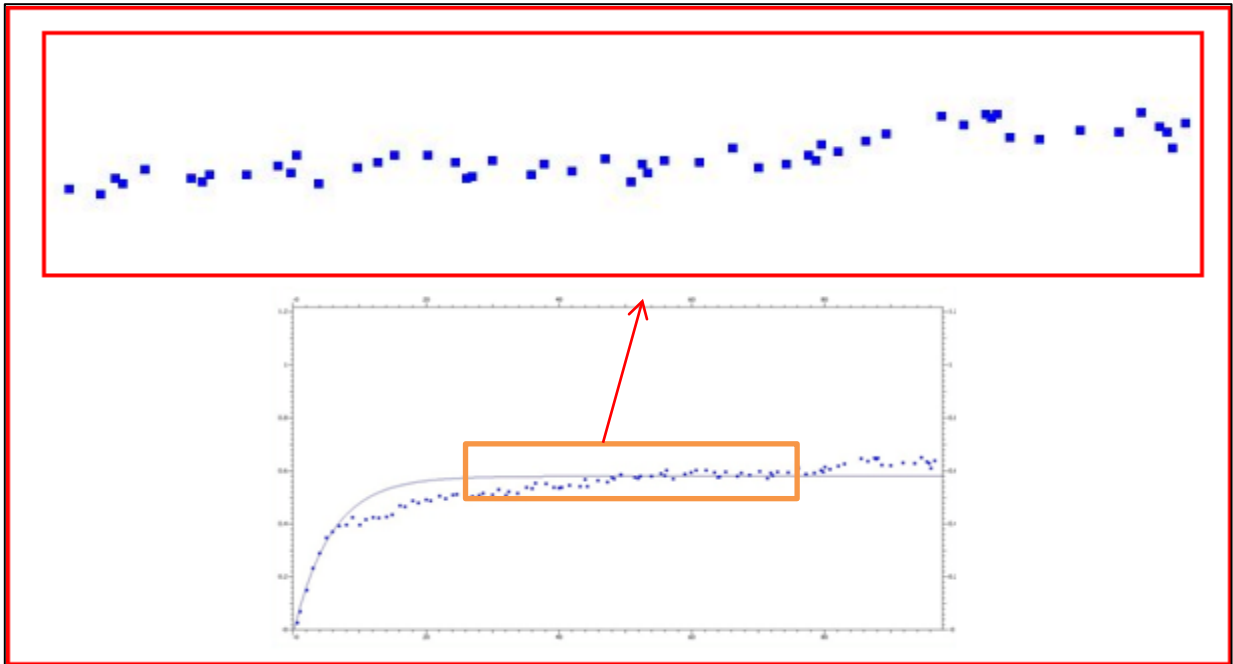


Figura 5. 2 tendencia cíclica en el variograma vertical a partir de los registros de resistividad.

Del análisis geoestadístico a partir de los variogramas verticales de los registros de resistividad de pozo, se pudo observar la tendencia cíclica (efecto *hole*), producto a la periodicidad entre arenas y lutitas típicas de la formación Oficina.

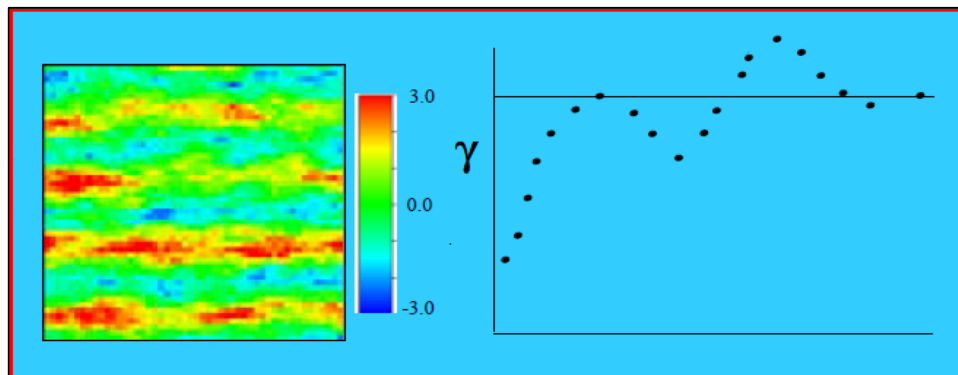


Figura 5. 3 Efecto *hole* en un variograma vertical, posiblemente vinculado a periodicidad geológica (Staios, 2010).

Con el despliegue de los registros SP y GR en conjunto con los marcadores de las arenas de la Formación Oficina, se identificó la ubicación en profundidad de la Formación Freites, Oficina y Merecure (figura 5.4).

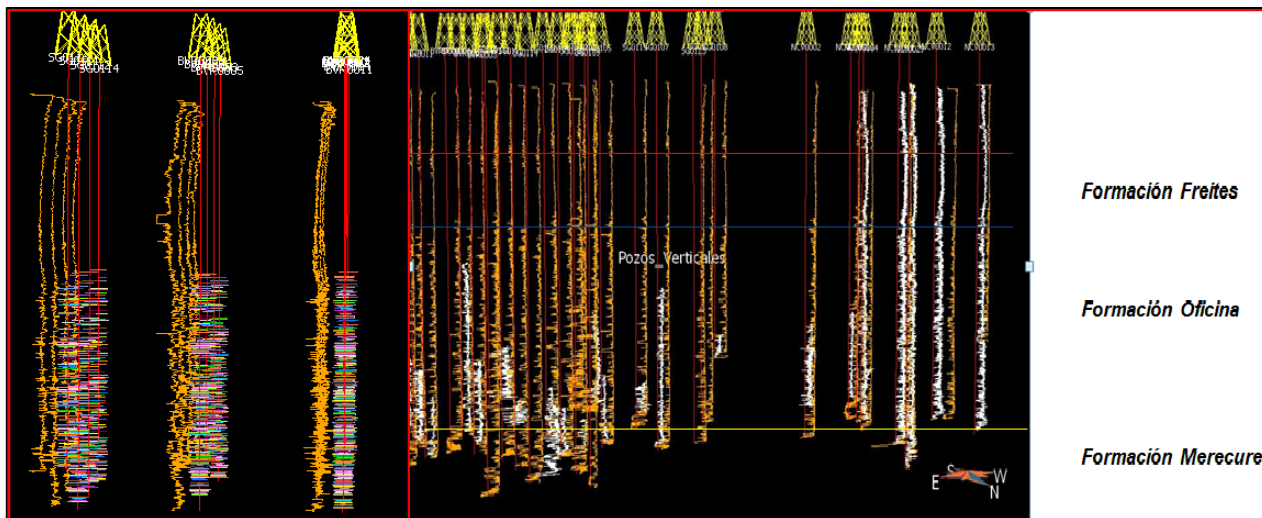


Figura 5. 4 en el recuadro (derecho) registros de rayos gamma (blanco) y potencial espontaneo (amarillo) y marcadores de pozo correspondientes a las arenas de la formación Oficina y registro de conductividad (izquierda)

La correlación entre pozos a partir de los registros de conductividad y resistividad eléctrica es rápida y precisa, debido a la remarcable persistencia a través de la zona de las características eléctricas de varias arenas y lutitas que intervienen en la zona, como consecuencia es una imagen de la simplicidad de la geología y la distribución continua de las facies, hace que la correlación pozo a pozo sea muy sencilla y bastante confiable.

5.2 Volumen de resistividad a partir de registros de pozo.

El resultado de la estimación del volumen de resistividad a partir de los registros de pozo mediante el kriging ordinario fue satisfactorio, ya que el comportamiento de esta variable no fue distorsionada, lo que indica que el modelo de variograma vertical seleccionado fue bastante óptimo. En la sección mostrada (figura 5.5) se observa el espesor significativo de la Formación Freites con valores de resistividad bajos, precedidos de la característica intercalación de arenas y lutitas de la Formación Oficina con aumentos y descensos en la resistividad.

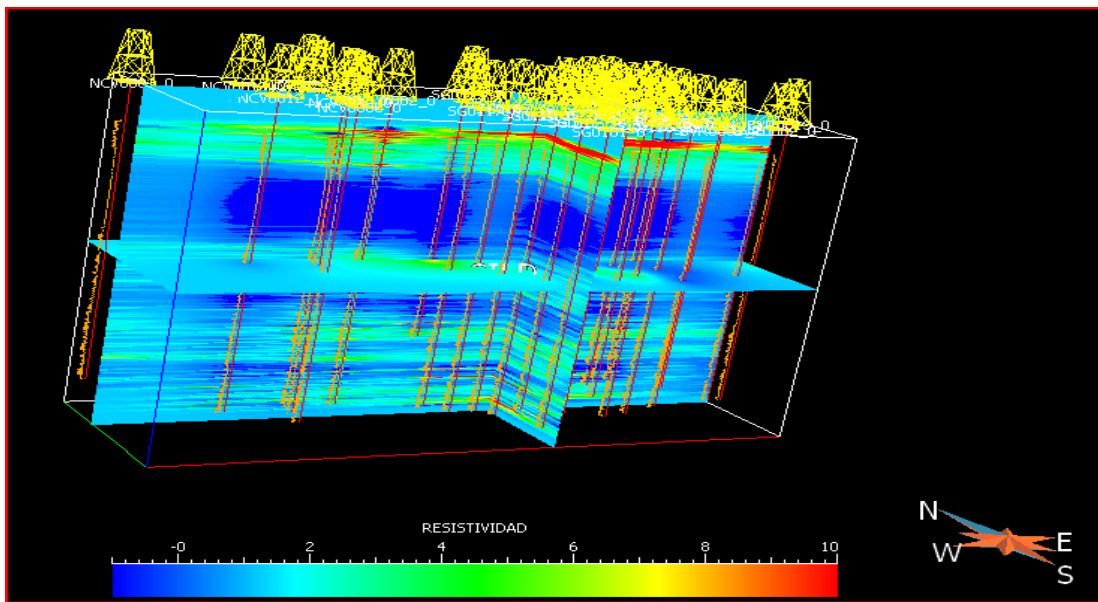


Figura 5. 5 Volumen de resistividad a partir de los registros de pozo.

5.3 Modelo de velocidades – conversión a profundidad.

El modelo de velocidades “average” o promedio fue el parámetro de entrada en el módulo de Gocad, para realizar la conversión a profundidad de los tres horizontes y la falla principal de la zona (falla Tascabaña), que posee un rumbo EO, todo esto con el fin de tener una imagen en profundidad de todos estos elementos que se encontraban en tiempo doble “TWT” y realizar el estudio en conjunto con los datos MT; también se convirtió a profundidad la sección sísmica del cubo sísmico Chimire 97 A 3D.

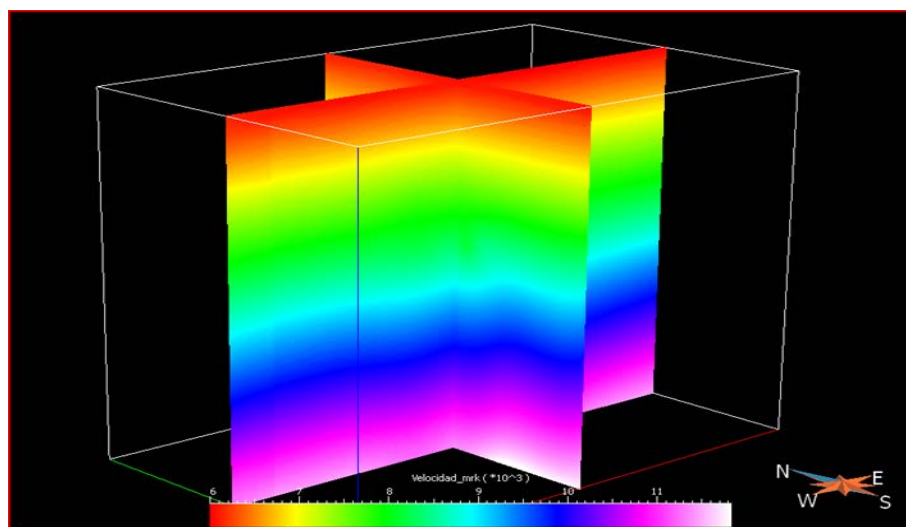


Figura 5. 6 Modelo de velocidades utilizado para la conversión a profundidad.

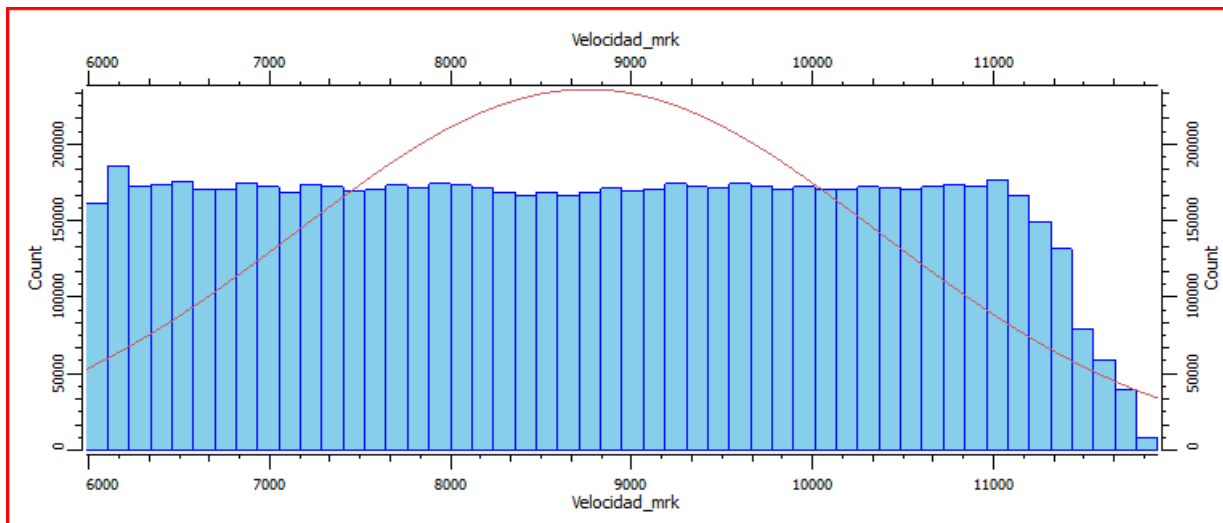


Figura 5. 7 Histograma de frecuencias del modelo de velocidades.

Los resultados muestran un comportamiento homogéneo en cuanto a las variaciones laterales en la velocidad (figura 5.6) y (figura 5.7), el modelo de velocidad fue generado a partir de las curvas T-Z provenientes de los tiros de verificación de cada pozo. Según (Velásquez, 2003) las velocidades sísmicas del subsuelo del área están dominadas por la compactación y por ende la profundidad, esto significa una mayor variabilidad de las velocidades en sentido vertical que horizontal.

A continuación se presenta en la Tabla N°4 las medidas estadísticas del modelo de velocidad usado para realizar la conversión a profundidad.

Tabla 5 Medidas estadísticas del modelo de velocidad utilizado para la conversión a profundidad.

Mínimo	5990.05 (ft/s) 1784.29 (m/s)
Máximo	11904.1 (ft/s) 3576.66 (m/s)
Media	8767.14 (ft/s) 2611.51 (m/s)
Percentil 25	7371.34 (ft/s) 2195.74 (m/s)
Percentil 75	10144.6 (ft/s) 3021.89 (m/s)

Realizada la conversión a profundidad se calibraron los resultados de este proceso con los marcadores para cada pozo obteniéndose los siguientes resultados mostrados en la Tabla N°5.

Tabla 6 Ajuste de cada pozo con los marcadores luego de la conversión a profundidad (unidades en pies).

Pozos	FS45	FS78
BVR0001	-2,07656	
BVR0002	1,03407	
BVR0003	-2,25	
BV50005	-0,757333	
BVR0006	0,0240296	
BVR0007	-9,02511	
BVR0008	-0,848645	
BVR0010	-0,766544	
BVR0011	-4,90204	
BVR0013	1,85068	
BVR0014	-3,05176	
BVR0022	0,646796	
NCV0002	1,00724	
NCV0004	1,59196	
NCV0005	-0,207055	
NCV0011	1,87911	
NCV0019	10,6595	
NCV0026	-8,55373	

NCV0029	10,3359	
NCV0030	N/E	1,05
SG0101	-4,60527	-7,23
SG0102	2,90398	-47,42
SG0103	0,84	9,07
SG0104	1,5	2,3
SG0105	1,52	17,17
SG0106	2,68	-6,34
SG0107	-1,62	-0,4
SG0108	-0,34	N/E
SG0109	-0,63	7,19
SG0111	-1,97	4,02
SG0112	-1,7	-2,5
SG0114	-2,15	8,1
SG0116	-1,7	N/E
SG0117	-1,51	-0,6
SG0119	0,06	-0,12
SG0123	1,52	N/E
SG0139	1,65	8,89

De la conversión a profundidad, en términos generales se obtuvo un buen resultado, como se puede observar en la Tabla N°5, estos resultados provienen del cálculo entre la diferencia de los marcadores de pozo correspondientes a cada uno de los horizontes y los horizontes luego del proceso de conversión. La mayor diferencia estuvo en -47,42 pies (14 m), los valores negativos indican que el horizonte en profundidad está a una distancia por debajo al marcador asociado.

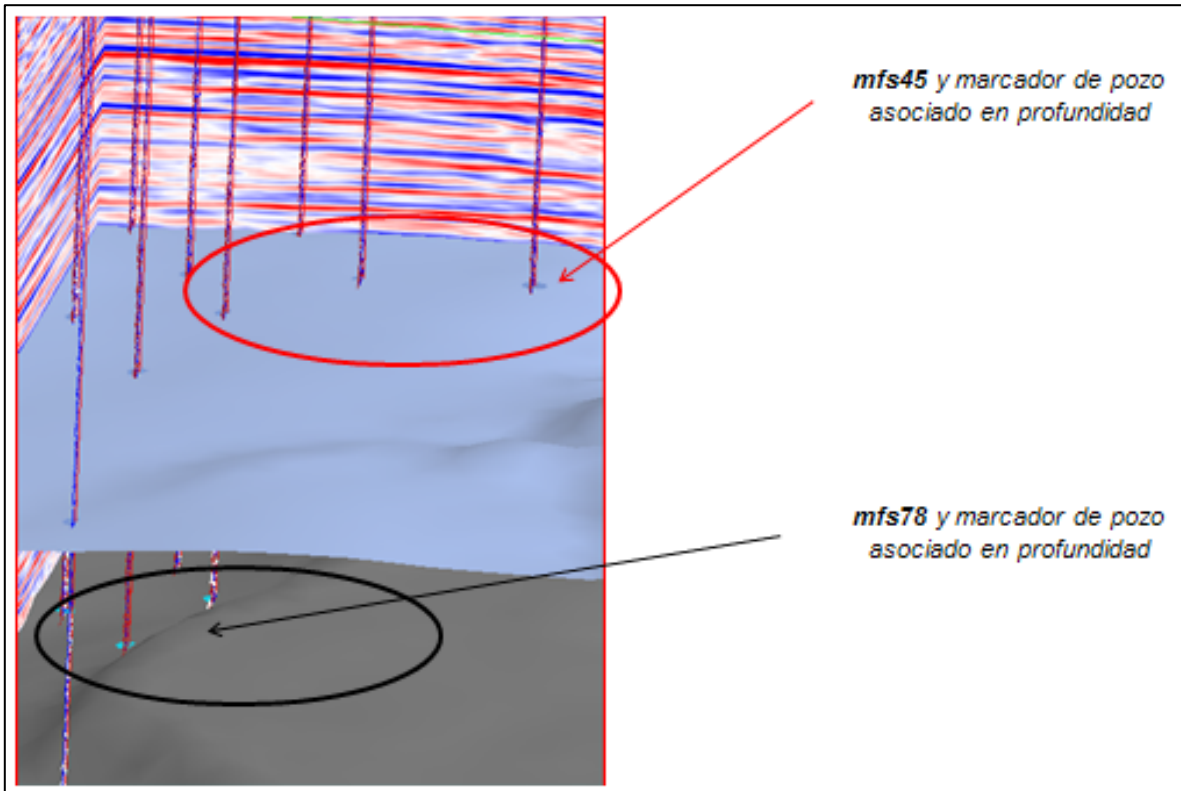


Figura 5. 8 Ajuste horizontes en profundidad a sus respectivos marcadores en los pozos.

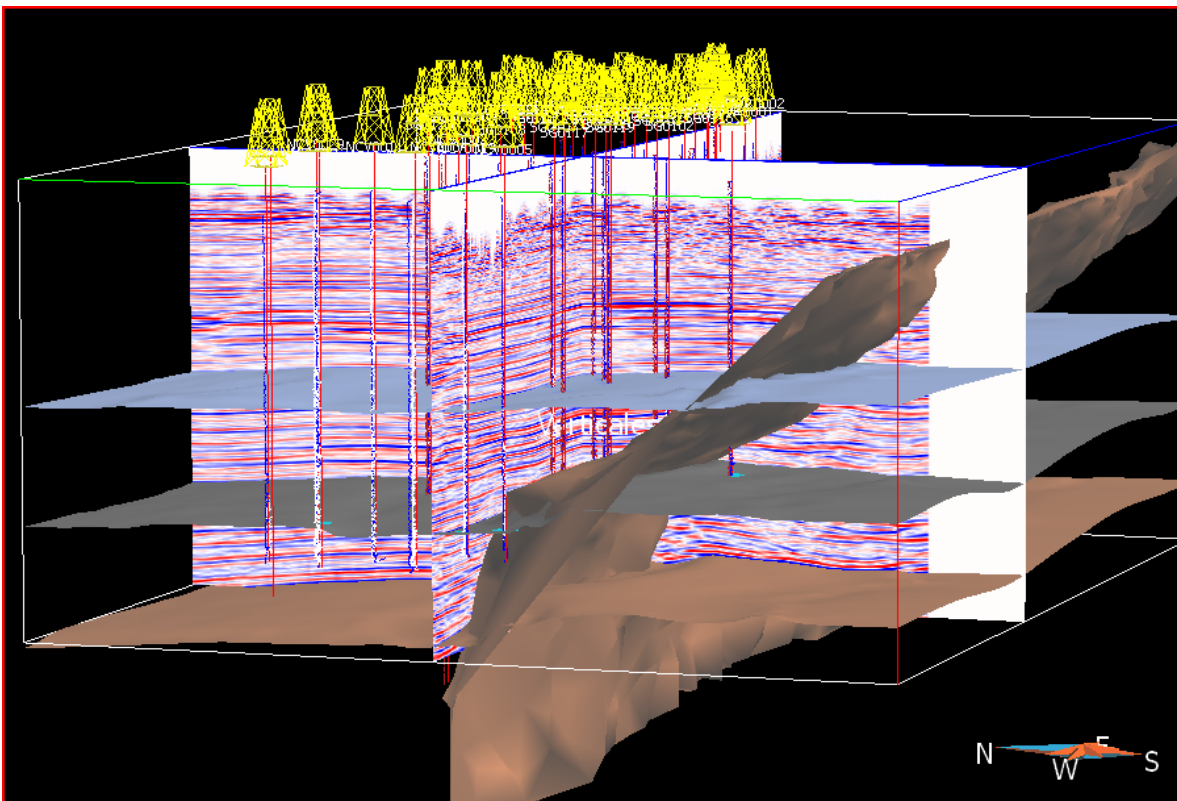


Figura 5. 9 Marco estructural y sísmica (Chimire 3D 97A), luego de la conversión a profundidad.

5.4 Interpretación e integración de los datos MT

En el volumen de resistividad proveniente del sondeo MT se revisaron las secciones más significativas, donde se pudieran apreciar e identificar tanto en forma y magnitud las anomalías de resistividad presentes. En la sección mostrada (figura 5.10) se detalla una anomalía con un comportamiento de forma vertical con un contraste de resistividad positivo en el rango aproximado de 180 a 250 Ω .m; cabe destacar que en esta zona se realizaron un mayor número de tomas de resistividad por unidad de área, lo que puede resultar en la resolución obtenida.

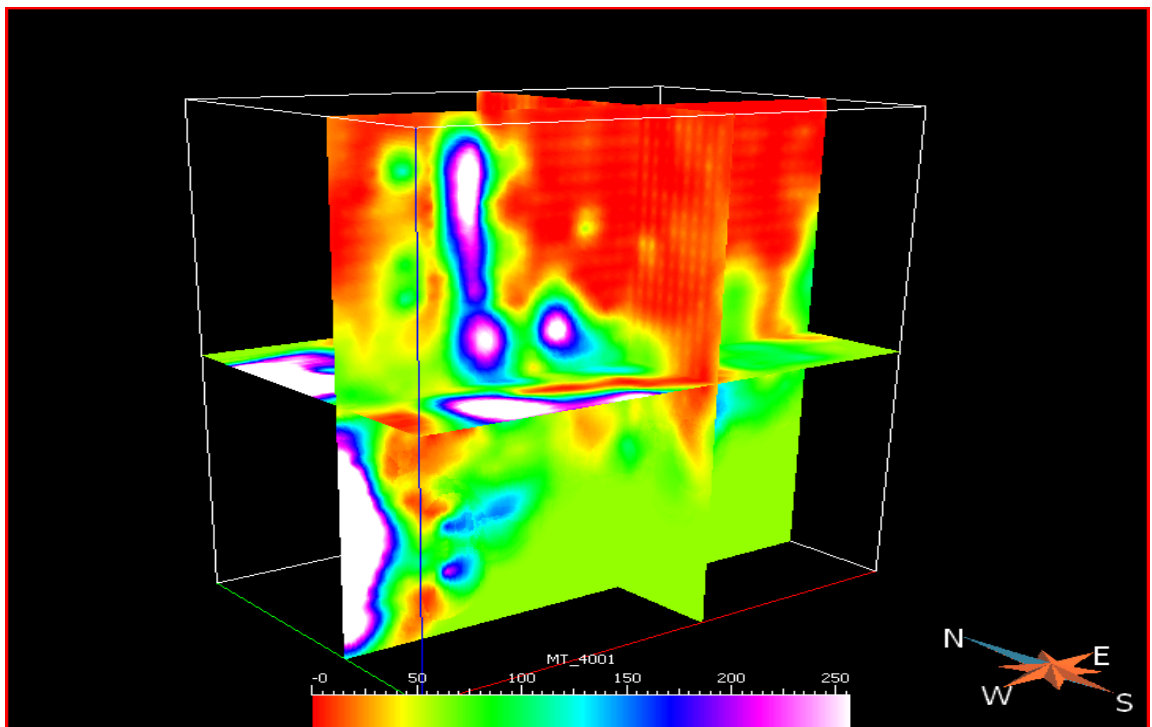


Figura 5. 10 Volumen de resistividad del volumen MT.

Las anomalías de resistividad en profundidad se encuentran en un rango aproximado de 200 a 250 Ω .m las cuales pueden estar asociadas a resistividad de yacimiento a nivel de la Formación Oficina donde se encuentran las más grandes acumulaciones de hidrocarburos en el área; estos yacimientos están conformados por cuerpos de arena y lutita que conforman un espesor aproximado de 3000 pies, donde las arenas ocupan un 30% de este volumen. En relación a la falla Tascabaña luego de la conversión a profundidad, no se observan contrastes de resistividad anómalos que puedan ser productos de esta en la ubicación a lo largo de las secciones del volumen MT.

En la sección mostrada (figura 5.11) se pueden notar que los contrastes positivos de resistividad en función de la profundidad son mucho más significativos entre los tres horizontes, los cuales corresponden a intervalos de las arenas productoras en el yacimiento, pertenecientes a la Formación Oficina y Merecure. Las secciones de baja resistividad entre 1 a 10 Ω .m, se consideran que están asociadas a la respuesta de la Formación Freites identificada en el estudio de las curvas VTC y también en la integración de los registros SP y GR

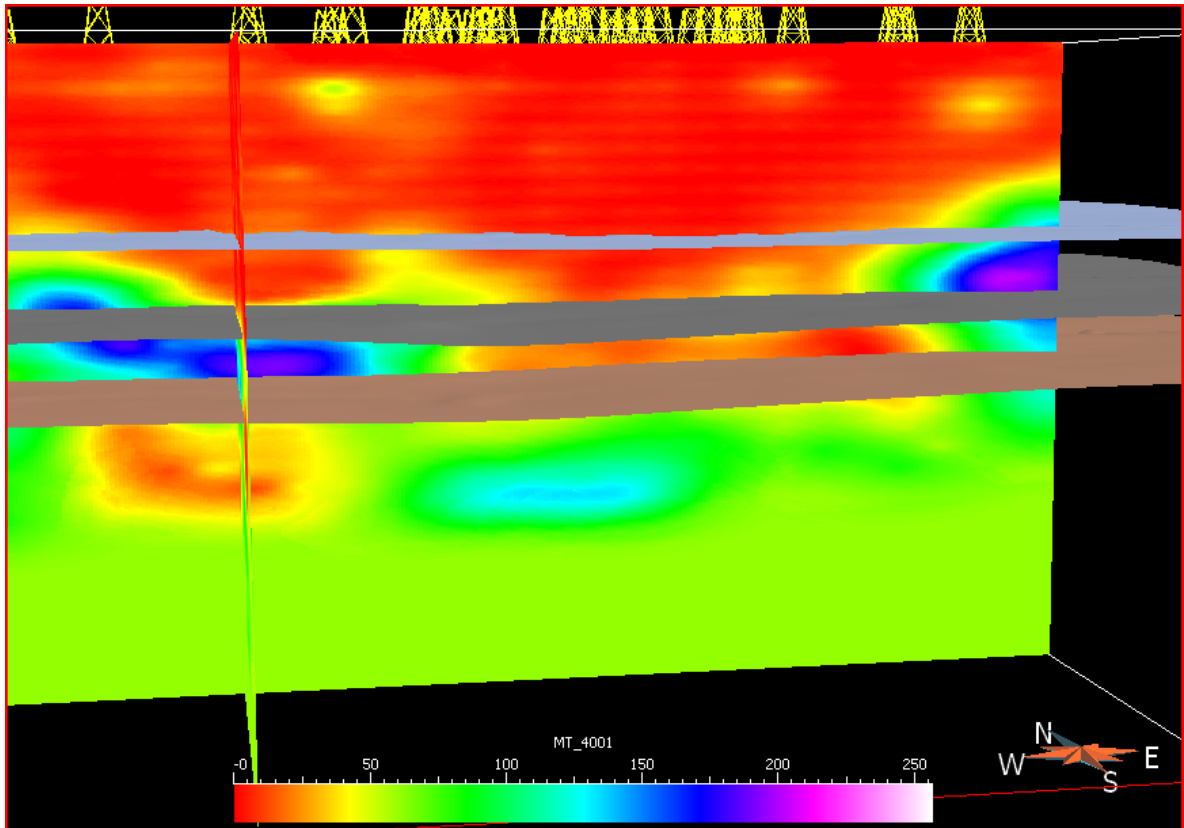


Figura 5.11 Sección EO y vista SN de una sección del volumen de resistividad a partir de MT con los horizontes en profundidad correspondientes a mfs45, mfs78 (formación Oficina) mfs100 (formación Merecure)

A partir del volumen de resistividad del sondeo MT se extrajeron pseudo registros de pozos con la información de resistividad en función de la profundidad medida por dicho sondeo, esto se logra mediante la transferencia de esta propiedad contenida en el voxel a la trayectoria del pozo, con el fin de visualizar la información permitiendo la integración de las diferentes pistas de los registros que posea el pozo. Los resultados del pseudo registroMT muestran una curva de una tendencia sustancialmente más suave en contraste con los datos provenientes de los registros de pozo RT que tienen mayor cantidad de muestras, a medida que la herramienta toma registros

cuando desciende en el pozo, adicionalmente se observa buena relación en cuanto al aumento de resistividad de ambas curvas (RT y MT) en función de la profundidad, ubicándose aproximadamente a 4000 pies (figuras 5.13 y 5.14) nivel en profundidad donde se encuentran las anomalías de resistividad en las arenas productoras del yacimiento.

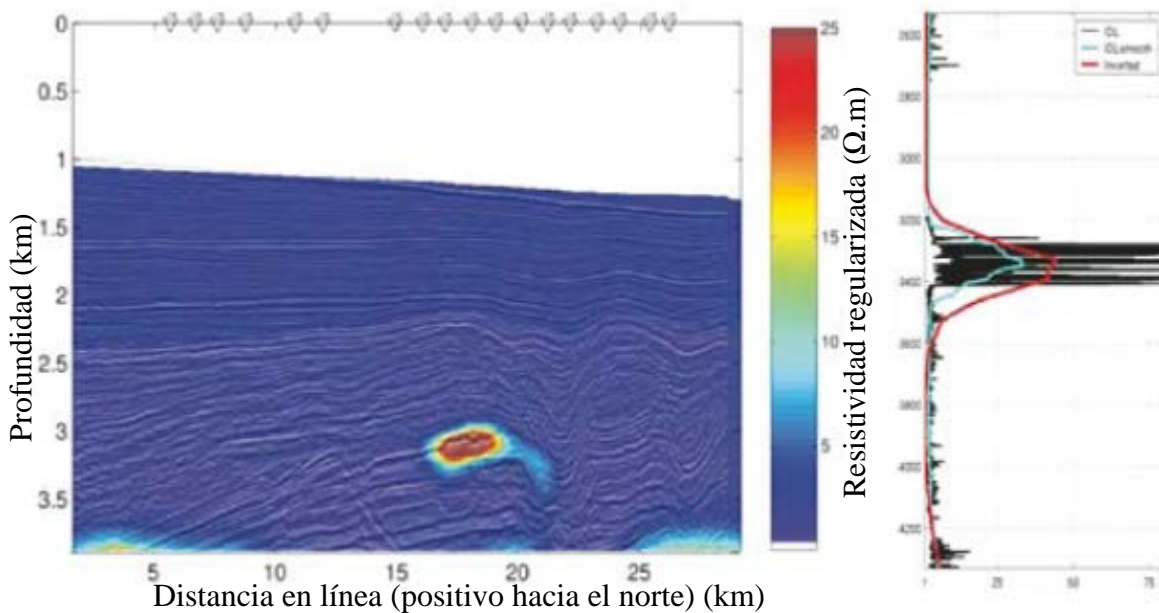


Figura 5. 12 Panel izquierdo: Inversión restringida de los datos CSEM (electromagnéticos de fuente controlada) del campo gasífero Luva. Mediante la inclusión de restricciones estructurales de los datos sísmicos, junto al cuidadoso análisis de la cobertura estructural, la resolución de la imagen de resistividad del yacimiento puede ser mejorada. Panel derecho: pseudo pozo extraído de la inversión de los datos CSEM (línea roja), comparada con la resistividad de los datos de registros de pozo (línea negra) y curva suavizada del registro de pozo (línea azul). (Modificado de Harris, P., et al, 2009).

Esta interpretación conjunta de datos provenientes de sondeos electromagnéticos mediante la integración de registros de pozo e información sísmica se presenta en el trabajo de (Harris, P., et al, 2009) (figura 5.12) en este caso se realizó una inversión de los datos CSEM utilizando como parámetro de restricción la información estructural proveniente de la sísmica, en la identificación de yacimientos gasíferos; de manera similar se observa que las curvas de la inversión de los registros CSEM tienen una buena relación en cuanto a magnitud y tendencias en resistividad, además en la forma y características de cada uno de los registros.

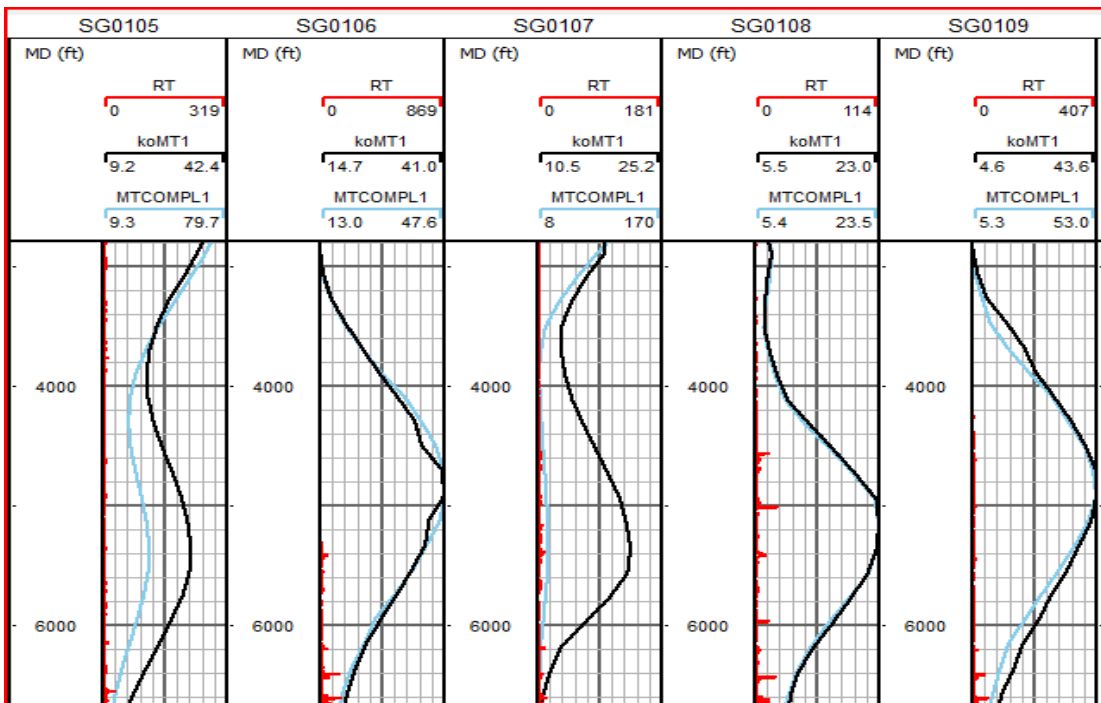


Figura 5.13 Pseudo registros de pozo a partir del sondeo MT registro de resistividad RT

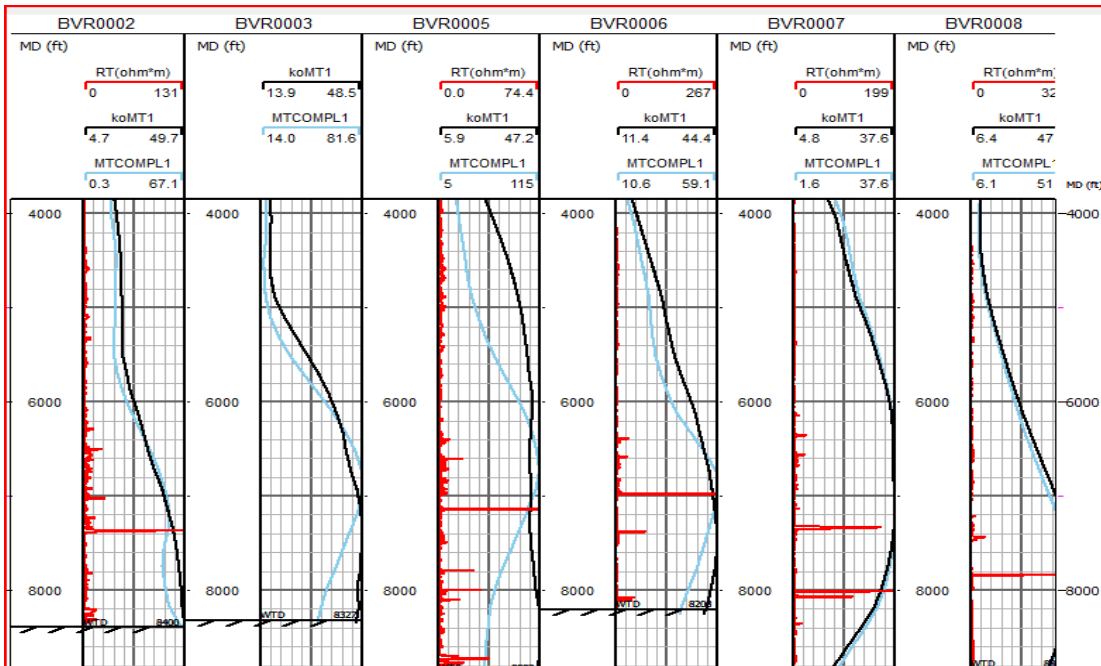


Figura 5.14 Pseudo registros de pozo a partir del sondeo MT registro de resistividad RT en un conjunto diferente de pozos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La correlación entre pozos a partir de los registros de conductividad y resistividad eléctrica fue rápida y precisa, debido a la remarcable persistencia a través de la zona de las características eléctricas de varias arenas y lutitas en el área.
- Se determina una buena relación de la profundidad y tendencias en los rangos de resistividad entre los datos provenientes del sondeo MT y los registros de resistividad de los pozos. Los histogramas calculados a los datos MT y los registros de conductividad (CILD) y resistividad (RT) mostraron un comportamiento similar, ambas distribuciones asimétricas a la derecha en forma de “L”.
- La implementación del uso de kriging ordinario en la construcción de volúmenes de propiedades a partir de registros petrofísicos o de pozos será recomendada solo si la varianza del conjunto de datos es considerablemente “baja”.
- La curva VTC muestra un claro comportamiento vertical bastante uniforme de todo el conjunto de registros de conductividad, parámetro que nos indica que estas propiedades tienen buena continuidad lateral en el área de estudio.
- El despliegue de los pseudo registros MT en conjunto con los registros de resistividad muestran correspondencia en aumentos de resistividad en función de la profundidad.
- Se sugiere realizar una inversión de los datos MT usando las restricciones estructurales mediante el uso de la información sísmica que ya se encuentra en el dominio de la profundidad luego del proceso de conversión.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIA CITADAS

Bastani, M. (2001). *EnviroMT-A New Controlled Source/Radio Magnetotelluric System*. Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology, Universidad de Uppsala, 32, 7-90

Bastani, M. y Pedersen, L. B (2001). *Estimation of Magnetotelluric transfer functions from radio transmitters*, *Geophysics*, 66 (4), 1038-1051

Carmona (2009) Post-procesamiento de datos radio magnetotelúricos aéreos adquiridos con el Sistema adu07 en Suecia. . Tesis de Pregrado. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.

Coronel, R. J. (s.f.). Ingeniería Petrolera. Recuperado el 12 de Julio de 2011, de <http://www.ingenieriapetrolera.info>

Gil, J. Q. (s.f.). Monografías. Departamento de Informática Universidad de Pinar del Río. Cuba Recuperado el 10 de Noviembre de 2010, de <http://www.monografias.com/trabajos14/geoestadistica/geoestadistica.shtml>

Giraldo R. (2002). Introducción a la Geoestadística Teoría y Aplicación. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Recuperado en Noviembre 9, 2010. <http://www.docentes.unal.edu.co/rgiraldoh/docs/LIBRO%20DE%20GEOESTADISTICA..pdf>

Gonzales de Juana C., Picard X. y Iturralde de Arozena J. (1980). *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas*. Caracas: Ediciones Foninves.

Halliburton. (s.f.). BOREHOLE SEISMIC SERVICES. Recuperado el 15 de Agosto de 2011, de Time/Depth Positioning Puts the Bit in the Seismic Section: http://www.halliburton.com/public/lp/contents/Data_Sheets/web/H/H07887.pdf

Hjärten, M. (2007). *Interpretation of controlled-source radiomagnetotelluric data from Hallandåssen*. Universidad de Uppsala.

Harris, P., Du, Z., MacGregor, I., Olsen, W., Shu, R., y Cooper, R. (2009). Joint interpretation of seismic and CSEM data using well log constraints: an example from the Luva Field. *First Break*, 73-81.

Keary, P., Brooks, M., y Hill, I. (2002). *An Introduction to Geophysical Exploration*. Oxford, Reino Unido : Blackwell Science Ltd.

Lovatini, A. (2010). *An integrated approach to exploration data in the Potiguar Basin, offshore Brazil*. *FIRST BREAK*, 28 (5)

Marcuello, A., Rosell, O., Martí, A., Ledo, J., & Queralt, P. (2007). *Estudio magnetotélúrico en el acuífero del Maestrazgo Proyecto HIPROMA*. Universitat de Barcelona, Dept. Geodinàmica i Geofísica

Moore, E., y Shields, J. (Mayo de 1952). CHIMIRE FIELD, ANZOÁTEGUI, VENEZUELA. *BULLETIN OF THE AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS*, 36, 857-877.

Ochoa, E., González, M., Peñalver, R., 2003. *Área de Kaki, campos Kaki-Bucara, estudio geológico y de yacimientos arenas S2*. Informe interno de Inemaka, Caracas, p. 2-8.

Oskooi, B. (2004). *A broad view on the Interpretation of Electromagnetic Data (VLF, RMT, MT, CSTMT)*. Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology, Universidad de Uppsala, 959

Paradigm. (2007). *Gocad Suite 2.5 User Guide Part IX Reservoir Modeling*. Estados Unidos de America: Paradigm.

PDVSA (2011). Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela. Disponible en: <http://www.pdv.com/lexico/oriente.htm>. Consultada en Junio de 2011.

PDVSA (2010). Informe Final De Magneto Telúrico Proyecto Tascabaña. El Tigre Edo. Anzoátegui, Mayo, 2010.

Pérez, G. (2008). Modelado 3D de velocidades interválicas de Onda P a partir de registros de pozo. Campo Santa Bárbara. Tesis de Pregrado. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.

Torres, V. (2010) Interpretación estructural en profundidad de un area en el golfo de Venezuela con un modelo de velocidades con base en principios geoestadísticos. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Persson, L.(2001) *Plane Wave Electromagnetic Measurements for Imaging Fracture Zones*. Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology, 30, Universidad de Uppsala

Peters, E. J. (2007). Petrophysics, Texas, USA : The University of Texas Austin .

Schlumberger. (1989). *Log interpretation principles applications*. Texas: Schlumberger wireline testing .

Staios. (2010). Geostatistical software and services. Recuperado el 23 de Noviembre de 2010, de <http://www.staios.com/>

Valdivia, N. (26 de Agosto de 2008). *Material de Física*. Recuperado el 24 de Agosto de 2011, de http://nvaldivialma.blogspot.com/2008_08_01_archive.html

Velásquez, L. (2003). Construcción de un volumen de velocidades interválicas para efectuar una migración 3D post-apilamiento en profundidad, Campo Chimire-Boca, Estado Anzoátegui Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Vozoff, K. (1972). *The magnetotelluric method in the exploration of sedimentary basins*. GEOPHYSICS. Society of Exploration Geophysics. (37), 98-141

WEC. (1997). *Evaluación de Pozos*. Capítulo 1: Geología de Venezuela. Schlumberger.

ANEXOS

