

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**MODELADO PETROFÍSICO-ESTRATIGRÁFICO DEL  
CAMPO COPA MACOYA, ESTADO GUÁRICO.**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Guillén O., María Beatriz  
Para optar al Título  
De Ingeniero Geofísico

Caracas, 2017

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **MODELADO PETROFÍSICO-ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO COPA MACOYA, ESTADO GUÁRICO.**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ignacio Mederos.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Guillén O., María Beatriz  
Para optar al Título  
De Ingeniero Geofísico

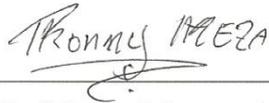
Caracas, 2017

Caracas, junio de 2017

Los abajo firmantes miembros del Jurado designado por el Consejo de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller María Beatriz Guillén Ordóñez, titulado:

**MODELADO PETROFÍSICO-ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO COPA  
MACOYA, ESTADO GUÁRICO.**

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 se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Ronny Meza

Jurado



Prof. Lenin González

Jurado



Prof. Ignacio Mederos

Tutor académico

## **DEDICATORIA**

*A mi familia, mi apoyo incondicional,  
Mis fieles acompañantes a lo largo de este camino.*

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, por permitirme llegar a esta etapa de la carrera y acompañarme en todo momento, por llenarme de fuerza y sabiduría.

Infinito agradecimiento a la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por abrirme sus puertas para el crecimiento personal y profesional, y brindarme tanto durante estos años.

A mi tutor académico, el Profesor Ignacio Mederos, por su constante apoyo a lo largo del proyecto, por compartir sus conocimientos y ayuda a cada momento, muchísimas gracias.

A mi familia, mi fuente de inspiración, mi motor para seguir adelante cada día, gracias por acompañarme sin condición, y por siempre tener una palabra de aliento para continuar en la lucha. Son mi más grande tesoro, gracias.

A mis amigos incondicionales a lo largo de la carrera, Alejandra, Manuel y Braulimar, por estar siempre ahí por encima de cualquier adversidad, acompañándome y apoyándome.

A cada una de las personas que formaron parte de mi formación durante estos años, porque, sin duda alguna, dejaron en mí gran enseñanza.

Guillén, O., María B.

## MODELADO PETROFÍSICO-ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO COPA MACOYA, ESTADO GUÁRICO.

**Tutor académico: Prof. Ignacio Mederos. Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2017, 86 pág.**

**Palabras claves:** campo Copa Macoya, modelo estratigráfico, modelo petrofísico, mapas de isopropiedades petrofísicas, GOES.

**Resumen.** La subcuenca de Guárico se caracteriza por la presencia de campos productores de gas. Es por ello que, debido a la importancia económica de la zona, la presente investigación se enfoca en realizar un modelo petrofísico-estratigráfico del campo Copa Macoya, a partir de la información obtenida de los registros correspondientes a 23 pozos del campo antes mencionado.

Primeramente, haciendo uso del programa Petrel, en su versión 2010.2.2, se realizó la identificación de los topes de las formaciones Chaguaramas, Roblecito, La Pascua y el tope de una arena, lo cual permitió delimitar tres zonas en profundidad. Seguidamente, se identificaron los topes de cuatro eventos estratigráficos, dos eventos regresivos y dos eventos transgresivos. Con el fin de verificar la continuidad lateral de los topes ya mencionados, fueron trazados dos perfiles, AB en dirección N30E y CD en dirección N50O. Seguidamente, se crearon atributos de arena neta, arena neta gasífera, porosidad efectiva y volumen de arcilla, para generar mapas de isopropiedades que representaran la tendencia de los atributos mencionados, y de acuerdo a los valores obtenidos definir posibles prospectos gasíferos en la zona. Finalmente, se realizó la estimación del gas original en sitio (GOES) para los prospectos definidos, aplicando el método de simulación Montecarlo a través del programa *Oracle Crystal Ball*.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se pudo identificar una profundización de los topes de las formaciones al SE y NE del campo, a nivel de la Formación Roblecito. Con respecto a los perfiles para los eventos estratigráficos, se asoció el primer evento transgresivo a la Formación Roblecito, mientras que los tres eventos suprayacentes corresponden a la Formación Chaguaramas. Partiendo del comportamiento de los mapas generados, se proponen 3 prospectos, para los cuales fue calculado el GOES, con valores de 17.2 MMPCN para el prospecto 1, 19.7 MMPCN para el prospecto 2 y 19.1 MMPCN para el prospecto 3.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

CARTA DE APROBACIÓN.....	iii
DEDICATORIA .....	iii
AGRADECIMIENTOS .....	v
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
ÍNDICE DE TABLA.....	xv
<b>CAPÍTULO I</b> .....	1
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 Objetivo general .....	2
1.3 Objetivos específicos .....	2
1.4 Alcances .....	3
1.5 Ubicación del área de estudio .....	3
1.6 Antecedentes .....	4
<b>CAPÍTULO II</b> .....	6
<b>MARCO GEOLÓGICO</b> .....	6
2.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	6
2.1.1 Aspectos generales .....	6
2.1.2 Evolución tectónica y estratigráfica.....	7
2.2 Subcuenca de Guárico.....	10
2.2.1 Aspectos generales .....	10
2.2.2 Geología y estratigrafía.....	11
<b>CAPÍTULO III</b> .....	15
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	15

3.1 Registros petrofísicos .....	15
3.2 Tipos de registros petrofísicos .....	15
3.2.1 Registros de diámetro.....	15
3.2.2 Registros radioactivos .....	16
3.2.3 Registros eléctricos .....	17
3.2.4 Registros de porosidad .....	18
3.3 Modelo estático del subsuelo .....	19
3.3.1 Modelo estructural .....	19
3.3.2 Modelo estratigráfico .....	20
3.3.3 Modelo petrofísico .....	20
3.4 Correlación estratigráfica-estructural.....	20
3.4.1 Transgresión.....	21
3.4.3 Acomodación .....	22
3.5 Sistemas sedimentarios .....	22
3.5.1 Secuencia depositacional tipo 1 .....	24
3.5.2 Secuencia depositacional tipo 2 .....	24
3.6 Propiedades petrofísicas.....	25
3.6.1 Porosidad.....	25
3.6.2 Permeabilidad.....	26
3.6.3 Saturación.....	26
3.7 Mapas de isopropiedades petrofísicas .....	26
3.7.1 Tipos de mapas de isopropiedades petrofísicas .....	27
3.8 Método para el cálculo de reservas .....	27
3.9 Método Montecarlo .....	28
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>30</b>
<b>METODOLOGÍA .....</b>	<b>30</b>

4.1 Revisión bibliográfica .....	31
4.2 Carga y validación de datos .....	31
4.3 Fase estratigráfica-estructural .....	33
4.3.1 Identificación y correlación de topes estructurales .....	34
4.3.2 Identificación y correlación de eventos estratigráficos .....	40
4.4 Fase petrofísica.....	42
4.4.1 Generación de registros y construcción de mapas de isopropiedades.....	43
4.5 Fase de estimación de prospectos .....	49
<b>CAPÍTULO V</b> .....	55
<b>RESULTADOS Y ANÁLISIS</b> .....	55
5.1 Perfiles y correlación de topes de formación y topes de eventos estratigráficos. .....	55
5.2 Mapas de isopropiedades generados para la zona 1 .....	61
5.3 Mapas de isopropiedades generados para la zona 2.....	65
5.4 Mapas de isopropiedades generados para la zona 3.....	69
5.5 Cálculo de Gas Original en Sitio (GOES).....	75
<b>CAPÍTULO VI</b> .....	81
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	81
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	83

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación del campo Copa Macoya en la cuenca oriental de Venezuela. Tomado y modificado de WEC (1997).....	3
Figura 1.2. Mapa de ubicación del área de estudio: campo Copa Macoya, estado Guárico.....	4
Figura 2.1. Principales elementos estructurales asociados a la evolución de la cuenca oriental de Venezuela. Tomado y modificado de CEPET (1989).....	7
Figura 2.2. Distribución de terrenos alóctonos en el norte de Suramérica, en los cuales hay rocas paleozoicas. Tomado de WEC (1997). .....	8
Figura 2.3. Distribución de las rocas jurásicas en Venezuela, destacando la presencia en las cuencas de Barinas-Apure y oriental (grabenos de Apure-Mantecal y Espino). Tomado de WEC (1997).....	9
Figura 2.4. Correlación de unidades litoestratigráficas presentes en el estado Guárico y NO del estado Anzoátegui. Tomado y modificado de Blanco <i>et al.</i> (2000). .....	10
Figura 2.5. Corte estructural de la secuencia autóctona de la subcuenca de Guárico y ubicación de algunos de los campos. Tomado y modificado de WEC (1997). .	10
Figura 2.6. Corte geológico conceptual norte-sur de un sector perteneciente a la subcuenca de Guárico. Tomado de WEC (1997).....	11
Figura 2.7. Columna generalizada de la cuenca oriental de Venezuela, resaltando la zona que corresponde a la subcuenca de Guárico. Tomado y modificado de PDVSA-INTEVEP (1997).....	14
Figura 3.1. Identificación de litología en registro de rayos gamma. Tomado y modificado de Ellis y Singer (2008). .....	16
Figura 3.2. Ejemplo de un registro SP y de resistividad en una secuencia de lutitas y arenas. Tomado y modificado de Schlumberger (1989). .....	17
Figura 3.3. Ejemplo de un registro de densidad y porosidad neutrón. Tomado y modificado de Ellis y Singer (2008). .....	18

Figura 3.4. Ejemplo de un registro sónico. Tomado y modificado de Ellis y Singer (2008).	19
Figura 3.5. Correlación de una sección estratigráfica de estratos carbonatados. Tomado y modificado de Embry (2009).	21
Figura 3.6. Arquitectura depositacional en función del espacio de acomodación y el suministro de sedimentos. Tomado y modificado de Emery and Myers (1996).	22
Figura 3.7. Secuencia depositacional para una plataforma, donde se identifican: superficie transgresora (TS), superficie de máxima inundación (MFS), sistema de alto nivel (HST), sistema transgresivo (TST), sistema de bajo nivel (LST), disconformidad subaérea (SU), superficie de solapamiento de pendiente (SOS) y un cambio de facies en la base de la cuenca. Tomado y modificado de Embry (2009).	23
Figura 3.8. Representación esquemática de la secuencia depositacional tipo 1. Tomado y modificado de Emery y Myers (1996).	24
Figura 3.9. Representación esquemática de la secuencia depositacional tipo 2. Tomado y modificado de Emery y Myers (1996).	25
Figura 3.10. Representación esquemática del método de simulación Montecarlo.	29
Figura 4.1. Flujograma de trabajo.	30
Figura 4.2. Mapa de ubicación de los pozos.	31
Figura 4.3. Visualización de los pozos con sus respectivos registros.	33
Figura 4.4. Ubicación de pozos para el amarre de los topes de las formaciones Roblecito y La Pascua, mostrados dentro de los polígonos rojos.	35
Figura 4.5. Identificación del tope de la Formación Roblecito a partir del pozo P20 (izquierda) del presente trabajo y el Pozo 1 (derecha) tomado de Villanueva (2013).	36
Figura 4.6. Identificación del tope de la Formación Roblecito y Formación La Pascua a partir del pozo P22 (izquierda) del presente trabajo y el Pozo 2 (derecha) tomado de Villanueva (2013).	37

Figura 4.7. Identificación del tope de la Formación Roblecito y Formación La Pascua a partir del pozo P23 (izquierda) del presente trabajo y el Pozo 3 (derecha) tomado de Villanueva (2013).....	37
Figura 4.8. Identificación de tope de la Formación Chaguaramas en pozo P22 y tope de la arena 1 (Top-Arena 1). .....	38
Figura 4.9. Topes de formación identificados y zonas delimitadas a partir de ellos. ....	39
Figura 4.10. Eventos estratigráficos identificados en los registros de pozos.....	40
Figura 4.11. Perfil AB en dirección N30E.....	41
Figura 4.12. Perfil CD en dirección N50O. ....	42
Figura 4.13. Generación de registros de arena neta (AN) y arena neta gasífera (ANG), resaltando las ecuaciones utilizadas y, en rojo, los ajustes establecidos. ....	43
Figura 4.14. Cálculo del IGR en Petrel, detallando, en azul, la función para la selección automática del valor mínimo y máximo del registro y en rojo los ajustes. ....	45
Figura 4.15. Creación de atributos para generar mapas de isopropiedades petrofísicas. ....	47
Figura 4.16. Parámetros para generar mapa de volumen de arcilla correspondiente a la zona 3, como ejemplo para el resto de los mapas.....	49
Figura 4.17. Selección de pozos para el cálculo de GOES de cada prospecto, resaltados en óvalos morados.....	50
Figura 4.18. Datos correspondientes al prospecto 1 ubicado en la zona 2.....	51
Figura 4.19. Distribuciones de probabilidad asignadas a las variables de la ecuación para el cálculo del GOES. ....	52
Figura 4.20. Definición de suposiciones con <i>Crystal Ball</i> .....	52
Figura 4.21. Definición de previsión con <i>Crystal Ball</i> . ....	53
Figura 5.1. Topes de formación para perfil AB. ....	56

Figura 5.2. Topes de eventos estratigráficos para perfil AB, destacando secuencias granocrecientes en rojo (configuración tipo embudo), granodecrecientes en azul (configuración tipo campana) y en morado secuencia de arenas sin tendencia (configuración irregular). .....	58
Figura 5.3. Topes de formación para perfil CD. ....	60
Figura 5.4. Topes de eventos estratigráficos para perfil CD, destacando secuencias granocrecientes en rojo (configuración tipo embudo) y granodecrecientes en azul (configuración tipo campana). ....	61
Figura 5.5. Mapa de arena neta (AN) correspondiente a la zona 1.....	62
Figura 5.6. Mapa de arena neta gasífera (ANG) correspondiente a la zona 1. ....	63
Figura 5.7. Mapa de porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ) correspondiente a la zona 1.....	64
Figura 5.8. Mapa de volumen de arcilla (Vsh) correspondiente a la zona 1.....	65
Figura 5.9. Mapa de arena neta (AN) correspondiente a la zona 2.....	66
Figura 5.10. Mapa de arena neta gasífera (ANG) correspondiente a la zona 2. ...	67
Figura 5.11. Mapa de porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ) correspondiente a la zona 2.....	68
Figura 5.12. Mapa de volumen de arcilla (Vsh) correspondiente a la zona 2.....	69
Figura 5.13. Mapa de arena neta (AN) correspondiente a la zona 3.....	70
Figura 5.14. Mapa de arena neta gasífera (ANG) correspondiente a la zona 3. ...	71
Figura 5.15. Mapa de porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ) correspondiente a la zona 3.....	72
Figura 5.16. Mapa de volumen de arcilla (Vsh) correspondiente a la zona 3.....	73
Figura 5.17. Mapa de saturación de agua ( $S_w$ ) correspondiente a la zona 3. ....	74
Figura 5.18. Ubicación de los prospectos definidos para las zonas 2 y 3.....	75
Figura 5.19. Histogramas de frecuencia para el cálculo de GOES correspondiente al prospecto 1. ....	76
Figura 5.20. Valores de GOES para el prospecto 1 correspondientes a cada percentil.....	76
Figura 5.21. Histogramas de frecuencia para el cálculo de GOES correspondiente al prospecto 2. ....	78

Figura 5.22. Valores de GOES para el prospecto 2 correspondientes a cada percentil.....	78
Figura 5.23. Histograma de frecuencia para el cálculo de GOES correspondiente al prospecto 3.....	79
Figura 5.24. Valores de GOES para el prospecto 3 correspondientes a cada percentil.....	80

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Inventario de registros de pozos.....	32
Tabla 4.2. Parámetros para la generación de registros.....	48
Tabla 4.3. Resumen de los parámetros utilizados para el cálculo de GOES .....	54
Tabla 5.1. Valores representativos de GOES correspondientes a los prospectos definidos.....	80

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Planteamiento del problema

Las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos en la cuenca oriental de Venezuela, han estado activas desde finales del siglo XIX e inicios del siglo XX hasta la actualidad. Estas operaciones se han apoyado en el conocimiento geocientífico y el desarrollo tecnológico disponible, de acuerdo a lo planteado por Guzmán, *et al.* (2009). En este sentido, es importante señalar que la petrofísica ha sido una de las herramientas empleadas para realizar los estudios exploratorios a lo largo del territorio venezolano, permitiendo describir la calidad de la roca en función de su capacidad de flujo y almacenamiento, tal como lo plantea Lucia (1995), quien destaca que solo mediante la vinculación de las propiedades petrofísicas y los procesos geológicos, es posible imaginar y construir modelos realistas de yacimientos, y así lograr representarlos en imágenes.

En la cuenca oriental de Venezuela, exactamente al oeste, se localiza la subcuenca de Guárico, caracterizada por la presencia de campos productores de gas, lo que se puede afirmar con lo planteado por Gonzalez De Juana, *et al.* (1980), quien describe que desde los comienzos de la perforación en el estado Guárico se puso de manifiesto el potencial gasífero de la zona, tanto en lo que respecta a gas asociado con petróleo y condensado, como a gas no asociado. Una muestra de ello es el caso del campo Copa Macoya, el cual de acuerdo con Pérez (2009) fue cerrado en el año 1994 y reactivado por la compañía Teikoku Oil en el año 2000, alcanzando desde ese momento hasta el año 2009 una producción de 80 millones de pies cúbicos diarios, cifra la cual se esperaba incrementar hasta 120 millones en los años siguientes.

Debido a su importancia económica, diversos han sido los estudios realizados en dicho campo, mencionando entre ellos la adquisición de 19 líneas sísmicas 2D y una sísmica piloto 3D, tal como es descrito por Villanueva (2013). Sin embargo, son pocos los estudios enfocados en describir con detalles las propiedades

petrofísicas y estratigráficas del mismo, por lo que resulta necesario generar información sobre las propiedades de las rocas y los fluidos existentes en el campo antes mencionado, a fin de garantizar una descripción completa del yacimiento desde el punto de vista petrofísico, estratigráfico y estructural.

Es por ello que la presente investigación tiene como propósito realizar un aporte a la industria de hidrocarburos de Venezuela, mediante la generación de un modelo petrofísico-estratigráfico del campo Copa Macoya, a partir del estudio de registros de pozos, correlación estratigráfica y estructural de la zona, así como también mapas de isopropiedades petrofísicas y estimación de los posibles prospectos gasíferos presentes en la zona en estudio. Con todo lo antes planteado se espera brindar mayor claridad para posteriores estudios geocientíficos, enfocados en la exploración y producción de gas en la subcuenca de Guárico, específicamente el área que corresponde al campo Copa Macoya y las formaciones presentes en él, permitiendo al mismo tiempo correlacionar los resultados obtenidos con zonas ubicadas en áreas adyacentes al campo anteriormente mencionado.

## **1.2 Objetivo general**

Generar un modelo petrofísico–estratigráfico del campo Copa Macoya, estado Guárico.

## **1.3 Objetivos específicos**

1. Identificar superficies estructurales a partir del análisis de topes estructurales de las formaciones en los registros de pozos.
2. Correlacionar eventos estructurales a partir del análisis de registros radioactivos y registros eléctricos de los pozos.
3. Correlacionar eventos estratigráficos a partir del análisis de registros radioactivos y registros eléctricos de los pozos.
4. Interpretar mapas de isopropiedades petrofísicas con base a la información obtenida de los registros de pozos.
5. Definir prospectos gasíferos con base al volumen y extensión de los mismos, mediante el análisis de las propiedades petrofísicas.
6. Determinar el gas original en sitio (GOES) de los prospectos definidos.

#### 1.4 Alcances

El campo Copa Macoya contaba con un total de 30 pozos hasta el año 2009, de acuerdo con Pérez (2009), para la presente investigación se cuenta con información de 23 pozos con registros petrofísicos correspondientes a dicho campo, los cuales se encuentran distribuidos de forma regular a lo largo de la zona de estudio, lo que permitirá generar una interpretación petrofísica-estratigráfica de gran parte del campo (figura 1.2).

#### 1.5 Ubicación del área de estudio

El área de estudio se encuentra localizada en la zona este del estado Guárico (figura 1.1), correspondiente a la cuenca oriental de Venezuela, específicamente a la subcuenca de Guárico la cual se encuentra delimitada al norte por la Cordillera de la Costa, al sur por los bloques Boyacá y Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, al este por la subcuenca de Maturín y al oeste por la cuenca Barinas-Apure.

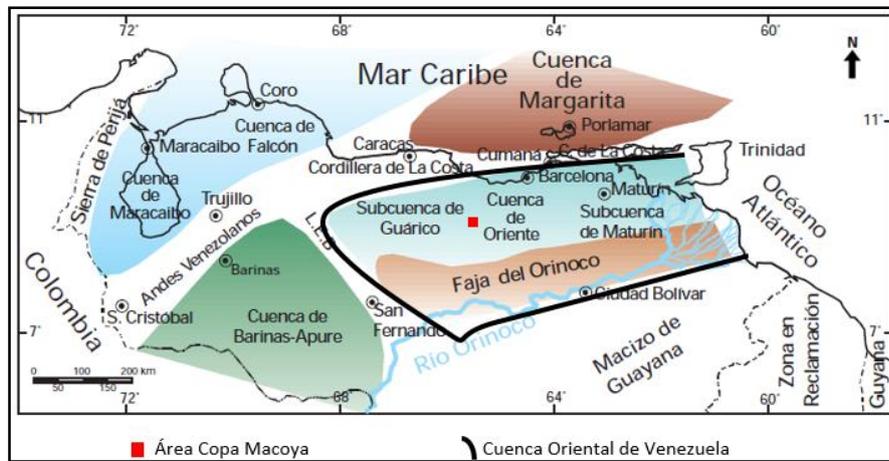


Figura 1.1. Ubicación del campo Copa Macoya en la cuenca oriental de Venezuela. Tomado y modificado de WEC (1997).

La presente investigación se realizó con base en la información obtenida de registros de pozos del campo Copa Macoya, el cual se encuentra ubicado entre los poblados de Angostura al norte, Camacho al sur, El Caro de la Negra al este y Tucupido al oeste, del Municipio José Félix Ribas, pertenecientes al estado

Guárico. Y de forma más regional, entre las localidades de Valle de la Pascua y Zaraza (figura 1.2).

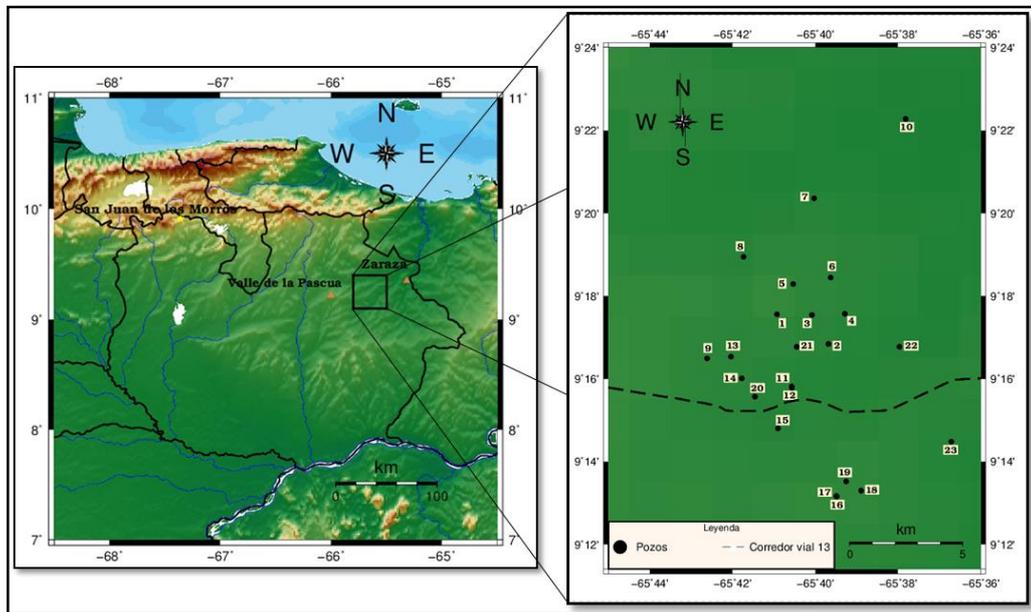


Figura 1.2. Mapa de ubicación del área de estudio: campo Copa Macoya, estado Guárico.

## 1.6 Antecedentes

Entre los estudios realizados en el campo Copa Macoya hasta el año 2007, se puede destacar la adquisición de líneas sísmicas 2D y una sísmica piloto 3D realizada por la empresa mixta Gas Guárico S.A., proyectos los cuales generaron una cantidad considerable de datos, permitiendo desarrollar a partir de ellos diversas investigaciones enfocadas en la caracterización geofísica de la zona de ubicación del campo.

Algunos de estos trabajos sirvieron como base para el desarrollo de la presente investigación, considerando los resultados obtenidos en cada uno de ellos y las interpretaciones realizadas a dichos resultados, entre ellos cabe mencionar los siguientes:

- Trabajo especial de grado presentado en la Universidad Central de Venezuela por Ramírez, S. en el 2013, titulado “Modelado AVO usando datos walkaway VSP considerando el efecto de porosidad y tipo de fluido de la Formación Roblecito, campo Copa Macoya, edo. Guárico”, en el cual se buscaba evaluar la respuesta sísmica de dos arenas de interés en la

Formación Roblecito. Este trabajo servirá como referencia para conocer los espesores promedio de las arenas con presencia de gas en el campo, así como la profundidad a la que se ubican, permitiendo correlacionar con las arenas que serán identificadas en el presente trabajo.

- Trabajo especial de grado presentado en la Universidad Central de Venezuela por Villanueva, S. en el 2013, titulado “Aplicación de atributos sísmicos como delineadores de geocuerpos en la Formación Roblecito, campo Copa Macoya, edo. Guárico”, el cual tenía como objetivo identificar mediante la aplicación de atributos sísmicos, la distribución y geometría de geocuerpos a nivel de la Formación Roblecito, a partir de datos sísmicos 3D y cuatro pozos. Este trabajo servirá como dato para el amarre en profundidad de los topes de las formaciones Roblecito y La Pascua, debido a la ubicación de tres de sus pozos, al mismo tiempo que permitirá correlacionar las arenas identificadas en ambos trabajos a partir de sus propiedades petrofísicas.
- Trabajo de grado de maestría presentado en la Universidad Simón Bolívar, por Pérez, Y. en el 2009, titulado “Caracterización geofísica de la Formación Chaguaramas en el campo Copa Macoya”. El objetivo de este trabajo fue integrar los resultados a partir de descomposición espectral, coherencia, inversión sísmica y análisis AVO para identificar zonas asociadas a respuestas sísmicas que puedan determinar la distribución de arenas y posibles zonas de interés. A partir de este trabajo se realizará la identificación en profundidad del tope de la Formación Chaguaramas, tomando como patrón de correlación arenas de interés identificadas en el registro de rayos gamma de uno de los pozos.
- Trabajo especial de grado presentando en la Universidad Simón Bolívar por D’Aubeterre, M. en el 2002, titulado “Integración del modelo exploratorio del convenio Guárico Oriental a la interpretación VIPA realizada al este de la subcuena de Guárico”. El trabajo antes mencionado tuvo como objetivo interpretar datos sísmicos de la zona y correlacionar dichos datos con registros de pozos. Se hará uso de este trabajo para comparar las profundidades de los topes de las formaciones y la descripción litológica realizada para cada formación.

## CAPÍTULO II

### MARCO GEOLÓGICO

#### 2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

##### 2.1.1 Aspectos generales

La cuenca oriental de Venezuela es descrita como una depresión topográfica y estructural situada en la zona centro-este del país, con una superficie aproximada de 165.000 km<sup>2</sup>, extendiéndose 200 km de norte a sur y 800 km en dirección oeste-este, abarcando los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, parte del estado Delta Amacuro y un segmento del estado Sucre. La cuenca se encuentra delimitada al norte por la Cordillera del Caribe, al sur por el río Orinoco, al oeste por el Arco de El Baúl y al este por el océano Atlántico.

Así mismo, el autor plantea que la cuenca cuenta con un fallamiento generado por líneas de corrimiento subparalelas, la primera se ubica al NE y corresponde al Corrimiento Frontal de Guárico y la segunda se ubica al este de la depresión de Barcelona, la cual corresponde al sistema de corrimientos frontales de los estados Anzoátegui y Monagas. Destaca que el flanco sur de la cuenca buza ligeramente hacia el norte, mientras que el flanco norte presenta mayor buzamiento, vinculado a las fallas y cabalgamientos de la Serranía del Interior central y oriental (González de Juana *et al.* 1980).

De acuerdo a sus características estratigráficas y tectónicas ha sido dividida en dos subcuencas, denominadas subcuenca de Guárico, que se ubica al oeste, siendo esta la zona de ubicación del campo en estudio, y la subcuenca de Maturín, localizada al este; se destaca que el elemento de separación entre ambas subcuencas es el Arco de Urica, el cual es descrito como un elemento puramente estructural, asociado al sistema de fallas de Anaco, al mismo tiempo que se resalta que la cuenca es asimétrica y presenta una vergencia general hacia el este (Villarreal 1993; Bejarano *et al.* 1996 en Di Croce *et al.*, 1999).

La evolución de la cuenca oriental de Venezuela se asocia a elementos estructurales resaltantes (figura 2.1), entre los cuales se pueden destacar: el Corrimiento Frontal de Guárico, el Corrimiento de Anaco, el Corrimiento de Pirital, la Serranía del Interior, la falla de El Pilar, la falla de San Francisco y la falla de Urica (Di Croce, 1995).

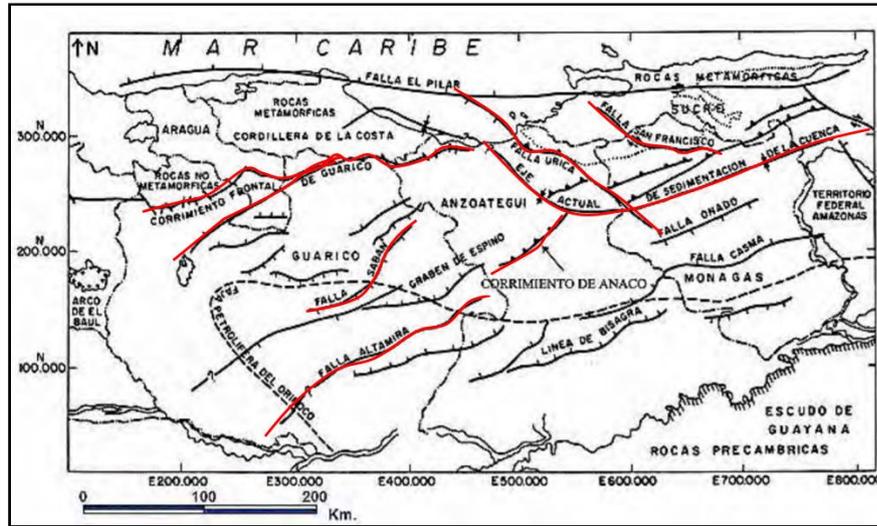


Figura 2.1. Principales elementos estructurales asociados a la evolución de la cuenca oriental de Venezuela. Tomado y modificado de CEPET (1989).

### 2.1.2 Evolución tectónica y estratigráfica

Di Croce (1995) señala que las distintas interacciones que se dieron entre el rompimiento de Pangea, la deriva de Suramérica y el desarrollo de la Placa Caribe, dieron origen a la cuenca oriental de Venezuela y permiten comprender los diferentes ambientes tectónicos asociados a ella.

De acuerdo con Parnaud *et al.* (1995), la evolución tectónica de la cuenca se puede resumir en cuatro ciclos sedimentarios principales, los cuales permiten explicar la estratigrafía asociada a cada uno de ellos. El primero caracterizado por una fase pre-rift en el Paleozoico, el segundo corresponde a una fase de rifting entre el Jurásico y el Cretácico temprano, luego se describe una fase de margen pasivo o deriva continental entre el Cretácico y el Paleógeno y, finalmente una fase de colisión oblicua entre la placa Caribe y el borde nororiental de la placa Suramericana entre el Paleógeno y Cuaternario. A continuación se mencionan los aspectos más relevantes de cada fase:

### 1.- Fase Pre Rift durante el Paleozoico:

Para este momento los continentes se encontraban unidos en un solo supercontinente llamado Pangea (Parnaud *et al.* 1995), donde los sedimentos fueron depositados en ambientes neríticos y costeros, aunque González de Juana *et al.* (1980) describe que el tipo de ambiente era continental a marino marginal. Dichos sedimentos fueron preservados en depresiones estructurales como el Graben de Espino (figura 2.2). González de Juana *et al.* (*op. cit.*) plantea que existía una sedimentación pericratónica de las formaciones Hato Viejo y Carrizal en el borde septentrional del Escudo de Guayana, destacando que solo una cuenca se encontraba definida, la cual incluía a la cuenca actual Barinas-Apure y la correspondiente a los Llanos Orientales de Colombia.

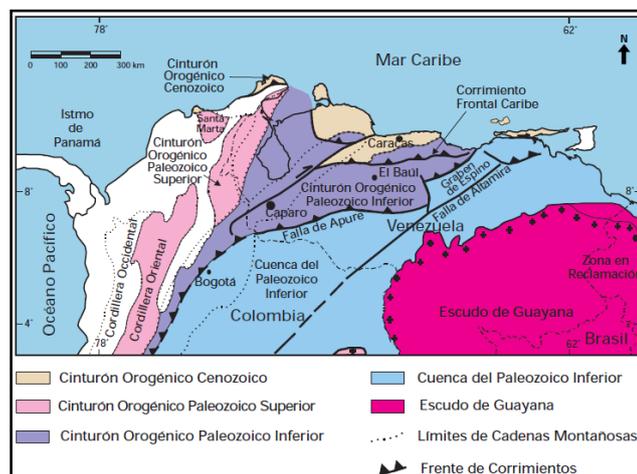


Figura 2.2. Distribución de terrenos alóctonos en el norte de Suramérica, en los cuales hay rocas paleozoicas. Tomado de WEC (1997).

### 2.- Fase de rifting entre el Jurásico y el Cretácico temprano:

Se produjo un sistema extensional al norte de Suramérica, caracterizado por la generación de estructuras tipo *horst* y *graben*, como es el caso del graben de Espino y graben de Apure-Mantecal (figura 2.3), los cuales se encuentran rellenos de capas rojas volcánicas de diversa índole y eventualmente clásticos, y calizas de invasiones marinas, siendo una evidencia de ello la Formación Ipire en la cuenca oriental (Yoris *et al.* 1997). Igualmente son definidas capas rojas jurásicas en la subcuenca

de Guárico, asociadas al graben de Altamira, como la Formación Altamira (Moticska, 1985).

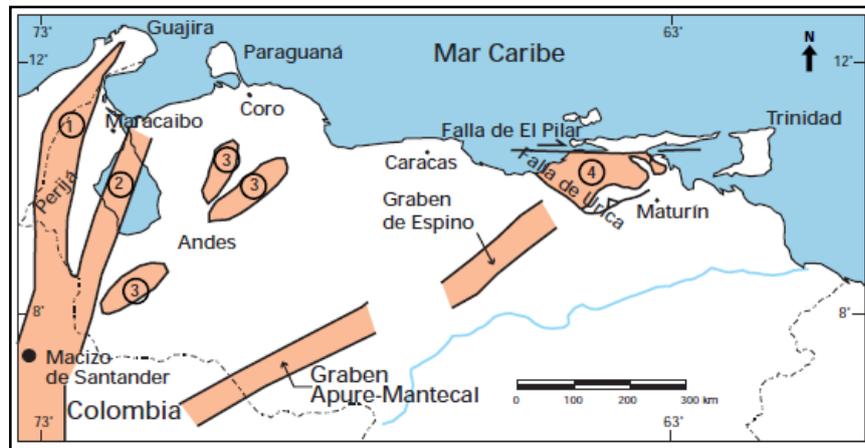


Figura 2.3. Distribución de las rocas jurásicas en Venezuela, destacando la presencia en las cuencas de Barinas-Apure y oriental (graben de Apure-Mantecal y Espino). Tomado de WEC (1997).

### 3.- Fase de margen pasivo entre el Cretácico y el Paleógeno:

De acuerdo con Parnaud *et al.* (*op. cit.*), se caracteriza por tres fases transgresivas desarrolladas en dirección norte-sur, culminando la primera en el Turoniense, la segunda en el Paleoceno temprano y la tercera durante el Eoceno y Oligoceno, siendo estos eventos los responsables de importantes cambios eustáticos y dando lugar a la depositación de secuencias silisiclásticas.

González de Juana *et al.* (1980) destaca que durante el Eoceno superior se inicia la depositación de areniscas parálicas correspondientes a la Formación La Pascua y, seguidamente lutitas de aguas marinas someras en el Oligoceno que corresponden a la Formación Roblecito (figura 2.4).

### 4.- Fase de colisión oblicua entre el Paleógeno y el Cuaternario:

Según Parnaud *et al.* (*op. cit.*) durante el Oligoceno finaliza la fase de margen pasivo, dando inicio a una colisión oblicua entre la placa Caribe y el límite nororiental de la placa Suramericana, lo que dio origen a la formación de una cuenca antepaís, permitiendo definir las subcuencas de Guárico y Maturín. Posteriormente, durante el Mioceno se da una fase regresiva caracterizada por ambientes someros y parálicos, característicos de la Formación Chaguaramas (figura 2.4), presentándose

a su vez ambientes de tipo continental en dirección al sur (PDVSA-INTEVEP, 1997).

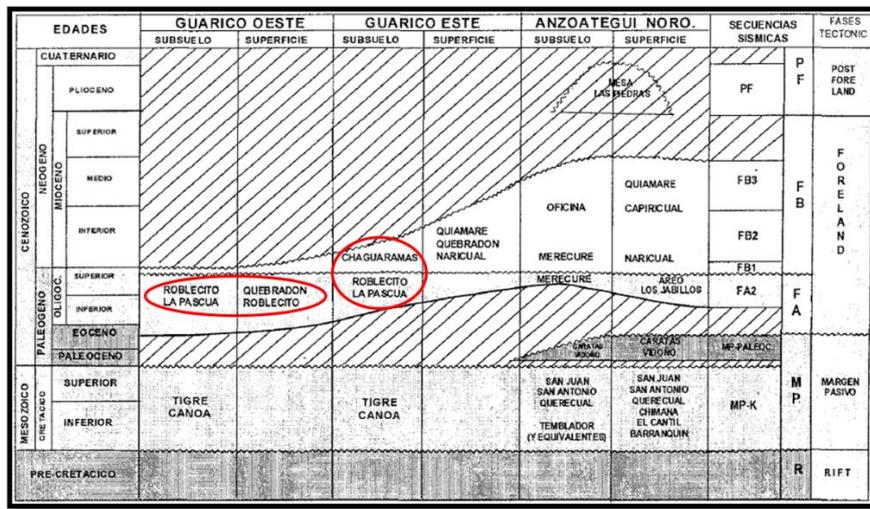


Figura 2.4. Correlación de unidades litoestratigráficas presentes en el estado Guárico y NO del estado Anzoátegui. Tomado y modificado de Blanco *et al.* (2000).

## 2.2 Subcuenca de Guárico

### 2.2.1 Aspectos generales

La subcuenca de Guárico posee una extensión aproximada de 49.895 km<sup>2</sup> y presenta un máximo de 6.500 m de sedimentos del Cretácico y post-Cretácico (Kiser, 1987). De acuerdo con Yoris *et al.* (1997) comprende el estado Guárico y parte de la zona norte del estado Anzoátegui, área en la cual cuenta con campos petroleros y gasíferos (figura 2.5), entre los cuales se destacan los siguientes: Palacio, Las Mercedes, Yucal-Placer, Tucupido, El Jobal, Socorro y Copa Macoya, ubicados de oeste a este respectivamente.

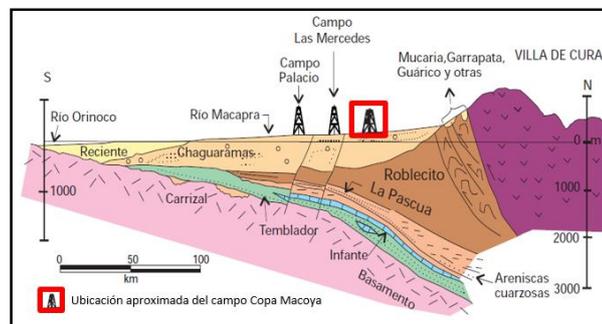


Figura 2.5. Corte estructural de la secuencia autóctona de la subcuenca de Guárico y ubicación de algunos de los campos. Tomado y modificado de WEC (1997).

El flanco norte de la subcuenca se asocia al frente de deformación de Guárico, el cual subyace rocas cretácicas y terciarias. Mientras que hacia el sur, se presentan depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, con un acuñaamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección (figura 2.6). Es importante resaltar que las trampas presentes son combinaciones de tipo estratigráfico y estructural para los campos que se encuentran más alejados del frente de deformación (Yoris *et al.*, *op. cit.*). Una representación de ello es el campo Copa Macoya.

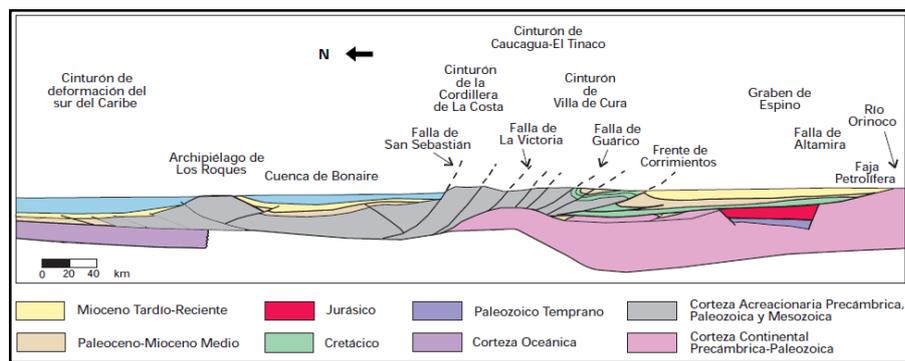


Figura 2.6. Corte geológico conceptual norte-sur de un sector perteneciente a la subcuenca de Guárico. Tomado de WEC (1997).

Cabe destacar que de las formaciones presentes en la subcuenca de Guárico las responsables de la producción de hidrocarburo en el campo Copa Macoya, de acuerdo con Pérez (2009), son las formaciones Roblecito y Chaguaramas, depositadas entre el Oligoceno temprano y el Mioceno temprano, las cuales se caracterizan por ser productoras de gas en lo que respecta al campo anteriormente mencionado.

### 2.2.2 Geología y estratigrafía

De acuerdo con Viera y Gobbo (2010) la estratigrafía de la subcuenca de Guárico está constituida principalmente por depósitos transicionales del Terciario que se superponen a los clásticos marinos de una fase de margen pasivo del Cretácico medio, y a su vez estos clásticos marinos superponen un basamento metamórfico correspondiente al Mesozoico. Es importante destacar que existe discrepancia en la literatura al momento de definir edades específicas para cada formación en el Terciario, tal como lo plantea Cortiula (2009) en Pérez (2009).

Los depósitos transicionales del Terciario se encuentran representados de base a tope por las formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramas, respectivamente. Viera y Gobbo (*op. cit.*) resaltan que los clásticos correspondientes a las formaciones La Pascua y Roblecito muestran un cambio importante en la polaridad de la sedimentación.

A continuación se destacan algunos aspectos relevantes de las formaciones que caracterizan al campo Copa Macoya perteneciente a la subcuenca de Guárico:

- **Formación Chaguaramas (Oligoceno tardío – Mioceno medio):**

Se caracteriza por una alternancia de areniscas, lutitas y lignitos de agua salobre, con desarrollos locales de arcillas de agua fresca y conglomerados de guijarros arcillosos, con un espesor variable entre 1640 y 2920 pies en los campos del área Mayor de Las Mercedes (Brown, 1956 en PDVSA-INTEVEP, 1997). Es concordante y transicional sobre la Formación Roblecito, y su porción superior ha sido erosionada excepto en el extremo oriental, donde descansa con leve discordancia por debajo de las lutitas de la Formación Freites.

Según Teikoku (2005) en Pérez (2009) con base en muestras de canal en pozos del área describen la presencia de capas delgadas de calizas, no continuas, distribuidas de manera irregular, y con relación a núcleos recuperados interpretan un ambiente deltaico, el cual lo asocian a depósitos fluvio-deltáicos correspondientes a un prisma de alto nivel que corresponde a una fase regresiva, lo que se evidencia en la relación que existe entre los depósitos arenosos. Sin embargo, Fasola, *et al.* (1985) en PDVSA-INTEVEP (1997) describe un ambiente que va desde nerítico interno en la base hasta marino marginal en el tope, donde también se destaca que las áreas medias e inferiores de la Formación Chaguaramas son importantes reservorios de petróleo y gas.

- **Formación Roblecito (Eoceno tardío – Mioceno temprano):**

Patterson y Wilson (1953) en PDVSA-INTEVEP (1997) la describen como la continuación de la sedimentación (durante el evento transgresivo) iniciada por la Formación La Pascua, y predominantemente una unidad de lutita marina, la cual es transicional con las areniscas de la formación La

Pascua, en algunos pozos las lutitas reemplazan totalmente a las areniscas y, con relación a la Formación Chaguaramas se presenta gradacional hacia arriba con las areniscas y lutitas menos marinas correspondientes a dicha formación. Establecen espesores de 1500 a 1900 pies.

Viera y Gobbo (2010) describen que la Formación Roblecito se presenta como secuencias clásticas gruesas y paralelas, depositadas durante el Oligoceno sobre la mayor parte de la cuenca, las cuales se establecieron en plataformas de aguas poco profundas con un marcado patrón de apilamiento retrogradacional. Mientras que Crespo y Di Gianni (1994) la describen como lutitas sedimentadas en paleoambientes batiales, pasando a ambientes de tipo nerítico en la parte superior de la formación. Sin embargo, Pérez (2009), con base a estudios previos realizados con núcleos parciales recuperados en algunos pozos del campo, describe evidencias de bioturbaciones, secuencias grano crecientes, así como grano decrecientes, interpretadas como depósitos asociados con ambientes deltaicos.

- **Formación La Pascua (Eoceno tardío – Oligoceno temprano):**

Se encuentra representada por sedimentos del Eoceno medio al tardío, caracterizada por clásticos de aguas poco profundas (deltáicos), intercalados con finas capas de carbón, depositados en secuencias progradacionales a agradacionales (Viera y Gobbo, *op. cit.*). Sin embargo, Crespo y Di Gianni (*op. cit.*) plantean que la Formación La Pascua corresponde al inicio de la sedimentación asociada a una fase transgresiva, donde predominan areniscas litorales y neríticas, de edad Oligoceno temprano sobre la mayor parte de la cuenca, llegando a Eoceno tardío en el norte de Guárico.

De acuerdo con Patterson y Wilson (*op. cit.*) la Formación La Pascua se acuña al oeste, sur y este de la subcuenca de Guárico, variando su espesor desde 490 pies en el área Mayor de Las Mercedes a más de 2000 pies al norte del campo Copa Macoya. Las tendencias de engrosamiento, la orientación NW-SE de los canales y el afinamiento de las areniscas hacia el NO, indican una fuente de sedimentos en el escudo de Guayana, aunque podría existir una posible fuente en el Arco de El Baúl. Fasola *et al.* (1985) en PDVSA-INTEVEP (1997) describe ambientes de marino marginal a



## CAPÍTULO III

### MARCO TEÓRICO

De acuerdo a los objetivos planteados en la presente investigación, es fundamental la integración de conocimientos geológicos, geofísicos, petrofísicos y petroleros para lograr el desarrollo de cada uno de los objetivos. Es por ello que a continuación se hace referencia a los principales fundamentos teóricos que sirvieron de base para la ejecución de la investigación.

#### 3.1 Registros petrofísicos

Según Schlumberger (1989), el propósito de las diferentes herramientas de registro de pozos es proporcionar mediciones de las que sea posible obtener o inferir las características petrofísicas del yacimiento, destacando que solo algunos de los parámetros petrofísicos pueden medirse directamente, pues de no ser posible deben inferirse u obtenerse de la medición de otros parámetros físicos de las formaciones. Actualmente es posible medir una gran cantidad de parámetros que incluyen, entre otros: la resistividad, la densidad, el tiempo de tránsito, el potencial espontáneo, la radioactividad natural y el contenido de hidrógeno de la roca, lo cual se logra a través de los diferentes tipos de registros y, posteriormente, mediante la interpretación de ellos se obtienen parámetros petrofísicos deseados como la porosidad, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, litología, productividad del yacimiento, entre otros. Seguidamente se hará referencia a algunos tipos de registros de los cuales se obtienen los datos para el desarrollo de la investigación.

#### 3.2 Tipos de registros petrofísicos

##### 3.2.1 Registros de diámetro

Son los registros que permiten obtener información sobre las condiciones del hoyo, de acuerdo con Schlumberger (1989) son principalmente dos y se definen a continuación:

- **Registro de calibración (*Caliper* = CAL):** es una herramienta que permite medir el diámetro del hoyo construido durante la perforación del pozo,

generando un registro diámetro vs. profundidad, el cual sirve al mismo tiempo para conocer el estado en el que se encuentra el hoyo (existencia o no de derrumbes) y descartar litologías competentes de otras no competentes (ver figura 3.1).

- **Registro de diámetro de mecha (*Bit Size* = **BS**):** es una curva que indica el diámetro de las mechas que fueron utilizadas durante la perforación.

### 3.2.2 Registros radioactivos

Este tipo de registros permiten conocer el comportamiento de las propiedades radioactivas de la formación.

- **Registro de rayos gamma (GR):** es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. Normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Es útil para la discriminación de capas arcillosas o arenosas, tal como se muestra en la figura 3.1, lo que es de gran utilidad para la correlación lateral entre registros. La unidad de medida es grados API (Ellis y Singer, 2008).

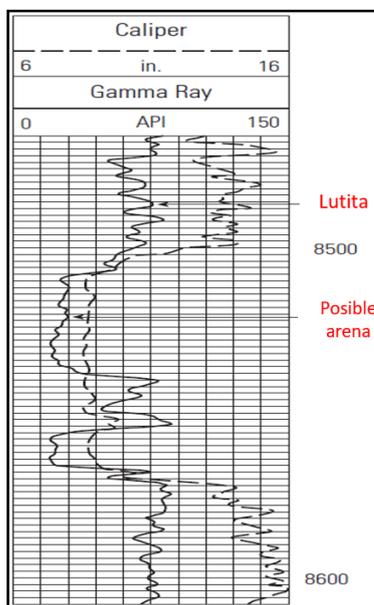


Figura 3.1. Identificación de litología en registro de rayos gamma. Tomado y modificado de Ellis y Singer (2008).

### 3.2.3 Registros eléctricos

Los registros eléctricos se basan en determinar el comportamiento de las propiedades eléctricas presentes en el subsuelo, mediante la estimación de la resistividad y el potencial eléctrico, tal como se describen seguidamente:

- **Registro de resistividad:** de acuerdo a lo planteado por Schlumberger (1989) consiste en un registro inducido que mide la resistividad de la formación en zonas profundas, medias y someras (como se muestra en la figura 3.2), con el fin de determinar la resistividad de la zona virgen de la formación, debido a que se asocia con la presencia de hidrocarburos, destacando que la electricidad puede fluir en una formación solo debido al agua conductiva. Es un parámetro clave al determinar la saturación de agua, y en la determinación de contactos agua-petróleo, considerando que altos valores se asocian a presencia de hidrocarburos y bajos valores de resistividad a presencia de acuíferos. Su unidad es ohmio por metro ( $\Omega.m$ ).
- **Registro de potencial espontáneo (SP):** la curva SP es un registro que refleja la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie, siendo generada por la diferencia de salinidad entre el lodo de perforación en la formación y el agua de la misma. Registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua de formación innata, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas), ver figura 3.2. Su unidad de medida es el milivoltio (mV) y se usa como indicador de permeabilidad (Schlumberger, 1989).

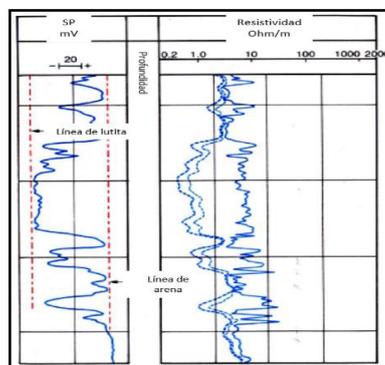


Figura 3.2. Ejemplo de un registro SP y de resistividad en una secuencia de lutitas y arenas.

Tomado y modificado de Schlumberger (1989).

### 3.2.4 Registros de porosidad

Estos registros son herramientas que se ven afectadas por la porosidad, los fluidos y la matriz de la formación, es por ello que la porosidad de la roca puede obtenerse a partir del registro sónico, el registro de densidad o el registro de neutrones, los cuales se mencionan a continuación de acuerdo con una descripción realizada por Schlumberger (1989):

- **Registro de densidad (RHOB):** consiste en una fuente radioactiva que emite a la formación rayos gamma como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones presentes en ella. En consecuencia, la respuesta de esta herramienta está determinada por la densidad de los electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. Por lo tanto el registro mide la densidad de la formación, a través de la atenuación de los rayos gamma entre una fuente y un receptor. Su unidad es gramo sobre centímetro cúbico ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ), tal como se observa en la figura 3.3.
- **Registro neutrón (NPHI):** este tipo de registro responde principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación, la cual es determinada a partir de una emisión de neutrones de forma continua hacia la formación, generándose una colisión entre los neutrones y los átomos de hidrógeno presentes, con cada choque pierden energía y la pérdida de energía se relaciona directamente con la concentración de hidrógeno. Es por ello que permite delinear formaciones porosas y determinar la porosidad, al mismo tiempo que refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido. Es medido en porcentaje (%). Un ejemplo se puede observar en la figura 3.3.

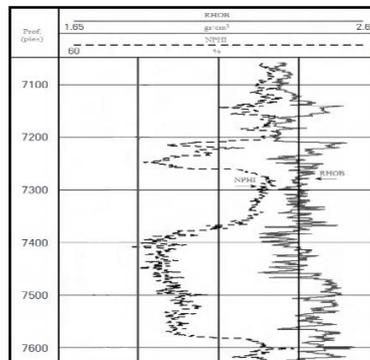


Figura 3.3. Ejemplo de un registro de densidad y porosidad neutrón. Tomado y modificado de Ellis y Singer (2008).

- **Registro sónico:** es un registro en función del tiempo, que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación, este es conocido como tiempo de tránsito, el cual es el inverso de la velocidad de la onda, y depende de la litología y la porosidad presente en la formación. La unidad de medida es microsegundo por pie ( $\mu\text{seg/pie}$ ).

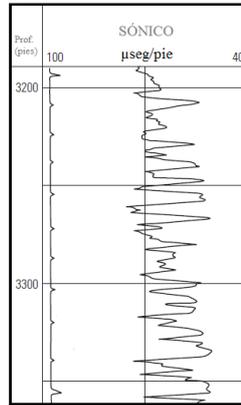


Figura 3.4. Ejemplo de un registro sónico. Tomado y modificado de Ellis y Singer (2008).

### 3.3 Modelo estático del subsuelo

De acuerdo con Schlumberger (s.f.), corresponde al modelo de un volumen específico del subsuelo que incorpora todas las características geológicas de un yacimiento. Estos modelos se utilizan para cuantificar características dentro del volumen del subsuelo que son relativamente estables durante largos períodos y pueden, por ello, considerarse estáticas. Estos atributos incluyen el modelado estructural, estratigráfico y petrofísico, donde se describen las estructuras presentes, los espesores, las litologías y la distribución de las diferentes propiedades de la roca.

#### 3.3.1 Modelo estructural

Consiste en una representación tridimensional de los elementos estructurales como fallas, pliegues y discordancias presentes en el área en estudio, elementos los cuales permiten mostrar las profundidades y deformaciones que presentan los estratos, y son identificados a partir de la interpretación sísmica, apoyándose a su vez en la información petrofísica del área.

### **3.3.2 Modelo estratigráfico**

Es una representación geométrica espacial que permite definir la secuencia de las formaciones separadas por marcadores confiables presentes en el área, representando la estructura interna del yacimiento. Para ello se hace una correlación entre reflectores sísmicos, registros de pozos y estratigrafía secuencial, construyendo secciones de correlación, que indiquen las relaciones laterales y verticales de las unidades geológicas presentes en la zona.

### **3.3.3 Modelo petrofísico**

Se basa en determinar la distribución de las saturaciones de los fluidos, ubicación de los contactos (gas-petróleo, agua-petróleo) y distribución de las arenas prospectivas, así como también de la descripción de propiedades como la porosidad efectiva y permeabilidad del yacimiento, con el fin de caracterizar la calidad de las rocas reservorio. Para ello se utilizan los perfiles de pozos.

### **3.4 Correlación estratigráfica-estructural**

Es importante definir en qué consiste una correlación tanto estratigráfica, como estructural debido a que representa una de las fases de la presente investigación. De acuerdo con Reguant y Ortíz (2001) una correlación es la demostración de la correspondencia en carácter y/o posición estratigráfica, mientras que Hedberg (1980) plantea que consiste en definir espacialmente las capas o estratos que se formaron o depositaron en un mismo evento geológico, ya sea de tipo estratigráfico o estructural, lo que les permite tener una correlación lateral, tal como se muestra en la figura 3.5.

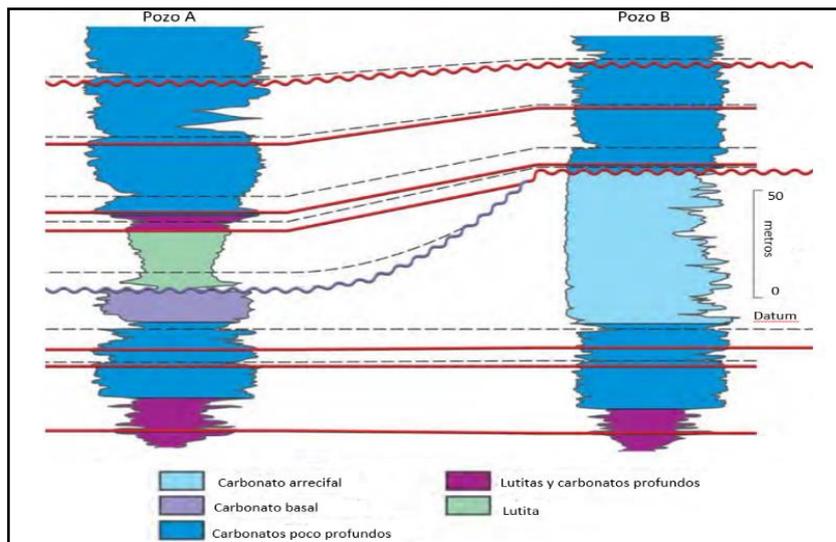


Figura 3.5. Correlación de una sección estratigráfica de estratos carbonatados. Tomado y modificado de Embry (2009).

Es por ello que es fundamental comprobar la continuidad lateral de los eventos estratigráficos, procedimiento el cual se realiza a partir de la identificación de topes en el registro de rayos gamma (GR), no dejando de lado que para interpretar superficies estratigráficas, de forma más completa, se debe integrar información de núcleos, registros de pozos y datos sísmicos. Esta etapa se basa principalmente en la identificación de eventos transgresivos y regresivos, lo que permite definir un marco cronoestratigráfico regional. Dichos eventos serán definidos a continuación de acuerdo a lo planteado por Blandón (2002) y se representan gráficamente en la figura 3.6.

**3.4.1 Transgresión:** se refiere al desplazamiento de la línea de costa hacia el continente, también se le conoce como retrogradación de acuerdo a su patrón de sedimentación, y provoca que los sedimentos de ambientes más lejanos a la costa sean cubiertos por sedimentos costeros. Produce secuencias granodecrecientes y esto ocurre durante un ascenso relativo del nivel del mar.

**3.4.2 Regresión:** corresponde al desplazamiento de la línea de costa hacia el mar, y el patrón de sedimentación correspondiente es la progradación, produce sucesiones granocrecientes y puede ocurrir durante un descenso relativo del nivel del mar.

**3.4.3 Acomodación:** hace referencia a la etapa en que la variación del nivel del mar es igual al aporte sedimentario, por lo tanto la línea de costa no se desplaza, y se presenta el patrón sedimentario agradacional.

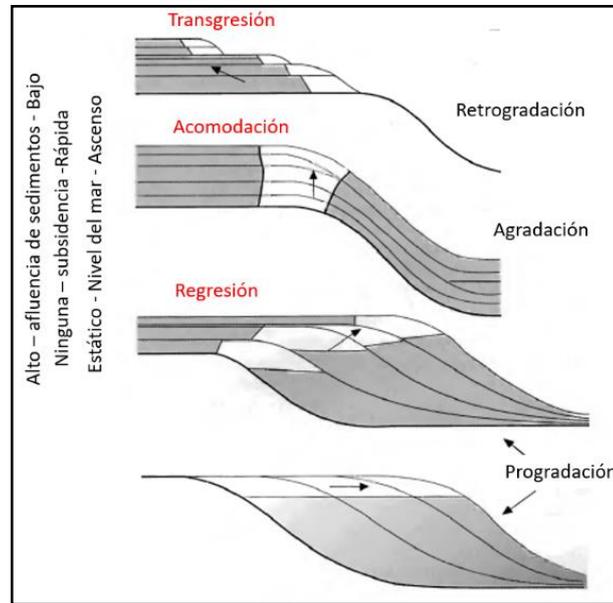


Figura 3.6. Arquitectura deposicional en función del espacio de acomodación y el suministro de sedimentos. Tomado y modificado de Emery and Myers (1996).

### 3.5 Sistemas sedimentarios

De acuerdo con Embry (2009), el término *System Tract* o sistema sedimentario hace referencia a una unidad componente de una secuencia, encontrándose limitada por diferentes superficies estratigráficas, las cuales pueden ser discordantes, siendo las superficies superiores e inferiores de dicha secuencia las que permiten definir mejor estos sistemas. Las secuencias deposicionales se ven representadas, en la mayoría de los casos, por cuatro sistemas específicos, los cuales se detallan a continuación de acuerdo con lo planteado por Embry (*op. cit.*), y tres de ellos se muestran en la figura 3.7.

- *Lowstand System Tract (LST)*: conocido como sistema de bajo nivel, se refiere a una unidad compuesta de una secuencia definida por una conformidad correlativa (CC) como el límite inferior y una superficie de máxima regresión (MRS) como el límite superior. Corresponde a un sistema sedimentario basado en tiempo, donde los sedimentos son depositados

durante un intervalo de caída del nivel del mar y posteriormente un discreto aumento.

- *Transgressive System Tract* (TST): corresponde a un sistema transgresivo, formado por una unidad que se encuentra limitada en la base por una superficie de máxima regresión (MRS) y en el tope por una superficie de máxima inundación (MFS). Se refiere a un sistema sedimentario basado en materiales, donde los sedimentos son depositados durante un ascenso relativo del nivel del mar, ya sea una sucesión delgada de lutitas, una sucesión retrogradacional de depósitos de plataforma o sedimentos carbonáticos acumulados sobre una plataforma carbonática.
- *Highstand System Tract* (HST): es una unidad componente de una secuencia, correspondiente a un sistema de alto nivel, definida por una superficie de máxima inundación (MFS) como límite inferior y una superficie basal de regresión forzada como su límite superior. Corresponde a un sistema basado en tiempo. Se caracteriza por una disminución en la tasa de incremento del nivel relativo del mar en el tiempo.
- *Shelf Margin System Tract* (SMST): corresponde a un sistema formado durante un descenso relativo del nivel del mar, y tiende a ubicarse cercano al borde de la llanura costera.

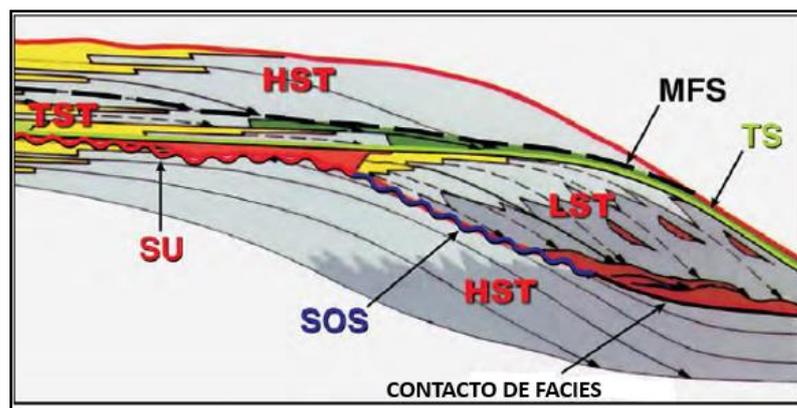


Figura 3.7. Secuencia depositacional para una plataforma, donde se identifican: superficie transgresora (TS), superficie de máxima inundación (MFS), sistema de alto nivel (HST), sistema transgresivo (TST), sistema de bajo nivel (LST), disconformidad subaérea (SU), superficie de solapamiento de pendiente (SOS) y un cambio de facies en la base de la cuenca. Tomado y modificado de Embry (2009).

Es importante destacar que las discontinuidades que tienden a presentarse son clasificadas de acuerdo a la caída del nivel del mar, correspondiendo las discontinuidades tipo 1, a las generadas a partir de la exposición total de la llanura costera, donde la tasa de descenso del nivel del mar es mucho mayor que la tasa de subsidencia. Mientras que las discontinuidades tipo 2, se dan debido a la exposición parcial de la plataforma, donde la tasa de descenso del nivel del mar es lenta con respecto a la tasa de subsidencia.

A partir de los sistemas sedimentarios descritos anteriormente, se describen a continuación dos tipos de secuencias depositacionales, las cuales son consideradas como unidad fundamental de una secuencia estratigráfica, correspondiendo cada secuencia a un ciclo eustático.

### 3.5.1 Secuencia depositacional tipo 1

Estas secuencias se encuentran compuestas por tres sistemas sedimentarios, tal como se puede observar en la figura 3.8:

- a. Sistema de bajo nivel o *Lowstand System Tract* (LST).
- b. Sistema transgresivo o *Transgressive System Tract* (TST).
- c. Sistema de alto nivel o *Highstand System Tract* (HST).

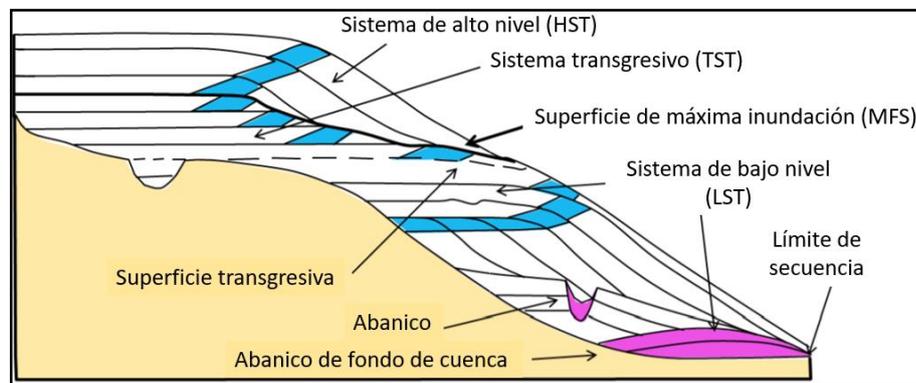


Figura 3.8. Representación esquemática de la secuencia depositacional tipo 1. Tomado y modificado de Emery y Myers (1996).

### 3.5.2 Secuencia depositacional tipo 2

Este tipo de secuencia se encuentra limitada por discontinuidades tipo 2, y se componen al igual que las secuencias tipo 1 por tres sistemas

sedimentarios, mencionados a continuación y representados gráficamente en la figura 3.9.

- a. Sistema de margen de plataforma o *Shelf Margin System Tract* (SMST).
- b. Sistema transgresivo o *Transgressive System Tract* (TST).
- c. Sistema de alto nivel o *Highstand System Tract* (HST).

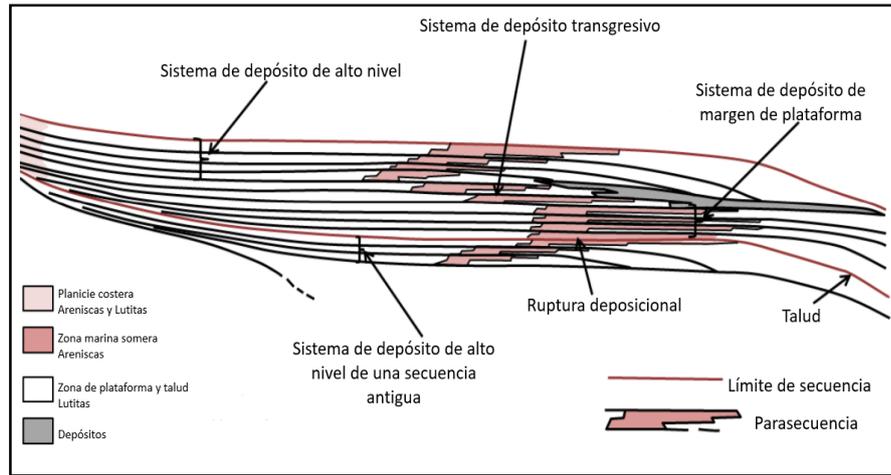


Figura 3.9. Representación esquemática de la secuencia depositacional tipo 2. Tomado y modificado de Emery y Myers (1996).

### 3.6 Propiedades petrofísicas

Son aquellas propiedades que permiten caracterizar las formaciones geológicas sobre la base de sus parámetros físicos, describiendo los fluidos presentes en ellas y la capacidad

#### 3.6.1 Porosidad

Puede ser definida como la relación entre el volumen de poros con respecto al volumen total de la roca expresado en %, y representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Es importante resaltar que existe la porosidad primaria que es aquella que se genera durante la formación de la roca, y la secundaria que es debida, fundamentalmente, a procesos de diagénesis (Fort, 1996).

De acuerdo con Schlumberger (1989), las porosidades pueden variar de prácticamente cero, en carbonatos densos y evaporitas, a valores entre 10 %

y 15 % en areniscas bien consolidadas, en areniscas no consolidadas valores alrededor de 30 % o más y, en lutitas o arcillas con contenido de agua más de 40 %, destacando que en el último caso los poros podrían llegar a ser tan pequeños que la roca sea impermeable al flujo de líquidos.

### **3.6.2 Permeabilidad**

Es la propiedad que permite determinar en las rocas la capacidad de flujo de los fluidos que contiene, permitiendo estimar la cantidad de poros que se encuentran interconectados. En una determinada roca y con un líquido homogéneo, la permeabilidad será una constante siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca en sí (Kobr *et al.* 2005).

### **3.6.3 Saturación**

Se define como el porcentaje de líquido dado existente en el volumen del espacio poroso de la roca, y se representa con la letra S con un subíndice que especifica el tipo de fluido que satura la roca, se expresa en porcentaje o fracción de la unidad. Pueden existir casos en los cuales la roca se encuentre saturada por varios fluidos, y la saturación total de la roca corresponderá a la suma de cada uno de los fluidos presentes (Kobr *et al.*, 2005). De acuerdo con Schlumberger (1989) una saturación de agua menor al 100% generalmente implica la presencia de algún hidrocarburo, es por ello que se realiza el cálculo de saturación del hidrocarburo presente a partir de la siguiente ecuación:

$$S_o = 1 - S_w \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde,

S<sub>o</sub>: saturación de hidrocarburo, en el caso de gas corresponde a S<sub>g</sub> (%)

S<sub>w</sub>: saturación de agua (%)

## **3.7 Mapas de isopropiedades petrofísicas**

Es la representación gráfica de las propiedades petrofísicas de un área determinada, lo cual se realiza con la finalidad de visualizar la distribución y comportamiento de alguna propiedad de interés, generando para cada una de ellas un mapa de contornos a partir de puntos de igual valor de dicha propiedad (CIED, 1997).

Con frecuencia son representados a través de estos mapas los valores de volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ), porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ), arena neta (AN), y en el caso del presente trabajo arena neta gasífera (ANG), los cuales serán descritos a continuación.

### 3.7.1 Tipos de mapas de isopropiedades petrofísicas

a) **Mapa de porosidad efectiva ( $\Phi$ ):** corresponde a un conjunto de isolíneas que representan valores determinados de porosidad efectiva en porcentaje, lo que indica el volumen de poros interconectados en la roca. Excluye los poros aislados y el volumen de poros ocupado por el agua absorbida en los minerales de arcilla y otros granos (Schlumberger, s.f.).

b) **Mapa de arcillosidad ( $V_{sh}$ ):** representa la distribución de las arcillas que se encuentran presentes en el yacimiento, a partir de isolíneas que corresponden a un mismo valor, en porcentaje o fracción, de volumen de arcilla.

c) **Mapa de arena neta (AN):** este mapa representa el total del espesor vertical y la geometría de una roca con calidad de reservorio (valores bajos en el registro GR y altos en el registro de resistividad), presente en un intervalo estratigráfico particular, a partir de un tope y una base previamente definidos (Hermoza, s.f.).

d) **Mapa de arena neta gasífera (ANG):** corresponde a la representación geométrica de la arena neta saturada de hidrocarburo, a partir de valores establecidos en los registros de resistividad, densidad y rayos gamma, lo que permite estimar el espesor de arena con hidrocarburo, que en el caso del presente trabajo será únicamente arena gasífera.

### 3.8 Método para el cálculo de reservas

De acuerdo a lo planteado por DGERT (2005) son diversas las metodologías que se pueden emplear para realizar el cálculo de reservas de hidrocarburos, así como combinaciones entre ellas, destacando al mismo tiempo que las reservas de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones previamente estudiadas.

Igualmente destaca que dicho cálculo se puede describir como un proceso complejo, el cual se efectúa aplicando, a la información geológica y petrofísica del yacimiento, los métodos determinísticos, utilizando dichos métodos valores puntuales que representan el mejor estimado de cada parámetro geológico, de acuerdo a la calidad y cantidad de información con la que se cuenta.

En el caso de la presente investigación se hará uso del método volumétrico, basado en estimar el hidrocarburo original en sitio, que para el campo Copa Macoya se hará la estimación del gas original en sitio (GOES), con base en el modelo geológico que define el área de estudio, las propiedades de la roca y los fluidos presentes, considerando el volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la misma y la porción de hidrocarburo presente en los poros.

Tanto el volumen de gas asociado como el de no asociado, se obtiene mediante la siguiente relación:

$$\text{GOES} = 43.560 \times V \times \Phi \times S_{gi} \times 1/B_{gi} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde,

GOES: Gas Original En Sitio, medido en pie cúbico normal a 14.7 lpc y 60°F (PCN)

43.560: factor de conversión de acres a pies cúbicos

V: volumen de la roca yacimiento (acre.pie)

$\Phi$ : porosidad (%)

$S_{gi}$ : saturación del gas inicial, calculada con respecto a la saturación de agua a partir de la ecuación 1 (%)

1/ $B_{gi}$ : factor de merma del gas medido en pie cúbico normal/pie cúbico a condiciones de yacimiento (PNC/PCY)

$B_{gi}$ : factor volumétrico del gas para la zona de estudio (PCY/PCN)

### **3.9 Método Montecarlo**

Tal como plantea DGERT (2005) la evaluación y exploración de recursos hidrocarbúferos comprende la estimación probabilística de volúmenes no descubiertos de petróleo y gas, considerando las incertidumbres asociadas a un mínimo conocimiento de las variables envueltas o de los procesos geológicos que determinan la presencia o no de hidrocarburos en un área. Es por ello que estas incertidumbres deben cuantificarse a través de diversos escenarios, tomando en

cuenta los diferentes comportamientos de las propiedades geológicas, geoquímicas y petrofísicas de la zona a estudiar.

De acuerdo con DGERT (*op. cit.*), las estimaciones se realizan con simulaciones probabilísticas de Monte Carlo, donde los posibles escenarios volumétricos que pueden existir en una oportunidad exploratoria, considerando también el caso de no existencia de hidrocarburos, se representan en forma de un histograma de rangos de volumen o en forma de una curva acumulada de volumen vs. probabilidad. Una representación esquemática del método, se puede observar en la figura 3.10, donde el valor de GOES estaría representado con la letra N.

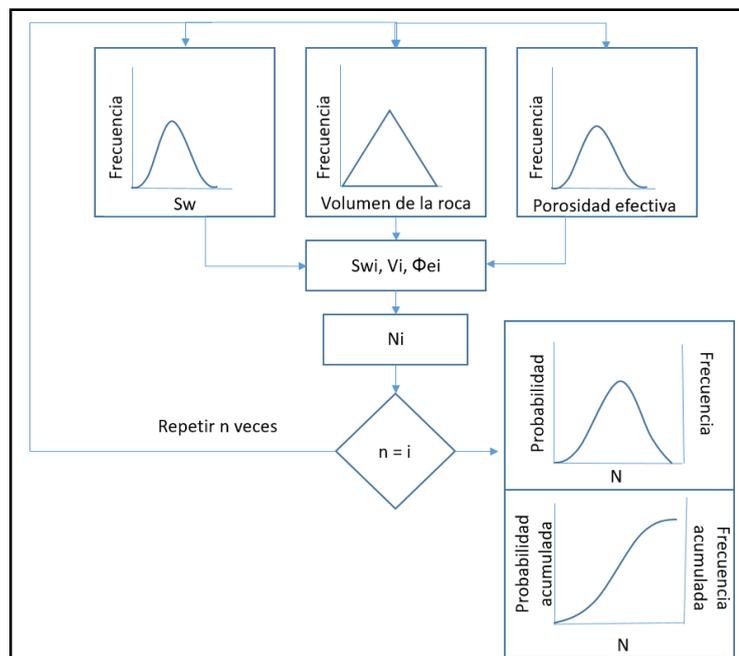


Figura 3.10. Representación esquemática del método de simulación Montecarlo.

## CAPÍTULO IV

### METODOLOGÍA

Para lograr caracterizar un yacimiento es importante que se correlacionen los conocimientos de diversas áreas, en el caso del presente trabajo de investigación fue necesario integrar conocimientos geológicos, geofísicos y del área petrolera, con el objetivo de representar el comportamiento de los estratos en un modelo petrofísico-estratigráfico del área.

En la figura 4.1 se resume el flujo de trabajo empleado durante la ejecución de la investigación, el cual comprende las diversas fases que se desarrollaron para alcanzar cada uno de los objetivos planteados y las cuales serán descritas con mayor detalle en este capítulo. Inicialmente se desarrolló la etapa de revisión de los estudios previos realizados en la zona, así como la carga y verificación de registros de cada uno de los pozos, seguidamente se dio paso a la fase de identificación y correlación estratigráfica-estructural, posteriormente a una fase de estudio de las propiedades petrofísicas y, por último a la fase de estimación de posibles prospectos ubicados en la zona.

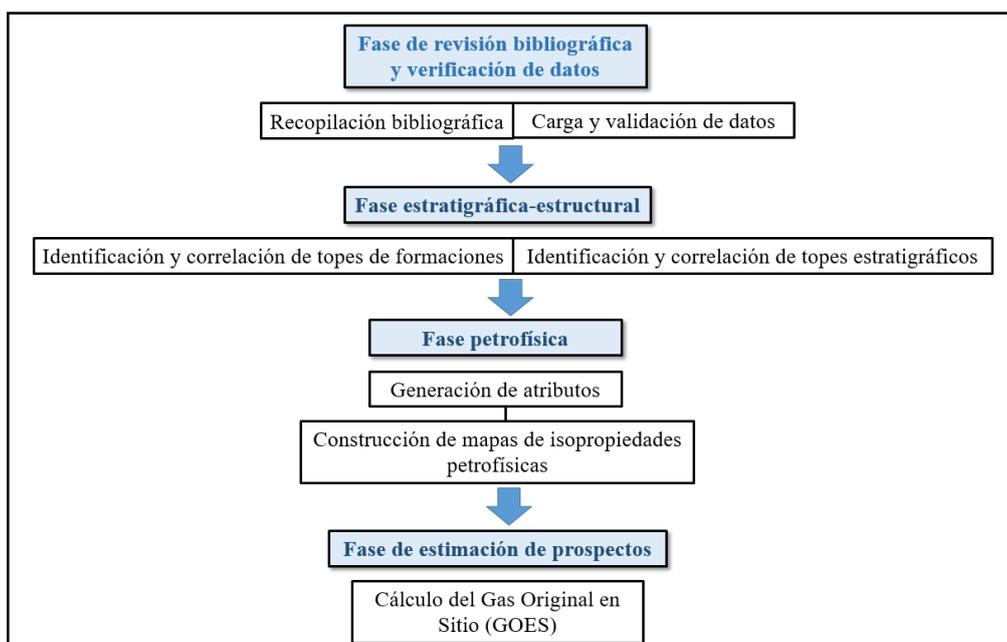


Figura 4.1. Flujograma de trabajo.

#### 4.1 Revisión bibliográfica

Durante esta etapa se hizo una revisión de los trabajos previos realizados en el área, con la finalidad de conocer los resultados obtenidos en cada uno de ellos y la interpretación correspondiente. Dentro de los trabajos revisados, se logró encontrar investigaciones enfocadas en la aplicación de atributos sísmicos, para la identificación de estructuras presentes en el área, así como trabajos donde habían sido definidos algunos topes de las principales formaciones del campo, siendo todos ellos de gran utilidad para la presente investigación, tal como se destacó en los antecedentes.

#### 4.2 Carga y validación de datos

Los datos utilizados en la investigación corresponden a la información de registros provenientes de 23 pozos distribuidos a lo largo del área en estudio, tal como se muestra en la figura 4.2.

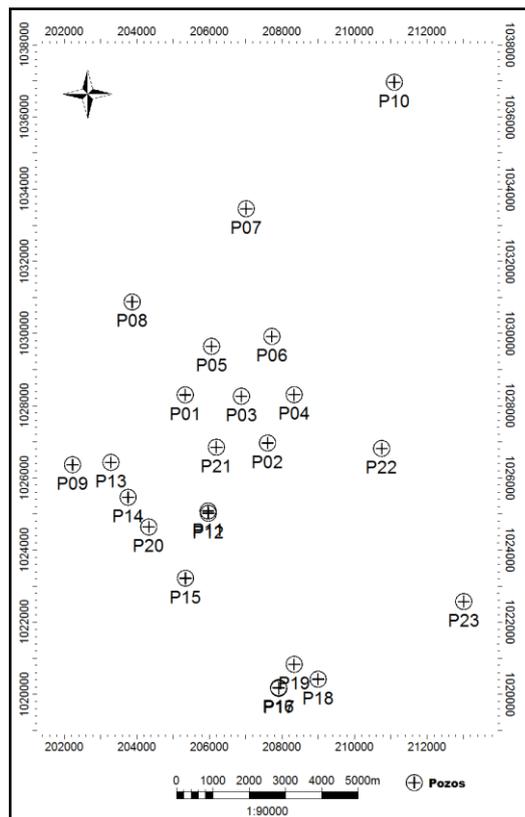


Figura 4.2. Mapa de ubicación de los pozos.

Dichos pozos fueron cargados en el programa Petrel, en su versión 2010.2.2, con el fin de visualizarlos y poder identificar los registros que contenían cada uno de ellos, para realizar, a partir de la información visualizada, un inventario donde se describe el número de pozos por tipo de registro, tal como se muestra en la tabla 4.1, con la intención de organizar dicha información.

Tabla 4.1. Inventario de registros de pozos

Tipo de registro	Nº de pozos por registro
SP	22
GR	20
CAL	18
RHOB	16
PHIE	13
SN	13
DRHO	8
NPHI	8
RXOZ	6
ILD	5
HCAL	5
HDRA	5
DTCO	4
DT4P	4
BS	4
RHOZ	4
ILM	3
AHT10	3
AHT20	3
AHT30	3
AHT60	3
AHT90	3
DTSM	2
LLD	2
LLS	2
DT4S	1
DT	1

Para cargar los pozos en el programa fue creado un proyecto nuevo en el cual fueron importados los pozos uno a uno, ingresando las coordenadas UTM correspondientes. Se escogió como sistema de referencia SIRGAS-REGVEN WGS-84, zona 20N, considerando que los datos de los trabajos previos realizados en el área se encontraban en dicho sistema, y más adelante se haría uso de algunos de esos datos para correlacionar, por lo que se decidió unificar el sistema de coordenadas. También, fue ingresado para cada pozo su correspondiente valor de *Kelly Bushing* (KB), el resto de la información de los pozos, como las profundidades iniciales (Top MD) y finales (Bottom MD) de medición de cada uno,

se encontraba contenida en sus respectivos *headers* y fue ingresada al programa de manera automática al importarlos.

Luego de ello se logró visualizar la distribución de los pozos con sus respectivos registros, tal como se observa en la figura 4.3.

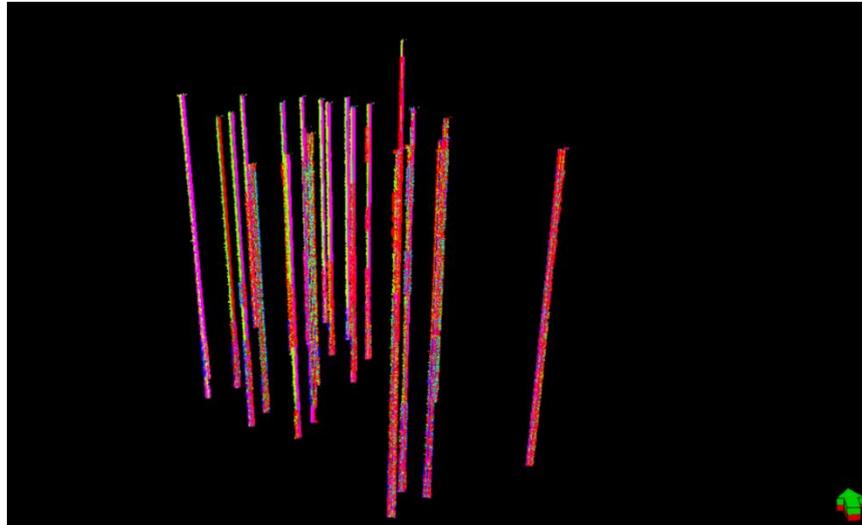


Figura 4.3. Visualización de los pozos con sus respectivos registros.

### **4.3 Fase estratigráfica-estructural**

Esta fase corresponde a la descripción de los procedimientos realizados para la lograr la identificación de los topes tanto formacionales, como estratigráficos. De igual manera, se detallan los aspectos más relevantes considerados para la correlación realizada a partir de dichos topes en todos los pozos, siempre y cuando el pozo contara con registro en las profundidades donde fueron identificados los mismos.

Es importante destacar que para realizar la identificación y correlación de los topes, previamente se estableció una escala fija para los registros, de manera de observarlos a una misma profundidad, y se delimitaron las zonas de arenas y lutitas a partir de la opción *curve filling*, estableciendo el valor de 70° API en el registro de rayos gamma como límite entre ambas litologías. Las zonas de arena fueron identificadas con color amarillo, mientras que las zonas correspondientes a lutitas fueron identificadas con color verde.

#### **4.3.1 Identificación y correlación de topes estructurales**

De acuerdo a trabajos previos realizados en el campo, se identificó la profundidad de los topes correspondientes a las formaciones Chaguaramas (Top-Chag), Roblecito (Top-Rob) y La Pascua (Top-LaP) sobre el registro de rayos gamma, tomando en consideración el comportamiento del registro de resistividad y sónico de ambos pozos para las formaciones Roblecito y La Pascua, con el fin de obtener un amarre lateral más confiable de los topes estructurales.

A partir de los pozos 1, 2 y 3 (identificados en la figura 4.4 como V1, V2 y V3) del trabajo realizado por Villanueva (2013) se realizó la correlación de los topes de las formaciones Roblecito y La Pascua con los pozos P20, P22 y P23 del presente trabajo, respectivamente, considerando que entre dichos pozos se contaba con una mínima distancia de separación, tal como se observa en la figura 4.4, y además se pudo verificar que el registro de rayos gamma para los pozos usados en la correlación presentaba una tendencia bastante similar (ver figuras 4.5, 4.6 y 4.7), lo que facilitó la identificación de dichos topes de acuerdo a los paquetes de arena presentes.

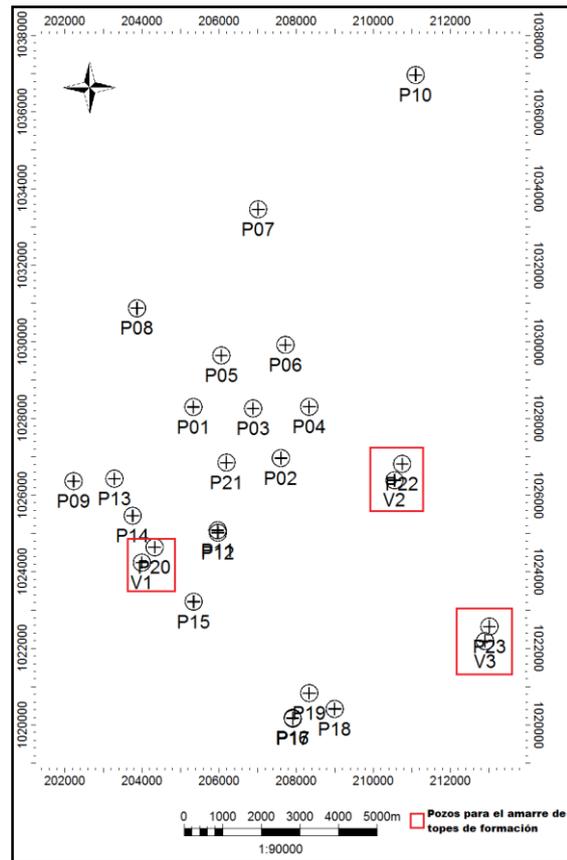


Figura 4.4. Ubicación de pozos para el amarre de los topos de las formaciones Roblecito y La Pascua, mostrados dentro de los polígonos rojos.

En la figura 4.5, se muestran los pozos que fueron utilizados para realizar el amarre de la Formación Roblecito, tal como fue señalado anteriormente, donde se puede apreciar como coincide el registro de rayos gamma para ambos pozos, así como el registro sísmico y de saturación de agua.

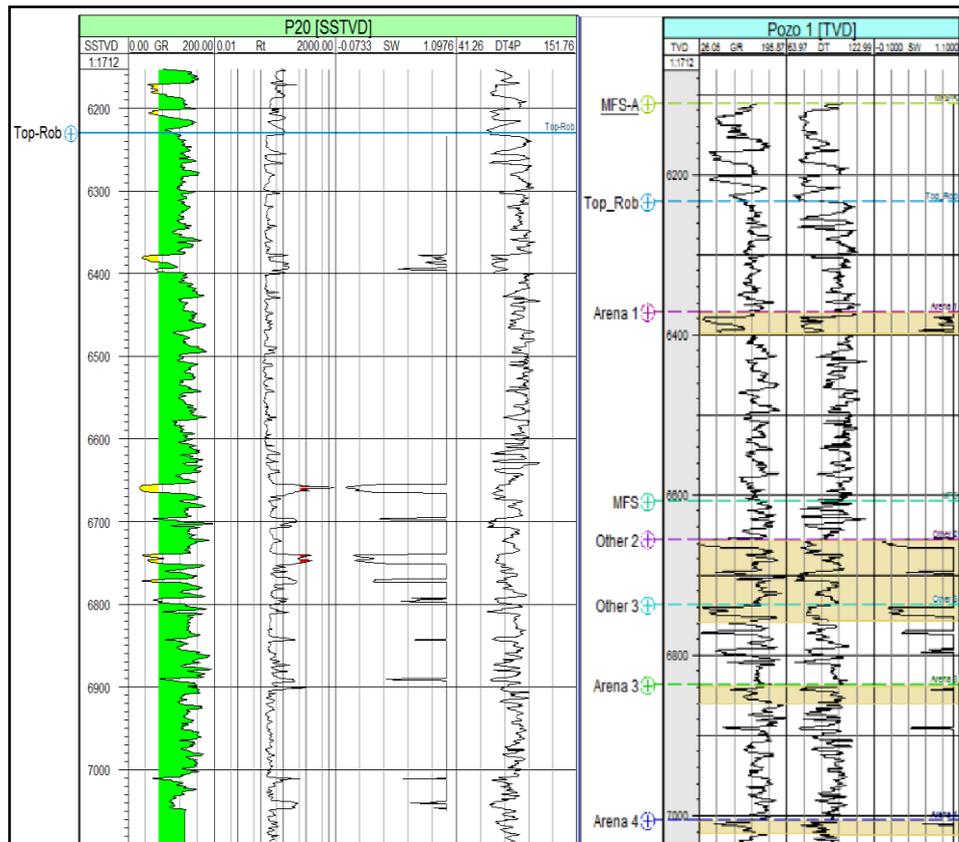


Figura 4.5. Identificación del tope de la Formación Roblecito a partir del pozo P20 (izquierda) del presente trabajo y el Pozo 1 (derecha) tomado de Villanueva (2013).

Es importante destacar que no todos los pozos contaban con registro hasta la profundidad donde se encontraba el tope de la Formación La Pascua, el cual se ubicaba entre 7600 pies y 7800 pies, por lo que este tope fue definido solo en aquellos pozos donde se tenía registro en ese rango de profundidad, realizando el amarre inicialmente en los pozos P22 y P23 (figuras 4.6 y 4.7) para luego trasladarlo al resto de los pozos.

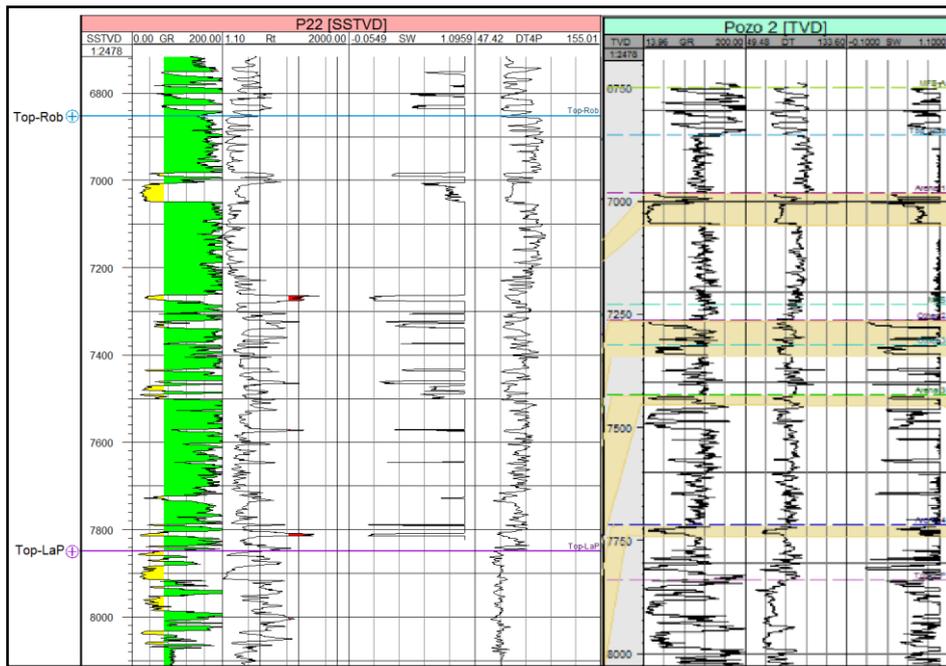


Figura 4.6. Identificación del tope de la Formación Roblecito y Formación La Pascua a partir del pozo P22 (izquierda) del presente trabajo y el Pozo 2 (derecha) tomado de Villanueva (2013).

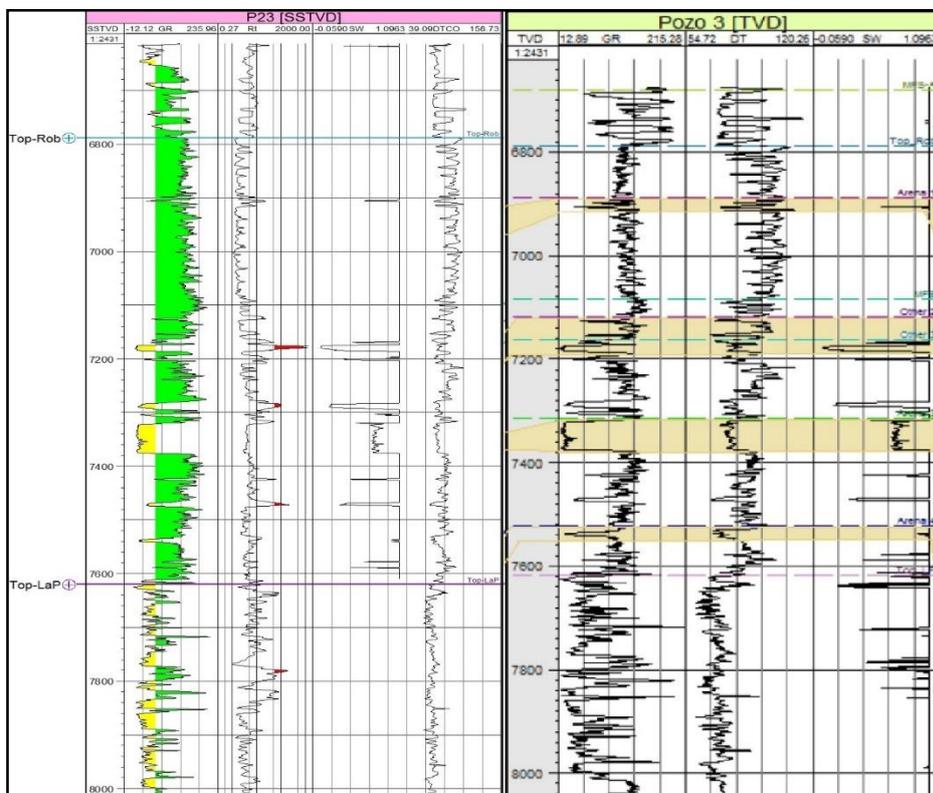


Figura 4.7. Identificación del tope de la Formación Roblecito y Formación La Pascua a partir del pozo P23 (izquierda) del presente trabajo y el Pozo 3 (derecha) tomado de Villanueva (2013).

Con respecto a la identificación del tope de la Formación Chaguaramas, se tomó como referencia la profundidad establecida en el trabajo de Pérez (2009) realizado en el mismo campo, correlacionando el registro de rayos gamma y de resistividad del pozo 2 de dicho trabajo con el pozo P22 de la presente investigación. Se partió de la identificación de una arena de interés, descrita con un espesor aproximado de 100 pies, el cual coincide en los registros de ambos pozos, siendo esta arena identificada como Top-Arena 1 en los registros del presente trabajo, tal como se muestra en la figura 4.8. El tope de la Formación Chaguaramas fue identificado en 10 pozos de los 23 usados en este trabajo, debido a que el resto no contaba con registro de rayos gamma en la profundidad donde correspondía ubicarlo, dicho tope se ubica 2600 pies por encima del tope de la arena mencionada anteriormente, lo que corresponde a una profundidad entre 1500 y 2000 pies para el resto de los pozos del área.

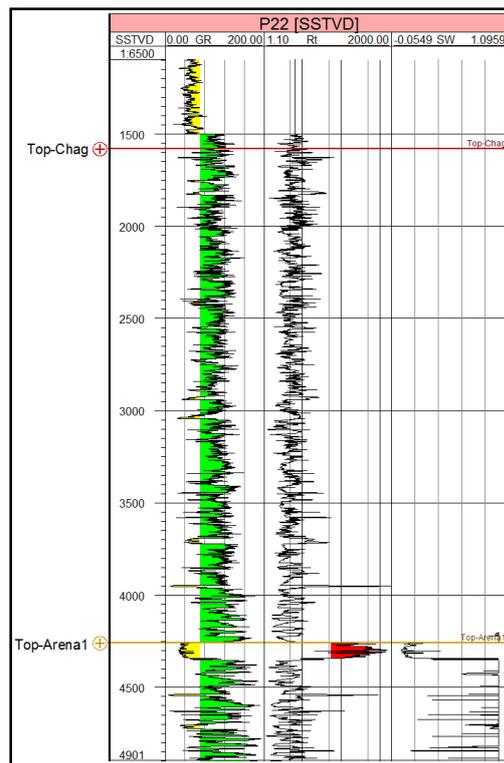


Figura 4.8. Identificación de tope de la Formación Chaguaramas en pozo P22 y tope de la arena 1 (Top-Arena 1).

A partir de la identificación de los topes anteriormente mencionados (figura 4.9), se hizo la correlación lateral con el resto de los pozos, partiendo del registro de rayos gamma de cada uno de ellos, usado como discriminador litológico, en el cual los valores máximos se asociaron a la presencia de lutitas debido al alto contenido de materia orgánica que las caracteriza y los menores valores asociados a areniscas. Igualmente cabe destacar que en aquellos pozos donde se contaba con registro de resistividad, dicho registro fue utilizado como discriminador de fluidos, asociando los valores de resistividad por encima de 100 Ohm.m a la presencia de gas, mientras que los valores más bajos fueron asociados a la presencia de fluidos, que por tratarse de un yacimiento bifásico, corresponderían a la presencia de agua. Por lo tanto, los dos registros antes mencionados fueron usados simultáneamente para identificar los paquetes de arena que tenían correspondencia lateral y, así ubicar cada uno de los topes en el registro, partiendo de las profundidades establecidas en los pozos P20, P22 y P23. Además, es importante resaltar que dichos topes delimitaron tres zonas (figura 4.9), lo cual permitió más adelante hacer un estudio por separado de las propiedades petrofísicas en cada una de ellas.

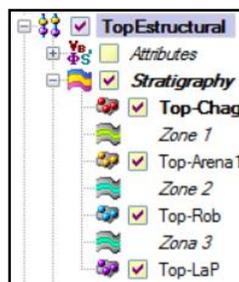


Figura 4.9. Topes de formación identificados y zonas delimitadas a partir de ellos.

De acuerdo a lo mostrado en la figura 4.9, la zona 1 se encontró limitada en la parte superior por el tope de la Formación Chaguaramas y en la base por el tope de la arena 1, mientras que la zona 2 se encontraba limitada al tope por la arena 1 y en la base por el tope de la Formación Roblecito, por último la zona 3, correspondiente a la sección más profunda de la zona, se encontró limitada en la parte superior por el tope de la Formación Roblecito y en la base por el tope de la Formación La Pascua.

La correlación se realizó a partir de dos perfiles, el perfil AB trazado en dirección N30E (figura 4.10) y el perfil CD trazado en dirección N50O (figura 4.11), de manera de correlacionar los pozos más cercanos a aquellos pozos donde se había realizado el amarre de los topes y, posteriormente ir trasladando los topes a los pozos restantes con el fin de verificar su continuidad en la zona.

#### 4.3.2 Identificación y correlación de eventos estratigráficos

La identificación de los eventos estratigráficos se realizó en 20 pozos, los cuales contaban con registro de rayos gamma más completo, asociando los valores mínimos en el registro a la presencia de arenas (curva progradante) y los máximos a lutitas (curva retrogradante), lo que permitió identificar eventos regresivos y transgresivos, respectivamente. Se identificaron cinco (5) eventos, para lo cual se empleó la abreviatura Tn para los eventos transgresivos y Rn para los correspondientes a las regresiones (figura 4.10).

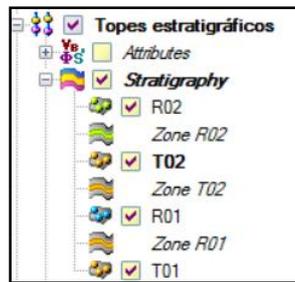


Figura 4.10. Eventos estratigráficos identificados en los registros de pozos.

Para la correlación de los eventos estratigráficos, se partió de los dos perfiles descritos anteriormente (perfil AB y CD), los cuales se muestran en las figuras 4.10 y 4.11, de manera que se garantizara una buena correlación lateral entre pozos.

Tal como fue mencionado anteriormente, fueron trazados dos perfiles con el fin de describir la estratigrafía de la zona, así como estudiar la variación en profundidad de los topes de las formaciones presentes en el campo. El primer perfil, identificado como perfil AB, fue trazado con una dirección aproximada N30E, tomando la información de los registros correspondientes a los pozos P10, P03, P21, P11 y P20 (figura 4.11), es importante resaltar que el pozo P06 se ubica en la zona donde fue

trazado el perfil, pero no fue considerado para la correlación debido a que no cuenta con registro de rayos gamma. La dirección del perfil AB fue escogida tomando en consideración la dirección de las fallas descritas para el campo, tanto a nivel de la Formación Chaguaramas identificadas por Pérez (2009), como a nivel de la Formación Roblecito de acuerdo a lo planteado por Villanueva (2013).

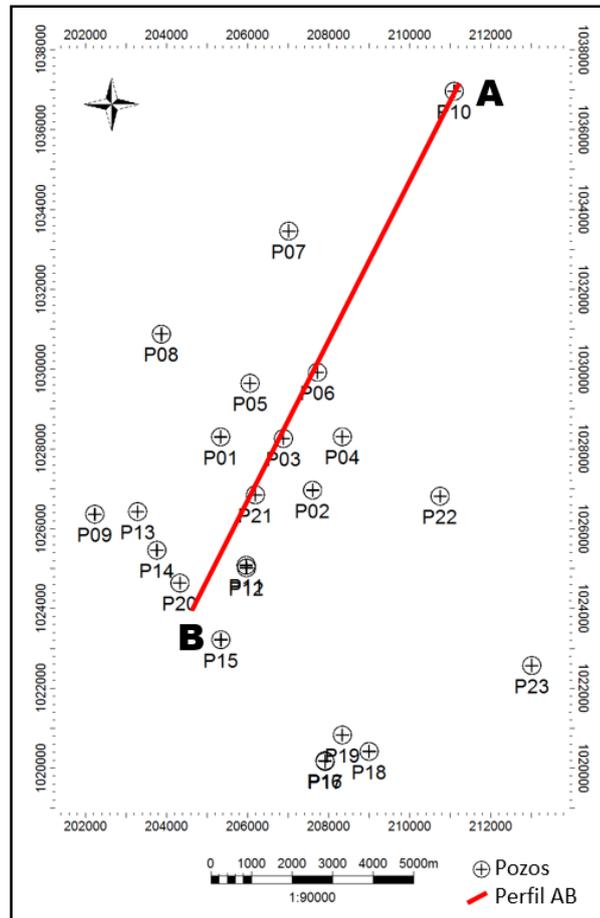


Figura 4.11. Perfil AB en dirección N30E.

Con relación al segundo perfil, identificado como perfil CD, fue trazado con una dirección aproximada N50O (figura 4.12) de manera que se ubicara de forma casi perpendicular a las fallas presentes en la zona, y a su vez al perfil descrito anteriormente. Fueron considerados para este perfil los pozos P08, P03, P02, P22 y P23, que a pesar de no encontrarse todos ubicados sobre la línea que define el perfil, se encuentran en las zonas próximas a él.

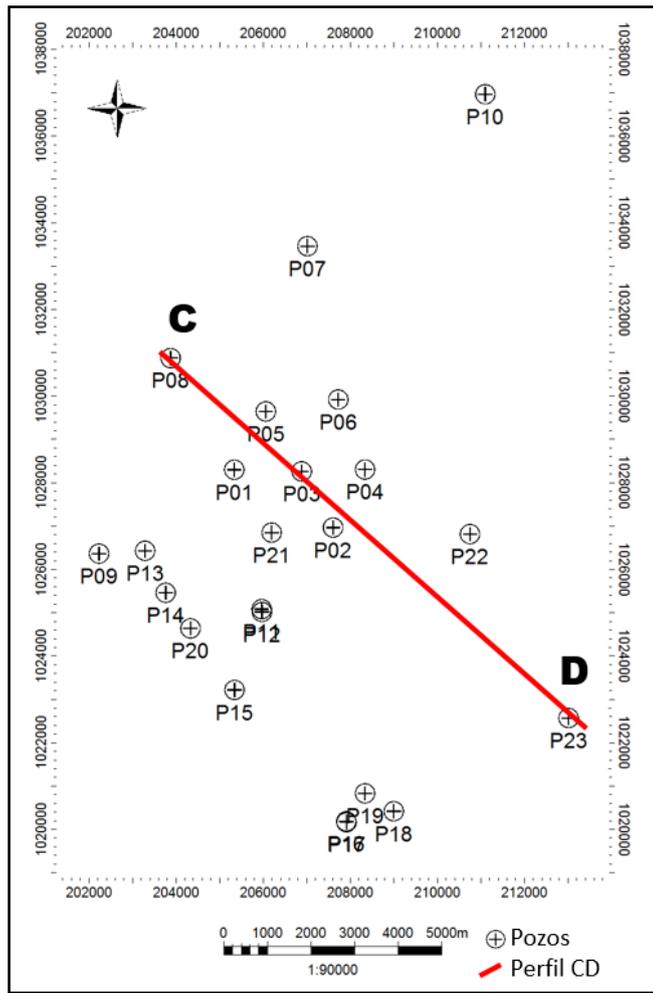


Figura 4.12. Perfil CD en dirección N50O.

#### 4.4 Fase petrofísica

Durante esta fase fueron creados algunos registros de propiedades petrofísicas, y a partir de ellos se generaron atributos de espesor de arena neta y arena neta gasífera, volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua y saturación de gas, con los cuales se procedería a crear los mapas de isopropiedades para evaluar la variación de cada una de ellas en el área.

Los mapas fueron generados para las tres (3) zonas delimitadas por los topes de formación previamente establecidos, identificadas como zona 1, zona 2 y zona 3.

#### 4.4.1 Generación de registros y construcción de mapas de isopropiedades

A partir de los registros con los cuales contaban los pozos, fueron creados los siguientes registros y su respectivo atributo: arena neta (AN), arena neta gasífera (ANG), volumen de arcilla (Vsh), porosidad estimada y, a partir de ella se realizó el cálculo de porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ), y saturación de gas ( $S_g$ ), con el objetivo de generar posteriormente los mapas antes mencionados.

Para la generación del registro de arena neta (AN), se estableció un límite de 70° API en el registro de rayos gamma con el fin de discriminar arenas de lutitas, mientras que para el registro de arena neta gasífera (ANG) se conservó la condición anterior y adicionalmente se agregó la condición de valores de resistividad mayores a 100 Ohm.m, para asegurar la presencia o no de gas. Los registros fueron calculados a partir de las ecuaciones que se muestran en la figura 4.13.

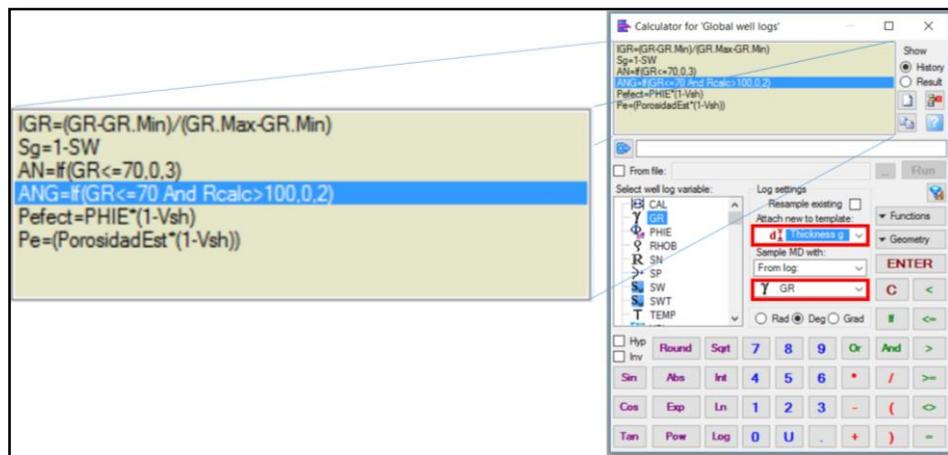


Figura 4.13. Generación de registros de arena neta (AN) y arena neta gasífera (ANG), resaltando las ecuaciones utilizadas y, en rojo, los ajustes establecidos.

A partir del registro de saturación de agua ( $S_w$ ) de los pozos, fue calculada la saturación de gas ( $S_g$ ) a través de la calculadora del programa, mediante la ecuación 1 descrita en el capítulo anterior, considerando que se trata de un yacimiento bifásico. Es importante destacar que la mayoría de los pozos contaban con registro de  $S_w$  únicamente en las profundidades que

correspondían a la zona 3 (Formación Roblecito), por lo que la saturación de gas fue calculada únicamente para esa zona destacando que contaba con una mayor densidad de datos, mientras que para la zona 2 (parte inferior de la Formación Chaguaramas) solo se contaba con registro en dos pozos. Para la zona 1 no se contó con registro de Sw.

Por otra parte, para la creación del registro de volumen de arcilla (Vsh), inicialmente se realizó el cálculo del índice lineal del registro de rayos gamma (IGR) a partir de valores del registro antes mencionado, mediante la ecuación 3 que se describe a continuación.

$$IGR = \frac{GR - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde,

IGR: índice lineal de rayos gamma (%).

GR: valor del registro de rayos gamma a una profundidad dada (°API).

GR<sub>máx</sub>: valor máximo en el registro de rayos gamma, correspondiente a una formación arcillosa (°API).

GR<sub>mín</sub>: valor mínimo en el registro de rayos gamma, correspondiente a una formación limpia de arcilla (°API).

Luego de realizar el cálculo en Petrel, tal como se muestra en la figura 4.14, fue creado el registro de IGR, para posteriormente calcular, a partir de él, el volumen de arcilla de la zona (Vsh).

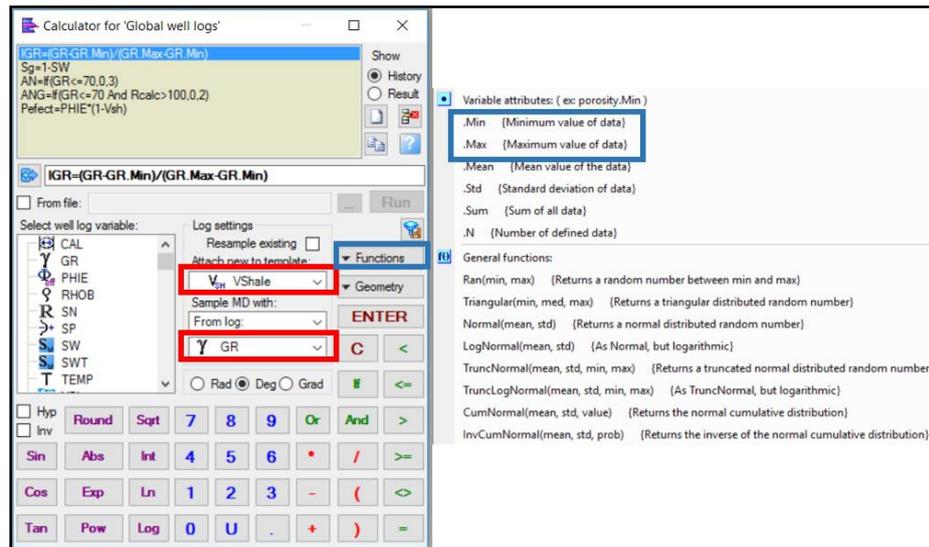


Figura 4.14. Cálculo del IGR en Petrel, detallando, en azul, la función para la selección automática del valor mínimo y máximo del registro y en rojo los ajustes.

A través de la ecuación 4 mostrada a continuación, la cual representa el volumen de arcilla para rocas terciarias de acuerdo al modelo de Larionov (1969) descrito por Schön (2011), fue calculado y generado el registro de Vsh.

$$V_{sh} = 0.083 * (2^{3.7 * IGR} - 1) \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde,

Vsh: volumen de arcilla (%).

IGR: índice lineal del registro de rayos gamma (%).

El cálculo de Vsh fue realizado en *Excel*, pozo a pozo, y posteriormente fue importado el registro a Petrel, para la generación de los mapas de arcillosidad y el cálculo de la porosidad efectiva.

Para los mapas de porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ), fue estimado un registro de porosidad a partir del registro de densidad (RHOB) con el cual contaban los pozos, debido a que no se contaba con registro de porosidad para un gran número de ellos. Este procedimiento fue realizado directamente con la

opción *Log estimator* de Petrel. Posterior a esto se calculó la porosidad efectiva, a través de la ecuación 5 que se muestra seguidamente.

$$\Phi_e = \Phi_{est} * (1 - V_{sh}) \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde,

$\Phi_e$ : porosidad efectiva de la zona (%).

$\Phi_{est}$ : porosidad estimada a partir del registro de densidad (%).

$V_{sh}$ : volumen de arcilla (%).

Luego de haber creado los registros anteriormente explicados, se procedió a generar un atributo por cada registro para poder construir los mapas de isopropiedades.

Se crearon atributos de tipo continuo a partir de los registros, para el caso de arena neta (AN) y arena neta gasífera (ANG) estos representarían el espesor en pies de las arenas presentes. Mientras que, para los atributos de porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ), saturación de agua ( $S_w$ ), saturación de gas ( $S_g$ ) y volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ), representarían el porcentaje de cada propiedad a lo largo de la zona de estudio.

Fueron creados tal como se detalla en la figura 4.15, donde se destaca en color rojo la identificación del atributo, y en azul los ajustes que debían realizarse. Este procedimiento se repitió para cada registro de los antes mencionados.

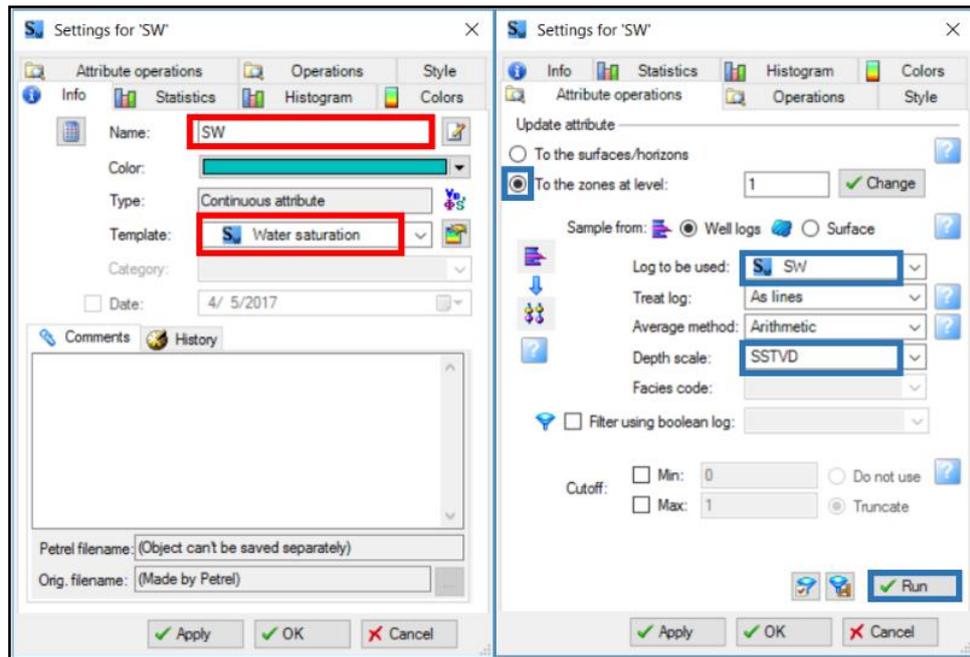


Figura 4.15. Creación de atributos para generar mapas de isopropiedades petrofísicas.

Posteriormente, fueron generados los mapas de isopropiedades para las tres zonas delimitadas con los topes de formación, un total de cuatro (4) mapas tanto para la zona 1, como para la zona 2 y cinco (5) mapas para la zona 3. Cabe resaltar que los mapas fueron creados con base a los pozos que contaban con el registro necesario para generar cada uno de ellos, siempre y cuando existiera dicho registro en el rango de profundidad de cada zona, por lo que en la tabla 4.2 se muestra el número de pozos utilizado para crear cada registro, los cuales luego permitirían la creación de los mapas.

Tabla 4.2. Parámetros para la generación de registros.

Registro a crear	Registro usado para el cálculo	Nº de pozos usados en el cálculo	Condición
Arena neta (AN)	<i>Gamma ray</i> (GR)	20	GR≤70
Arena neta gasífera (ANG)	<i>Gamma ray</i> (GR) y resistividad (R)	8	GR≤70 y R>100
Volumen de arcilla (Vsh)	<i>Gamma Ray</i> (GR)	20	Valor de IGR
Saturación de gas (Sg)	Saturación de agua (Sw)	22	Sg=1-Sw
Porosidad estimada (Φest)	Densidad (RHOB)	16	Contar con registro RHOB

Es importante mencionar que para generar los mapas fue establecido un polígono que delimitara el área donde se deseaba ver el comportamiento de las propiedades antes mencionadas, dentro del cual se abarcó la zona de ubicación de todos los pozos. Por otra parte, es importante resaltar que fue utilizado el método de interpolación convergente, el cual es sugerido por el sistema para los casos en los que se cuenta con poca densidad de pozos, tal como se muestra en la figura 4.16, donde también se puede observar la selección de los parámetros necesarios para crear los mapas, procedimiento que se repitió para cada zona y cada atributo, con el objetivo de obtener un mapa para cada propiedad correspondiente a cada una de las zonas delimitadas por los topes de formación.

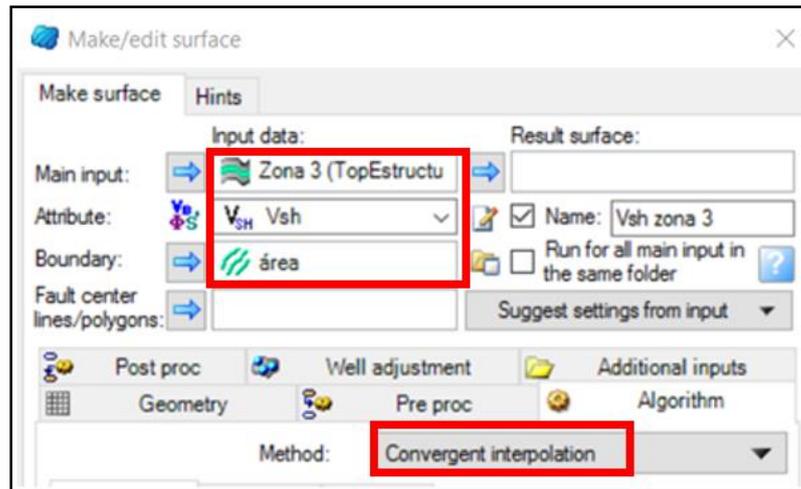


Figura 4.16. Parámetros para generar mapa de volumen de arcilla correspondiente a la zona 3, como ejemplo para el resto de los mapas.

Luego de generar los mapas, fueron verificados los valores representados en ellos, así como la tendencia que mostraban, de manera de identificar algún error debido a la falta de información en algunas zonas o alguna irregularidad.

#### 4.5 Fase de estimación de prospectos

Durante esta última fase, se realizó la identificación y estimación en volumen de los posibles prospectos gasíferos de la zona, de acuerdo al comportamiento de las propiedades petrofísicas evaluadas en la fase anterior, dicha estimación se realizó a partir de la ecuación 2 descrita en el capítulo III, correspondiente al gas original en sitio (GOES) de un área determinada, medido en pies cúbicos normales (PCN). La estimación del GOES se hizo a través del programa *Oracle Crystal Ball* ejecutado en *Excel*, basándose en el método de simulación Montecarlo, explicado en capítulos anteriores.

Tomando en consideración las zonas delimitadas en la primera fase, los valores de GOES fueron calculados para un prospecto en la zona 2 (limitada por el tope de la arena 1 y en la base por el tope de la Formación Roblecito) y para dos prospectos en la zona 3 (limitada por el tope de la Formación Roblecito y en la base por el tope de la Formación La Pascua). Inicialmente fueron ordenados los datos de porosidad, saturación de agua, espesor de ANG y área de los pozos que fueron seleccionados

para cada prospecto (figura 4.17), destacando que los pozos usados para el prospecto 1 (zona 2) y prospecto 2 (zona 3), fueron: P22 y P23, y en el caso del prospecto 3 (zona 3), se utilizaron los datos de los pozos: P02, P11, P13, P20 y P21.

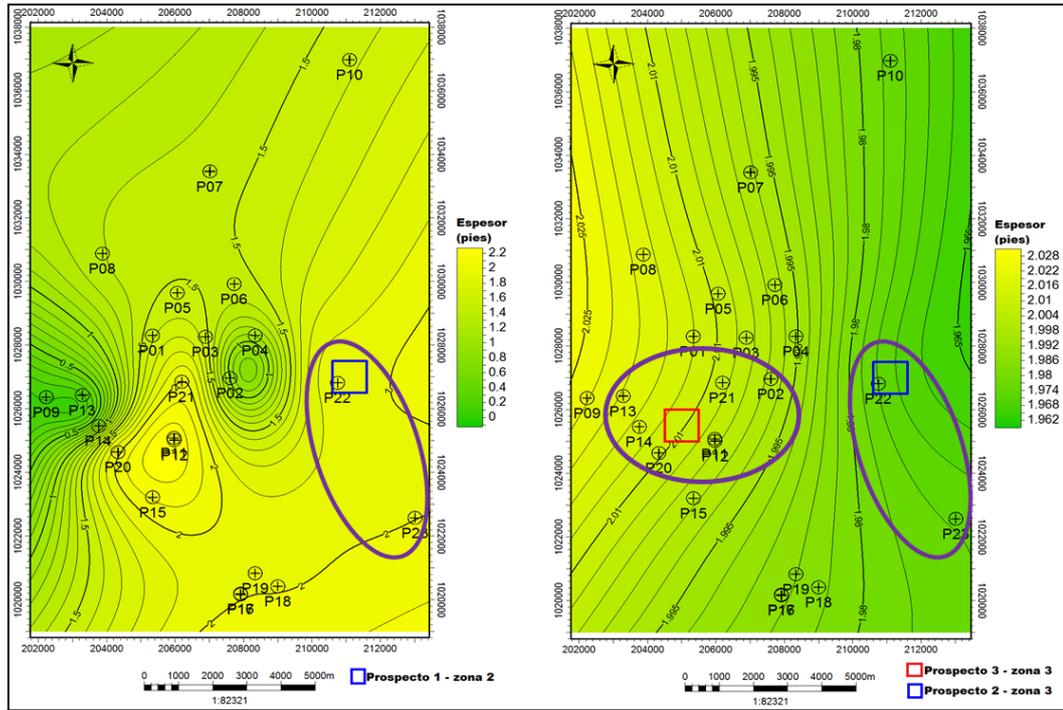


Figura 4.17. Selección de pozos para el cálculo de GOES de cada prospecto, resaltados en óvalos morados.

Es importante señalar que se utilizaron los valores promedio de porosidad y saturación de agua por pozo (figura 4.18), calculados para las profundidades donde se ubicaba el prospecto, a partir de los valores de los registros extraídos de Petrel. Los datos necesarios para aplicar la ecuación del cálculo de GOES fueron organizados por prospectos en hojas separadas en *Excel* (figura 4.18), con el fin de definir una distribución de probabilidad a cada variable de la ecuación, en función de la tendencia de los valores de cada una de ellas, lo que permitió definir el rango de dichas variables, los cuales se pueden observar en la tabla 4.3.

	A	B	C	D	E
1	Prospecto 1 - zona 2				
2					
3			Área	247.1	
4			Espesor	1.94	
5			Porosidad	0.10733242	
6			Sw	0.95138973	
7			Bg	0.00586592	
8					
9		GOES		18573127.2	
10					
11				Pe	Sw
12		Promedio		0.10733242	0.95138973
13					
14					
15	22	Pe	0.10850912		
16		Sw	0.93283066		
17					
18					
19	23	Pe	0.10615571		
20		Sw	0.96994879		

Figura 4.18. Datos correspondientes al prospecto 1 ubicado en la zona 2.

Las simulaciones consistieron en repetir 10.000 veces el cálculo del GOES, destacando que dicho valor corresponde al promedio de pruebas que se sugiere realizar, de acuerdo con DGERT (2005), todo esto con el fin de realizar una comparación de los posibles valores de GOES de acuerdo a variaciones en los parámetros que influyen en su comportamiento, como son las propiedades petrofísicas de las zonas de ubicación de los prospectos.

Lo anteriormente expuesto permitió utilizar distintas distribuciones de probabilidad para cada una de las variables que conforman la ecuación de volumen del gas original en sitio. Siendo así, el factor volumétrico fue constante para todos los prospectos, al igual que el área, la cual fue definida para ambas zonas con una extensión de 247.10 acres equivalente a 1 km<sup>2</sup>. Para los valores de porosidad y saturación de agua se escogió una distribución logarítmica normal (figura 4.19) debido a que los valores variaban entre 0 y 1, y en el caso del espesor fue utilizada una distribución de tipo triangular (figura 4.19), considerando, para esta última variable, que se cuenta con un valor mínimo, un valor máximo y un valor frecuente en la zona. El volumen, a usar en la ecuación, fue calculado a través de un valor aproximado del área de ubicación del prospecto, medido sobre el mapa de arena neta gasífera en acres y transformado a pies, mencionado previamente, el cual fue multiplicado por el espesor de dicha área.



Figura 4.19. Distribuciones de probabilidad asignadas a las variables de la ecuación para el cálculo del GOES.

Las distribuciones antes mencionadas, fueron establecidas al seleccionar la opción “definir suposición” tal como se muestra en la figura 4.20, mostrando posteriormente una ventana con la representación gráfica de la distribución seleccionada y los campos para ajustar el valor mínimo y máximo de la variable a definir. En las preferencias de ejecución (figura 4.20, extremo superior derecho) fue fijado el número de simulaciones a realizar, siendo igual a 10.000 pruebas, tal como se describió anteriormente, con velocidad extrema.

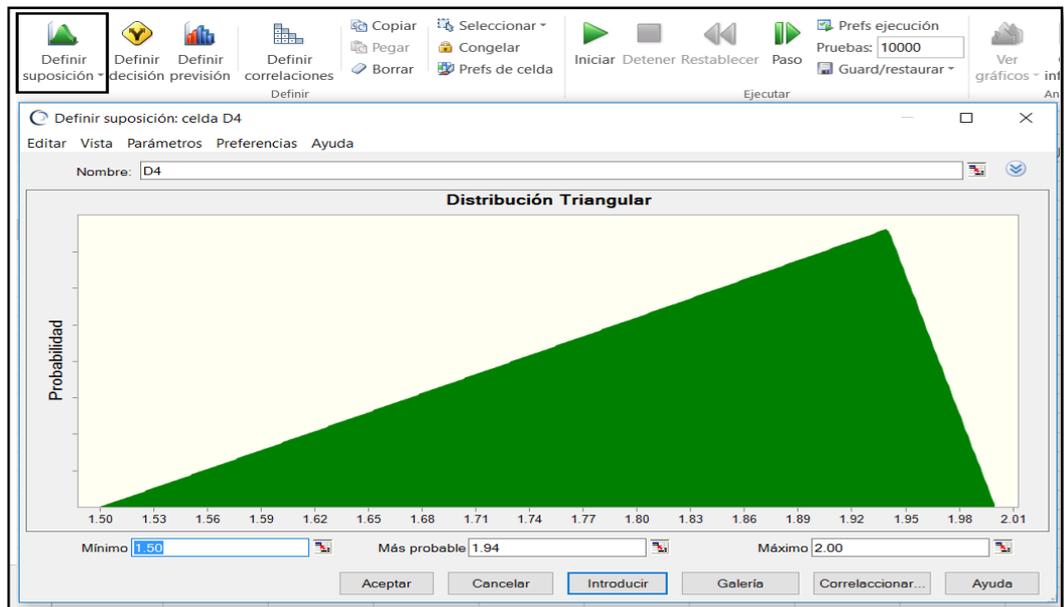


Figura 4.20. Definición de suposiciones con *Crystal Ball*.

Luego de definir los parámetros, se procedió a establecer la ecuación de GOES en el programa, a través de la opción “definir previsión”, donde fue seleccionada la celda en la cual había sido definida la ecuación, tal como se observa en la figura

4.21. Posteriormente, se ingresaron las unidades correspondientes a dicho valor, lo cual corresponde a pies cúbicos normales, identificado en los histogramas como PCN. Seguidamente a los pasos antes mencionados, fueron generados los histogramas de frecuencia y frecuencia acumulada para cada prospecto, de los cuales se obtuvo valores de media, desviación estándar, así como los valores de probabilidad y frecuencia de cada valor de GOES. Igualmente junto a los histogramas fueron mostrados los valores de GOES correspondientes a cada percentil, con el fin de identificar directamente el valor de gas original en sitio correspondiente a cada porcentaje de probabilidad.

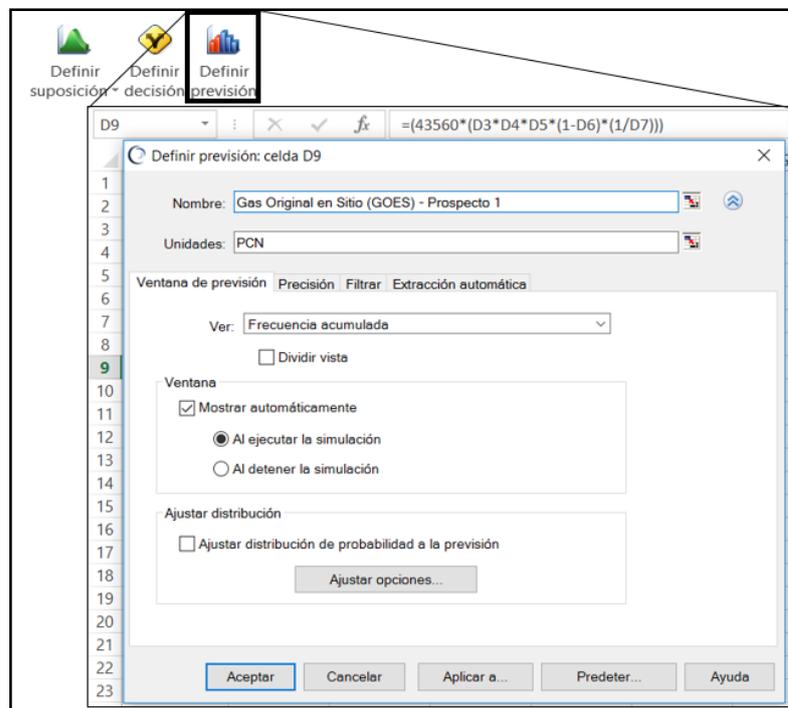


Figura 4.21. Definición de previsión con *Crystal Ball*.

En la tabla 4.3, mostrada a continuación, se detallan los rangos de los valores utilizados para las simulaciones, destacando que se hizo uso del valor de factor volumétrico del gas ( $B_{gi}$ ), correspondiente a campos de gas en el estado Guárico, de acuerdo a un estudio realizado por Rengifo (2005), el cual es igual 0.00586592 PCY/PCN.

Tabla 4.3. Resumen de los parámetros utilizados para el cálculo de GOES

Prospecto	Área (acres)	Espesor de ANG (pies)	Porosidad (%)	Sw (%)	Bgi (PCY/PCN)
1	247.10	1.5 - 2	0.01 – 0.15	0.92 – 0.96	0.00586592
2	247.10	1.96 – 1.99	0.12 – 0.17	0.93 – 0.95	0.00586592
3	247.10	1.98 – 2.03	0.12 – 0.17	0.94 - 0.98	0.00586592

## CAPÍTULO V

### RESULTADOS Y ANÁLISIS

#### **5.1 Perfiles y correlación de topes de formación y topes de eventos estratigráficos.**

Con relación a los topes de formación identificados en los pozos correspondientes al perfil AB (N30E), trazado en dirección paralela a las fallas presentes en el campo, se puede observar (figura 5.1) que, los topes de las formaciones La Pascua y Roblecito tienden a profundizar hacia el norte, lo que indica que luego de la depositación de la última formación mencionada, ocurrió un fallamiento de tipo normal en esa zona. Mientras que hacia el sur, se observan cambios en las profundidades de los topes de las formaciones La Pascua, Roblecito y el tope de la arena 1, indicando la posible presencia de estructuras tipo *graben*, asociándose dicha estructura a la existencia de una sucesión de fallas de tipo normal en esa zona. Es importante destacar la diferencia de profundidad de norte a sur de la Formación Roblecito de 7000 pies a 6200 pies, lo que indica una diferencia aproximada de 800 pies entre el pozo P10 ubicado al NE y el pozo P20 ubicado al SO.

Hacia la zona más somera del campo, correspondiente a los sedimentos de la Formación Chaguaramas, se aprecia que el tope de dicha formación disminuye su profundidad en la zona central, en casi 100 pies con respecto al norte y 50 con respecto a los pozos ubicados más al sur, lo que podría asociarse a fallas de tipo normal en la zona central del campo.

Con relación al tipo de sedimento, se observa que la Formación La Pascua se caracteriza por paquetes arenosos con poco contenido de lutitas lo que indica que dichos sedimentos fueron depositados en un ambiente de alta energía, lo que se puede observar en los pozos P10 y P11 de la figura 5.1, mientras que la Formación Roblecito, depositada posteriormente, presenta los mayores paquetes de lutitas con intercalaciones de finas capas de arena, con espesores aproximados de 900 pies, representando en los pozos ubicados hacia el SO (figura 5.1), indicando que ocurrió una disminución en la energía del proceso de depositación.

Hacia la parte somera del campo se depositó la Formación Chaguaramas, la cual en dirección al norte muestra una tendencia más arenosa, mientras que hacia el sur disminuye el contenido de arena y se observa una intercalación de arenas y lutitas en casi toda la extensión de la formación, característico de un ambiente transicional.

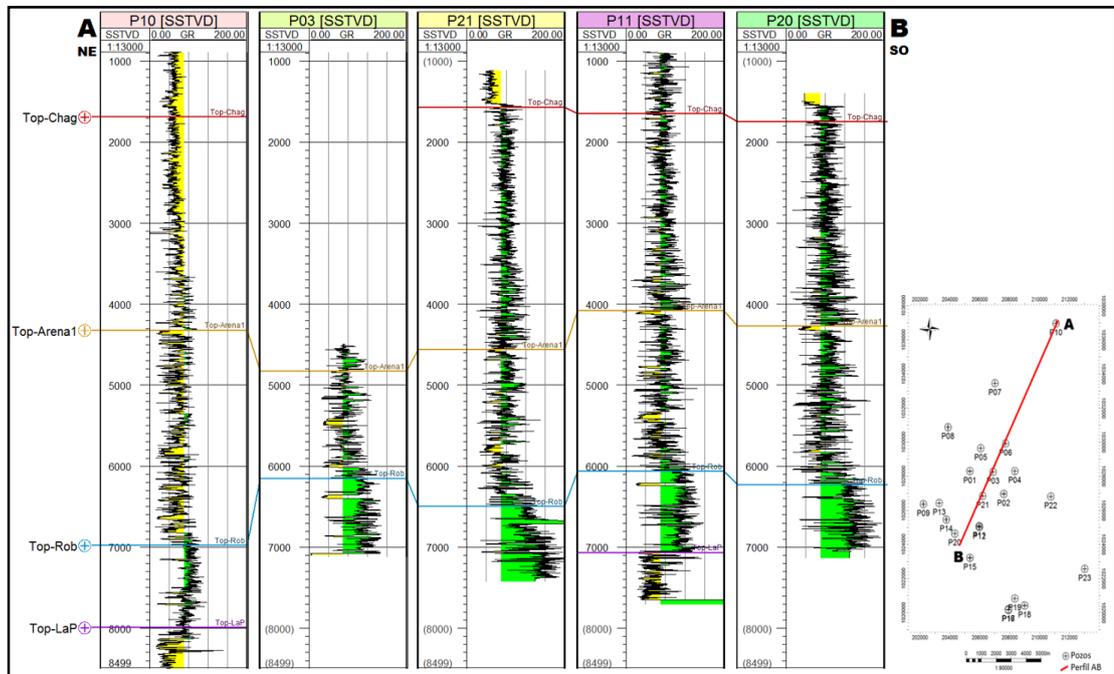


Figura 5.1. Topes de formación para perfil AB.

Con relación a los topes de los eventos estratigráficos definidos para el perfil AB (figura 5.2), se aprecia que se identificaron dos (2) eventos transgresivos y dos (2) eventos regresivos, ubicándose tres (3) de ellos hacia la sección más profunda del campo. El tope T01 correspondiente al primer evento transgresivo se ubica en la zona más profunda asociada a la Formación Roblecito, por lo que podría describirse dicha formación como una secuencia de lutitas marinas, evidenciado por el comportamiento en el registro de rayos gammas, las cuales fueron depositadas durante el Oligoceno y están en contacto suprayacente con las arenas de la Formación La Pascua.

Seguidamente, se observa un evento regresivo identificado como R01, ubicado entre el tope de la Formación Roblecito y la zona inferior de la Formación Chaguaramas, el cual se presume ocurrió entre el Oligoceno Superior y Mioceno Inferior, y está caracterizado por un contacto transicional entre las lutitas de

Roblecito y las areniscas de Chaguaramas. Suprayacente al evento R01 se describe un evento transgresivo de bajo ángulo (T02), identificado en la parte inferior de la Formación Chaguaramas, el cual se observa con mayores espesores y una tendencia más arcillosa hacia el sur. El último evento identificado en el perfil AB, fue un evento regresivo (R02), que se ubica en la zona inferior de la Formación Chaguaramas para los pozos más al NE, mientras que en los pozos ubicados al SO se encuentra en la zona más somera de dicha formación donde casi coincide con el tope de la misma, lo que indica que el tope de dicho evento presenta buzamiento hacia el NE del campo.

En general, los eventos estratigráficos identificados pueden describirse como eventos de bajo ángulo, lo que se asocia a una secuencia estratigráfica tipo 2, indicando que no existió exposición total de la plataforma en esa zona.

Debido a la intercalación de finas capas de arena con capas más gruesas de lutita que se describe a lo largo del perfil, estos sedimentos pueden asociarse a una depositación característica de un ambiente deltaico, considerando que en este tipo de ambiente tienden a presentarse interestratificaciones de arenas y lutitas, donde los espesores pueden variar de acuerdo al nivel de energía del proceso de depositación.

De acuerdo a los eventos definidos se describe, hacia la zona más profunda del campo, una configuración tipo embudo en el registro de rayos gamma (figura 5.2), indicando una tendencia granocreciente hacia el tope, asociada a la presencia de barras de desembocadura, al mismo tiempo puede observarse una configuración tipo campana, que se detalla menos marcada en los registros, la cual representa secuencias granodecrecientes características de la presencia de canales distributarios. Considerando lo planteado anteriormente se puede corroborar que la sedimentación en esta zona ocurrió en un ambiente tipo deltaico. Cabe destacar que hacia la zona más somera, la cual corresponde a la Formación Chaguaramas, se describe una configuración irregular en el pozo ubicado al NE del campo (figura 5.2), lo que puede representar que en esa zona la sedimentación se vio influenciada por el flujo de sedimentos provenientes de abanicos aluviales, destacando que dicha zona es caracterizada por sedimentos más gruesos.

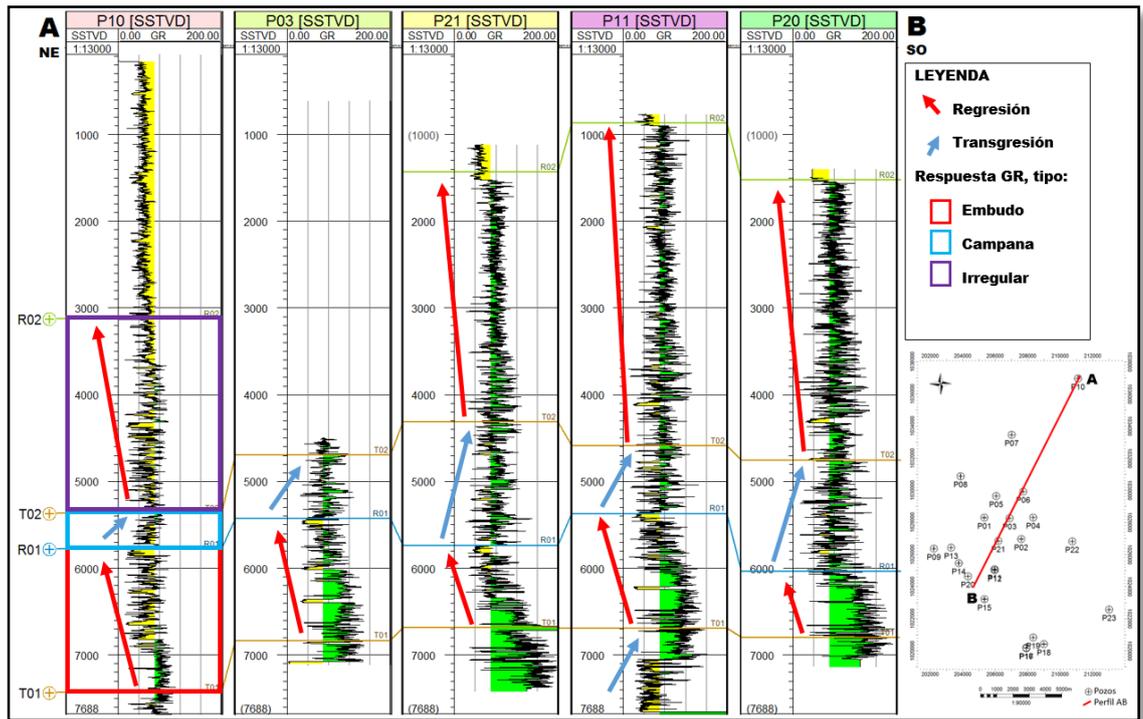


Figura 5.2. Topes de eventos estratigráficos para perfil AB, destacando secuencias granocrecientes en rojo (configuración tipo embudo), granodecipientes en azul (configuración tipo campana) y en morado secuencia de arenas sin tendencia (configuración irregular).

Al observar la correlación de los topes de formación realizada en base al perfil CD (figura 5.3), el cual se propone en dirección casi perpendicular a las fallas presentes en las formaciones del campo, se puede apreciar que tanto la Formación La Pascua como la Formación Roblecito, correspondientes a las primeras formaciones depositadas en el campo, profundizan hacia la zona SE del área, observándose un cambio brusco de profundidad entre los pozos P02 y P22, resaltando con una flecha roja en la figura 5.3, lo que indica un fallamiento de tipo normal entre dichos pozos posterior a la depositación de la Formación Roblecito, y de acuerdo a lo anteriormente planteado se corrobora el tipo de fallamiento propuesto por Villanueva (2013).

Hacia el NO se observa que posterior a la depositación de la Formación Roblecito ocurrió una suave subsidencia, profundizando dicha formación de 5900 pies a casi 6200 pies, entre los pozos P08 y P02. Seguidamente fue depositada la Formación Chaguaramas, correspondiente a la zona más somera del campo, en la cual se observa que, para los pozos ubicados hacia el SE, la zona inferior de dicha

formación tuvo un incremento en la tasa de sedimentación, motivo por el cual la secuencia de areniscas y lutitas ubicada en esa zona incrementa su espesor con respecto al resto de los pozos ubicados más al norte, sumándose a ello que el tope de la formación ubicada subyacente a ella tiende a profundizar. Tomando en consideración lo planteado previamente, se ratifica a través del perfil CD la presencia de una estructura tipo *graben* al SE del campo, lo que permitió que se diera una mayor acumulación de sedimentos en esa zona, indicando que las fallas presentes pudieron estar controlando el proceso de depositación en esa zona.

Con relación a los tipos de sedimentos, se observa una depositación de sedimentos más finos correspondientes a la Formación Roblecito hacia la zona profunda del campo, y a medida que disminuye la profundidad se observa que fueron depositadas intercalaciones de finas capas de arenas y lutitas que pertenecen a la Formación Chaguaramas, hasta alcanzar capas más gruesas de arena suprayacentes al tope de esta última formación.

Considerando lo descrito para el perfil AB y CD, se describe que posterior a la depositación de las formaciones Roblecito y La Pascua, se generó una estructura tipo *graben* asociada a fallamiento de tipo normal, evidenciado en la zona central y sur del campo, donde dichas formaciones tienden a profundizar. Hacia los sedimentos más recientes del campo, a nivel de la Formación Chaguaramas, a pesar de los pocos pozos donde pudo identificarse dicho tope, se observó que la tasa de sedimentación fue mayor, variando la sección inferior de dicha formación de casi 1500 pies al NO a 2700 al SE, por lo que se pudo apreciar mayor espesor en las zonas delimitadas para esas profundidades y poca variación en profundidad con relación al tope.

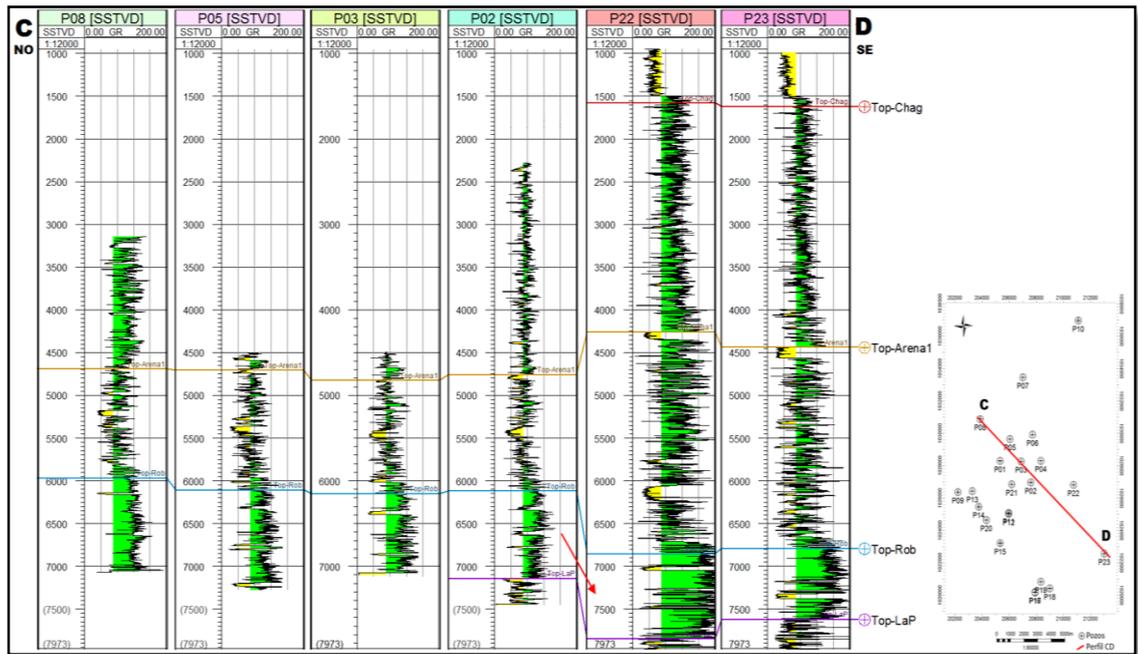


Figura 5.3. Topes de formación para perfil CD.

Por otra parte, con respecto a los topes de los eventos estratigráficos identificados para el perfil CD (figura 5.4), se observa que de forma general existe un incremento en el contenido de arcilla, de aproximadamente un 50%, en los pozos ubicados al sur del mapa, tendencia que guarda relación con el perfil anterior. Para el perfil CD fueron identificados, igualmente, los cuatro eventos señalados en el perfil AB, en los cuales se pueden observar patrones en las respuestas del registro GR, lo cual se puede observar en la figura 5.4, permitiendo así describir tendencias tipo embudo (flechas rojas), correspondiente a secuencias granocrecientes, y tipo campana (flechas azules), asociada a secuencias granodecrescentes, para la sección media e inferior de los pozos, asociando a ellas un ambiente de depositación tipo deltaico, coincidiendo con lo planteado para el perfil AB.

De forma general, al correlacionar los resultados de los perfiles AB y CD con respecto a la identificación de los topes estratigráficos, se describe una secuencia depositacional tipo 2 para el campo, lo que indica una exposición parcial de la plataforma, así como una tendencia a aumentar el contenido de arcilla hacia el sur, lo que facilitó la identificación del primer evento transgresivo (T01) que se asocia a la Formación Roblecito, ocurrido durante el Oligoceno Medio a Superior. Seguidamente se identificó el tope del evento regresivo R01, ubicado en la zona

inferior de la Formación Chaguaramas, y suprayacente a él fueron identificados los topes de un evento transgresivo (T02) y un evento regresivo (R02), coincidiendo el último con el tope identificado como tope arena 1, el cual delimita la zona superior e inferior de la Formación Chaguaramas.

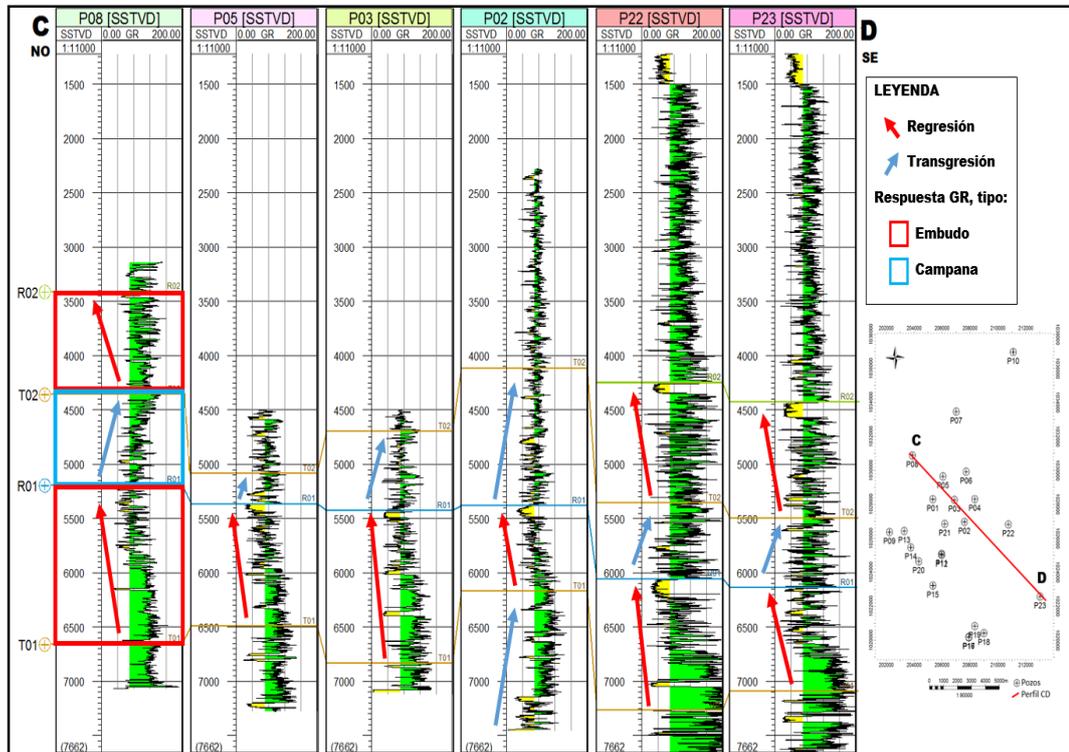


Figura 5.4. Topes de eventos estratigráficos para perfil CD, destacando secuencias granocrecientes en rojo (configuración tipo embudo) y granodecipientes en azul (configuración tipo campana).

## 5.2 Mapas de isopropiedades generados para la zona 1

Al analizar el mapa de arena neta (AN) para la zona 1 (figura 5.5), correspondiente a la parte superior de la Formación Chaguaramas, se puede observar que los mayores espesores de arena se ubican hacia el SE del área, con una variación de 2.2 a 2.8 pies, mientras que hacia la zona NO se tienen valores por debajo de 1 pie. Hacia la zona sur-central del área de estudio los contornos se observan con un comportamiento más regional que hacia al norte, y al comparar lo observado con la interpretación de estructuras presentes en el campo, realizada por Pérez (2009), dicho comportamiento puede asociarse a la presencia de canales en esa zona, destacando que de acuerdo a los registros ha sido descrita una configuración

granodecreciente en el registro de rayos gamma para esas profundidades. Por lo tanto, la depositación de los sedimentos hacia el sur pudo estar influenciada por estas estructuras, lo que generó una mayor acumulación de arenas en esa zona. El máximo gradiente del mapa se observa en dirección NO-SE, con una variación de 0.5 pies a casi 2.8 pies de espesor.

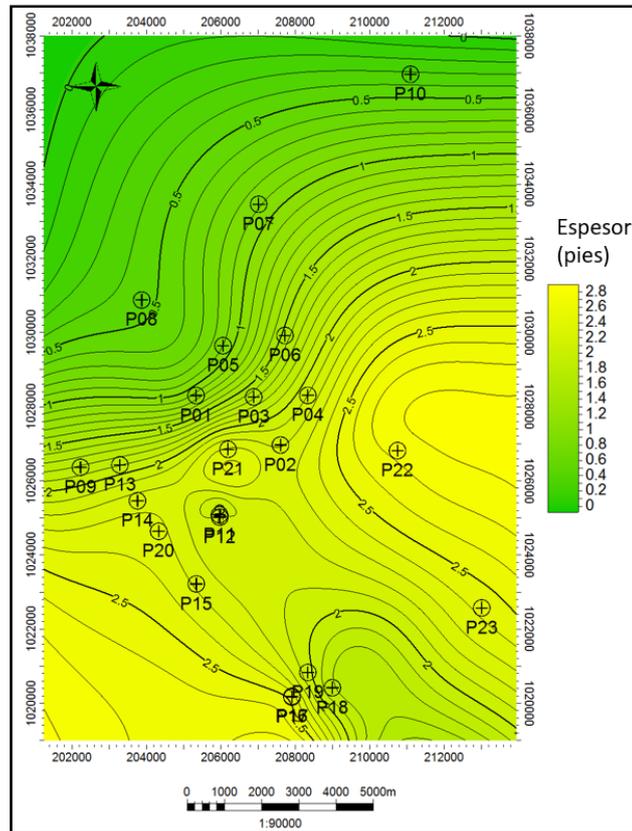


Figura 5.5. Mapa de arena neta (AN) correspondiente a la zona 1.

Con respecto al mapa de arena neta gasífera (ANG) para esta misma zona (figura 5.6), se puede apreciar que los espesores de ANG son mayores hacia el este, oeste y sur del mapa, coincidiendo al sur con los mayores espesores de AN, con valores por encima de 1.95 pies, mientras que hacia la zona central y norte se observa una disminución de espesor, presentándose en la zona central el mayor gradiente en dirección este-oeste y una dirección preferencial de los contornos norte-sur. Comparando los mapas de AN y ANG, se puede describir que las arenas para la zona 1, presentan un alto espesor con posible presencia de gas, específicamente en los extremos este y oeste de la zona sur del mapa, donde alcanzan un espesor de casi 2 pies, lo que podría permitir definir posibles prospectos en esas zonas,

considerando que existe una diferencia de 0.80 pies con respecto al espesor de arena neta para las zonas antes mencionadas, además tomando en cuenta que en trabajos previos se describe un espesor explotable, para la zona, a partir de 2 pies.

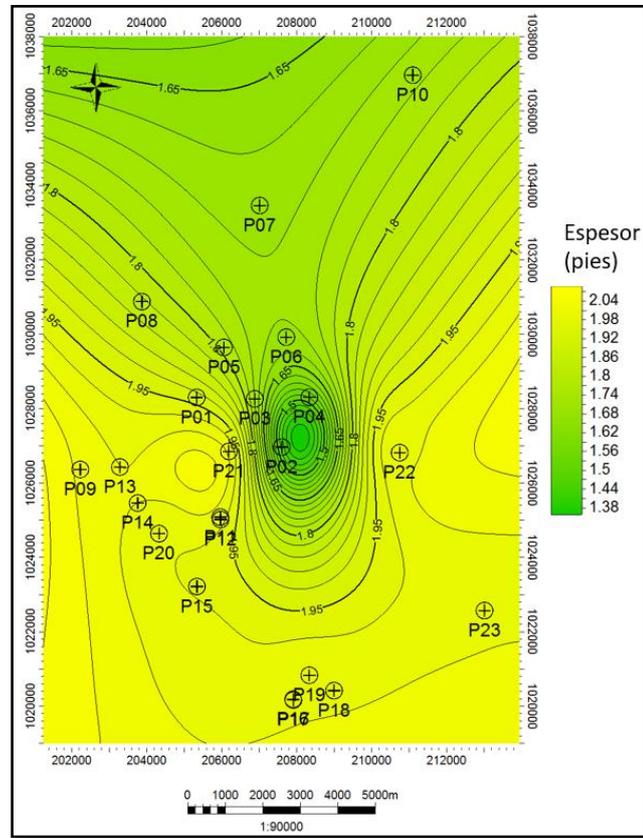


Figura 5.6. Mapa de arena neta gasífera (ANG) correspondiente a la zona 1.

Con relación al mapa de porosidad efectiva para la zona 1 (figura 5.7), se puede observar que los valores varían desde 12% en la zona NO y SE del mapa a valores por encima de 17% en el extremo SO y parte de la zona central. La tendencia de los contornos presenta relación con la observada en el mapa de AN, lo que indica que las zonas con mayores espesores de arena, coinciden con la ubicación de los máximos de porosidad, con valores alrededor de 21%. Al comparar los valores de porosidad presentes en la zona con lo planteado por Hu *et al.* (2017), quien describe que valores entre 15% y 25% corresponden a porosidades moderadas en reservorios clásticos, y destaca a su vez que para reservorios de gas, los valores entre 10% y 15% siguen siendo viables, además de comparar con los valores de porosidad descritos por Gómez (2011), con base en una evaluación petrofísica del campo, quien indica que valores por encima de 7% son buenos para la zona, se puede

establecer entonces que, los valores de porosidad al este y sur del mapa permiten definir dichas zonas como buenas para la prospección.

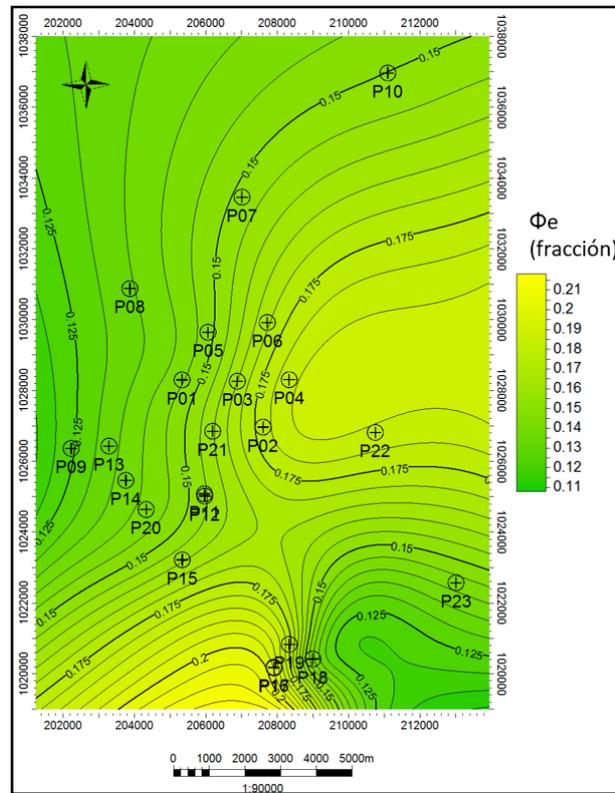


Figura 5.7. Mapa de porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ) correspondiente a la zona 1.

De acuerdo al mapa de volumen de arcilla de la zona 1 (figura 5.8), se observa que el mayor gradiente se ubica en la zona central del mapa en dirección oeste-este, donde hacia el extremo este se tienen valores de 15% a 20% al igual que al oeste del mapa, mientras que hacia la zona central se aprecian valores por debajo de 10%. Al comparar estos resultados con el mapa de porosidad efectiva para la zona 1, se puede describir que las zonas antes mencionadas para posible ubicación de prospectos, cuentan con bajo volumen de arcilla, cerca de 15%.

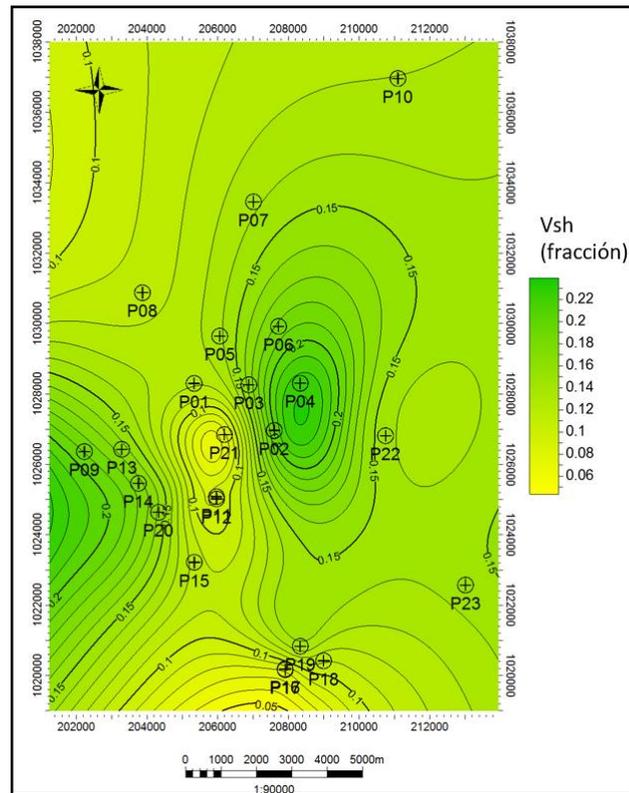


Figura 5.8. Mapa de volumen de arcilla (Vsh) correspondiente a la zona 1.

### 5.3 Mapas de isopropiedades generados para la zona 2.

Con respecto a los mapas generados para la zona 2, correspondiente a la parte inferior de la Formación Chaguaramas, específicamente en el mapa de arena neta (AN) (figura 5.9), se observan los mayores espesores hacia el este y sur del mapa, cercanos a la ubicación de los pozos P22 y P20 respectivamente, lo que coincide con la tendencia de la zona 1, mientras que hacia el NO se observan valores por encima de 2 pies. Por su parte, los valores mínimos se ubican al oeste y NE del campo.

Con relación a lo antes mencionado, se observa el mayor gradiente en el centro del área, en dirección oeste-este, con una marcada influencia de la presencia de canales en el comportamiento de los contornos, lo que permite describir el tipo de ambiente de depositación para esta zona, posiblemente deltaico. Lo anteriormente expuesto puede afirmarse al correlacionarse con los eventos estratigráficos-estructurales descritos para esta zona, donde se observaron configuraciones de tipo embudo y campana en los registros de rayos gamma, lo cual es característico de barras de

desembocadura y canales distributarios, respectivamente. Al mismo tiempo que se puede relacionar con la tendencia de los registros para esta formación, donde se aprecian intercalaciones de delgadas capas de arenas y lutitas, considerando que en este tipo de ambientes la relación arena-lutita es variable, pero con granulometría más fina que los sistemas fluviales.

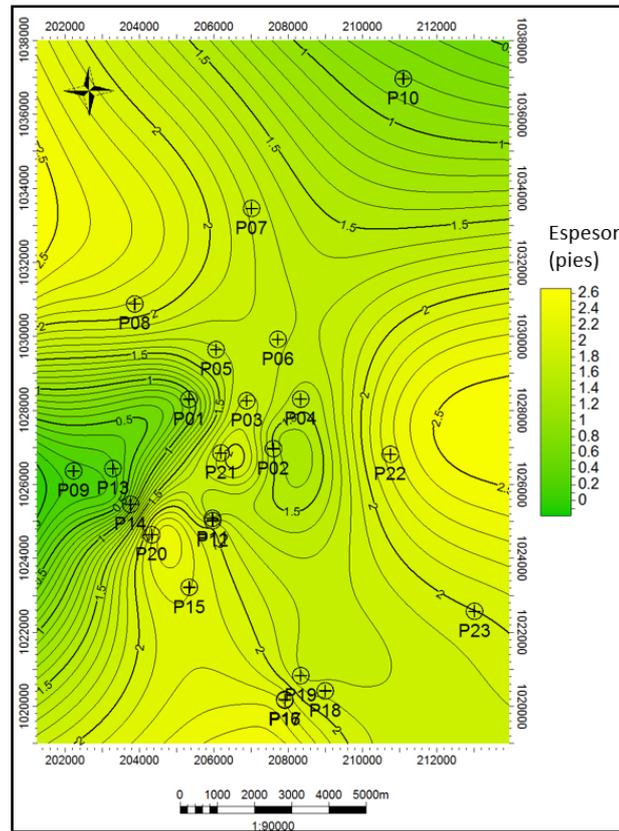


Figura 5.9. Mapa de arena neta (AN) correspondiente a la zona 2.

Con respecto al mapa de arena neta gasífera (ANG) para la zona 2 (figura 5.10), se observa que los contornos desde el centro al sur, conservan relación con la tendencia descrita en el mapa de AN de esta zona, y a su vez con la tendencia del mapa correspondiente a la zona que se ubica suprayacente a ella, encontrándose los mayores espesores hacia el sur y este del mapa, con valores alrededor de 2 pies. Hacia el norte del mapa no se observa gran variación, lo que puede atribuirse a la poca densidad de datos en la zona, y de acuerdo al mapa de AN, los espesores de arena para esa zona disminuyen, por lo que no es de gran interés con respecto a la presencia de un posible prospecto. De acuerdo al análisis previo, se pueden definir dos posibles zonas de ubicación de prospectos gasíferos, considerando los mayores



mapa de ANG como posible ubicación de prospectos, se describen valores de porosidad alrededor de 15%, lo que podría considerarse un valor de porosidad aceptable para arenas de interés de acuerdo a lo planteado en la zona anteriormente descrita.

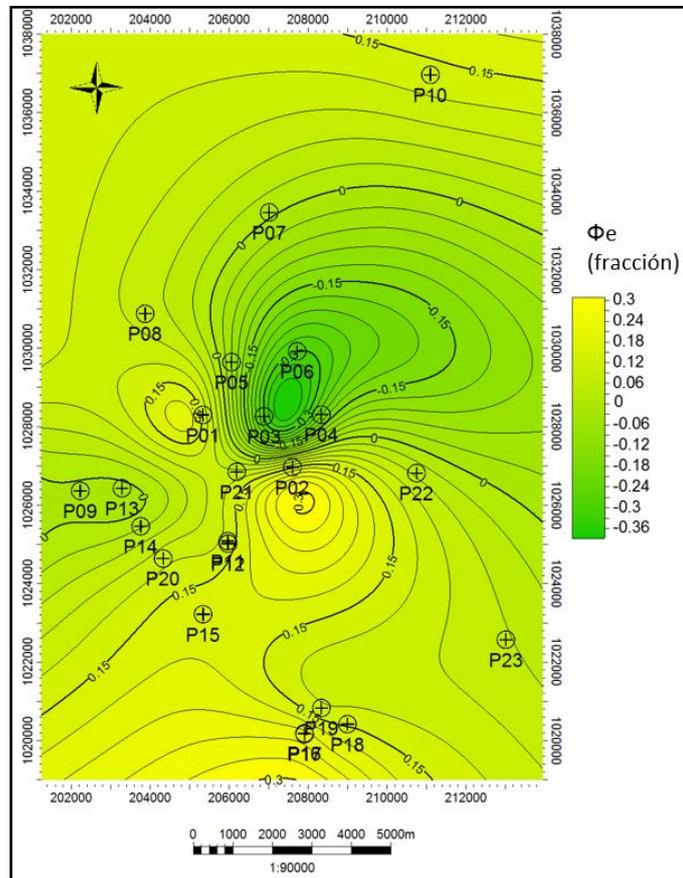


Figura 5.11. Mapa de porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ) correspondiente a la zona 2.

Por otra parte, en el mapa de volumen de arcilla para la zona 2 (figura 5.12), se observa en la zona central del mapa una tendencia de los contornos en dirección norte-sur, ubicándose perpendicular a ellos el gradiente con una variación de 5% a 20% de volumen de arcilla. Así mismo, se describe la ubicación de valores de 5% a 10% de arcillosidad hacia el sur del mapa. Al comparar dicho mapa con el de porosidad efectiva, se puede apreciar que las zonas con menores valores de volumen de arcilla hacia el oeste del mapa, corresponden a zonas con buenos valores de porosidad, alrededor de 15 % de porosidad efectiva. Mientras que hacia el este, el valor de volumen de arcilla aumenta y la porosidad se mantiene. Sin embargo, a pesar del aumento en los valores de volumen de arcilla hacia el este del mapa, los

valores presentes se ubican dentro de un rango aceptable para la ubicación de un posible prospecto en esa zona, considerando que dicho valor debe encontrarse por debajo de 25%, y los valores para ese extremo del mapa se ubican alrededor de 15%.

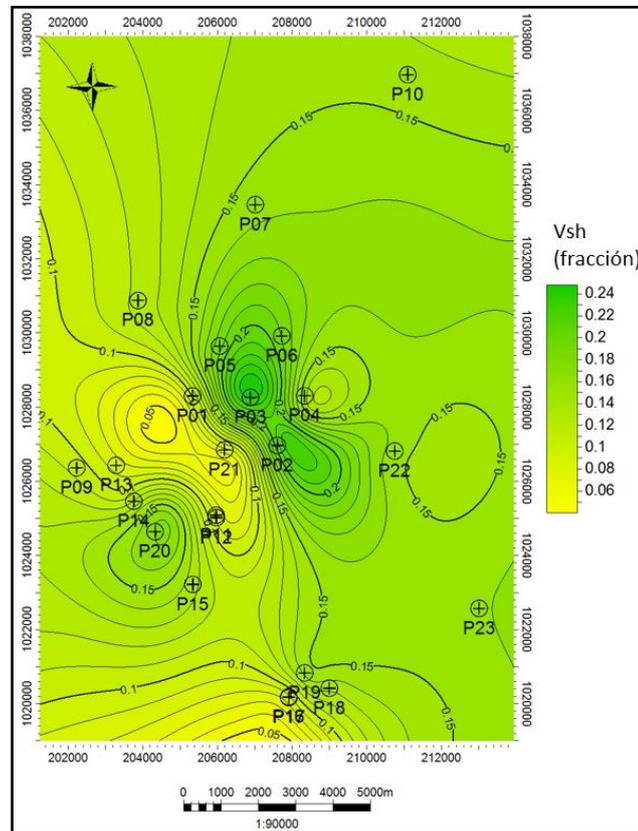


Figura 5.12. Mapa de volumen de arcilla (Vsh) correspondiente a la zona 2.

#### 5.4 Mapas de isopropiedades generados para la zona 3.

Para la zona 3, correspondiente a la Formación Roblecito, se observa en el mapa de arena neta (figura 5.13), en dirección al norte, una tendencia de los contornos en dirección oeste-este, donde se ubica el valor mínimo de 2.25 pies, mientras que hacia el sur presentan una dirección norte-sur, encontrándose en esta zona los mayores espesores por encima de 2.7 pies. Se puede describir que la variación de espesor de arena, para estas profundidades, no es muy grande, lo cual se evidencia con un gradiente de 0.60 pies de norte a sur, con valores de 2.25 pies al norte y por encima de 2.7 al sur, concentrándose la mayor parte del área con valores de 2.5 pies.

Con respecto al comportamiento de los contornos, se observa una tendencia regional para estas profundidades, en dirección norte-sur al norte del mapa y este-oeste en la zona sur, lo que podría indicar que la depositación guarda relación con los eventos estratigráficos descritos para la Formación Roblecito, correspondiente a la zona en estudio. Destacando que para estas profundidades fue identificado de la zona central hacia la base un evento transgresivo y hacia el tope un evento regresivo, lo cual se puede observar en el pozo P11 de la figura 5.2, considerando dicho pozo como un pozo tipo de la zona, por lo antes planteado se presume que la sedimentación se dio en un ambiente de transición, con tendencia a ser deltaico, debido a la relación lutita-arena que se observa para esta zona.

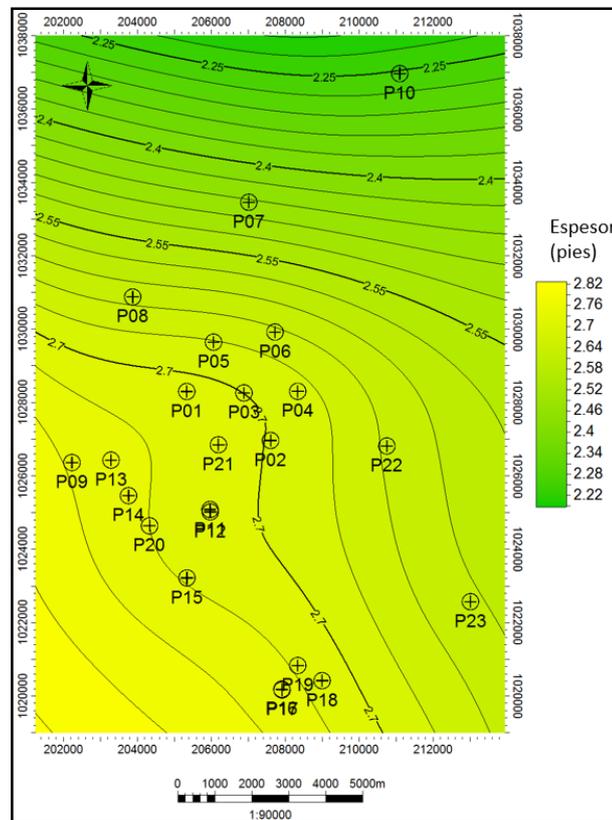


Figura 5.13. Mapa de arena neta (AN) correspondiente a la zona 3.

De acuerdo al mapa de ANG para esta zona (figura 5.14), se observa una tendencia general de los contornos en dirección norte-sur, con los valores mínimos en el extremo este y los máximos en el oeste del mapa. El gradiente se ubica de oeste a este, con una variación bastante mínima, de 0.1 pie, lo que no permite discriminar una zona con mayor posibilidad de presencia de prospecto. Sin embargo, al

comparar los valores de espesor con los obtenidos en el mapa de AN, se observa una diferencia de 0.80 pies aproximadamente, lo que indica que los espesores de ANG podrían ser considerados para una zona prospectiva, especialmente en los pozos ubicados hacia el oeste del campo, sin descartar la posibilidad de ubicación de un prospecto hacia el este, que le de continuidad a la ubicación descrita en ese extremo en la zona suprayacente.

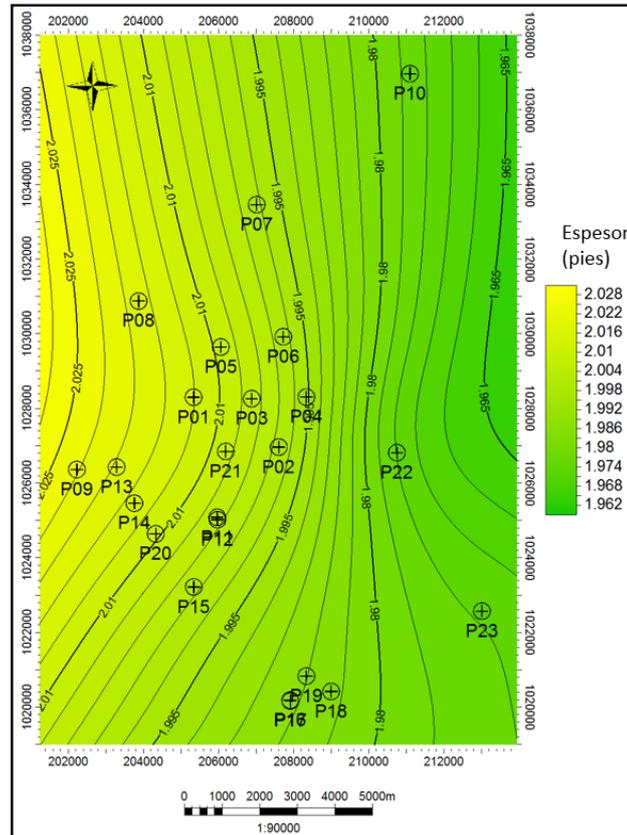


Figura 5.14. Mapa de arena neta gasífera (ANG) correspondiente a la zona 3.

En el caso del mapa de porosidad efectiva para la zona 3 (figura 5.15), se observan valores que varían de 7% a 20%. Hacia el sur se puede apreciar que los contornos presentan una tendencia oeste-este, para los cuales los valores de porosidad se encuentran por debajo de 15%. Con respecto a la zona norte, muestran una tendencia en dirección norte sur, variando la porosidad de 15% en el este a 20% en el oeste.

De acuerdo a lo antes descrito y correlacionando ello con el mapa de ANG de la zona, se puede describir que las zonas con mayor espesor de ANG ubicadas en la zona central del mapa, presentan valores de porosidad considerados como buenos

para arenas prospectivas, variando de 15% a 17%, siendo esto un buen indicador para la posible ubicación de prospectos en dichas zonas y al mismo tiempo identificar el pozo P22 como posible productor.

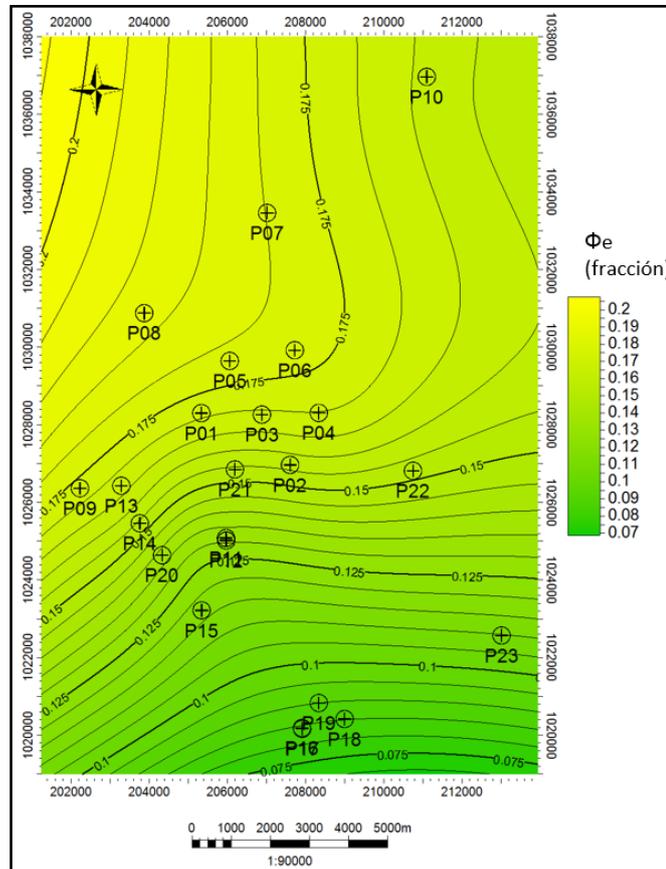


Figura 5.15. Mapa de porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ) correspondiente a la zona 3.

Con relación al mapa de volumen de arcilla de la zona 3, correspondiente a la Formación Roblecito (figura 5.16), se describe un comportamiento concéntrico de los contornos en la zona central, encerrando valores por encima de 37% que representan los máximos, mientras que hacia el SO del mapa se ubican los valores mínimos, por debajo de 12%. De acuerdo a los valores de volumen de arcilla obtenidos se afirma la tendencia lutítica de la Formación Roblecito a lo largo del campo, la cual ha sido descrita anteriormente. Sin embargo, al observar la zona con menores valores de volumen de arcilla, se verificaron los valores de porosidad efectiva para la misma, lo que permitió identificar que cuenta con valores de porosidad buenos para la ubicación de un prospecto, variando de 12% a 17%.

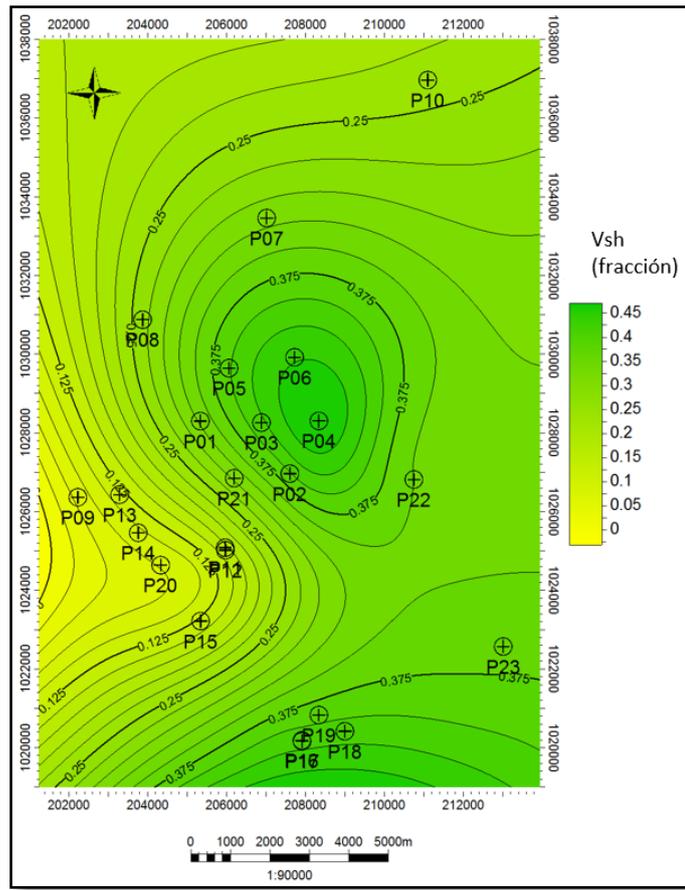


Figura 5.16. Mapa de volumen de arcilla (Vsh) correspondiente a la zona 3.

Debido a que para esta zona se contaba con registro de saturación de agua para la mayoría de los pozos, fue generado el mapa correspondiente (figura 5.17) con la finalidad de realizar un control de calidad de las arenas de la zona y evaluar las tendencias. Se puede observar que en general los valores de saturación son altos, alrededor de 90%. Sin embargo, los valores mínimos se ubican en la zona central del mapa, con un comportamiento concéntrico de los contornos, y los máximos se localizan hacia el norte y sur del área. Considerando las posibles ubicaciones de zonas de interés, se puede observar que la zona este del campo presenta bajos valores de saturación de agua con respecto a la escala del mapa, destacando valores alrededor de 93%.

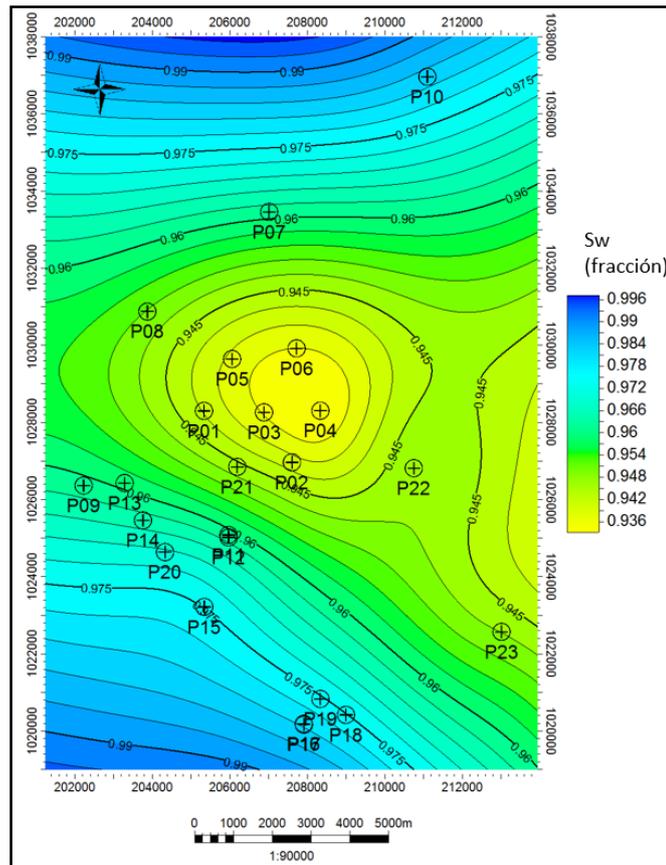


Figura 5.17. Mapa de saturación de agua ( $S_w$ ) correspondiente a la zona 3.

De acuerdo al análisis realizado a los mapas de isopropiedades petrofísicas del campo, se definen tres (3) prospectos, ubicándose uno de ellos en la zona 2, identificado como prospecto 1, y dos en la zona 3, identificados como prospecto 2 (misma ubicación del prospecto 1, pero a mayor profundidad con el fin de estudiar la continuidad de las arenas posiblemente productoras) y prospecto 3.

En la figura 5.18 se puede apreciar la ubicación de cada uno, sobre el mapa de ANG de la zona correspondiente, destacando que los prospectos 1 y 2 fueron ubicados en esa zona con la intención de verificar el potencial productor del pozo P22 tanto en la Formación Chaguaramas, como en la Formación Roblecito.

A pesar de contar con zonas a nivel de la Formación Chaguaramas hacia el oeste del campo que podrían ser de interés por los resultados de los mapas de isopropiedades, no fueron identificados prospectos en dicha zona debido a que no se contaba con la información necesaria para la estimación del volumen del prospecto a definir.

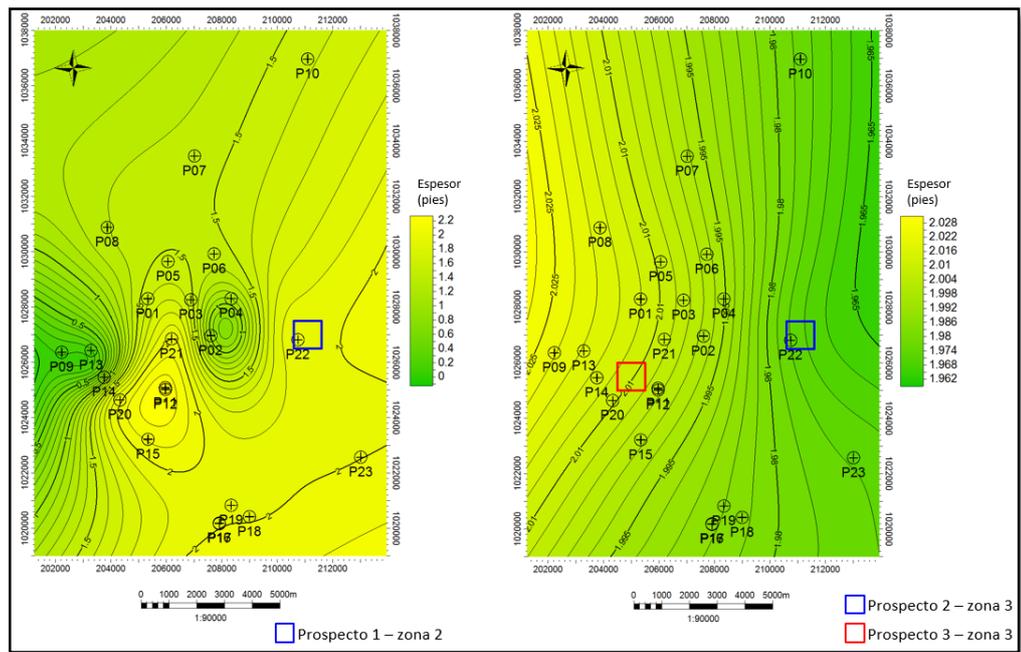


Figura 5.18. Ubicación de los prospectos definidos para las zonas 2 y 3.

### 5.5 Cálculo de Gas Original en Sitio (GOES).

De acuerdo al histograma de frecuencia generado para el prospecto 1 (figura 5.19, parte superior), se puede observar que los valores de GOES con mayor probabilidad de ocurrencia se ubican en la zona central, destacando que el valor correspondiente al escenario más probable (P50) es de 17.2 MMPCN de acuerdo a la media obtenida, describiendo para dicho valor de GOES una probabilidad de 3% y una frecuencia acumulada de 360. Se describe para el escenario pesimista (P10) un valor de 7.6 MMPCN y para el escenario optimista (P90) un valor de 27.7 MMPCN. Valores cercanos a 0 PCN y 40 MMPCN corresponden a los extremos del histograma, lo que indica que presentan una menor probabilidad de ocurrencia, de acuerdo al comportamiento del mismo, por lo que no son tan representativos para la zona. Así mismo, se destaca una desviación estándar de 7.9 MMPCN por encima y por debajo de la media.

En la figura 5.20 se pueden observar los valores de GOES correspondientes a cada percentil, destacando que los valores a considerar son los mencionados anteriormente, para los tres escenarios representativos.

Considerando lo analizado en ambos histogramas, y los valores de GOES correspondientes a cada percentil, se tomará como valor representativo de GOES

para el prospecto 1, el correspondiente al percentil 50, del cual se estima un volumen de 17.2 MMPCN aproximadamente, representando el escenario más probable para esta zona. Sin embargo, se debe destacar que el valor de probabilidad asociado es bajo, debido a que se ubica por debajo del 10% de probabilidad de ocurrencia, lo que se presume pueda estar asociado a heterogeneidad presente en los datos ingresados para realizar el cálculo.

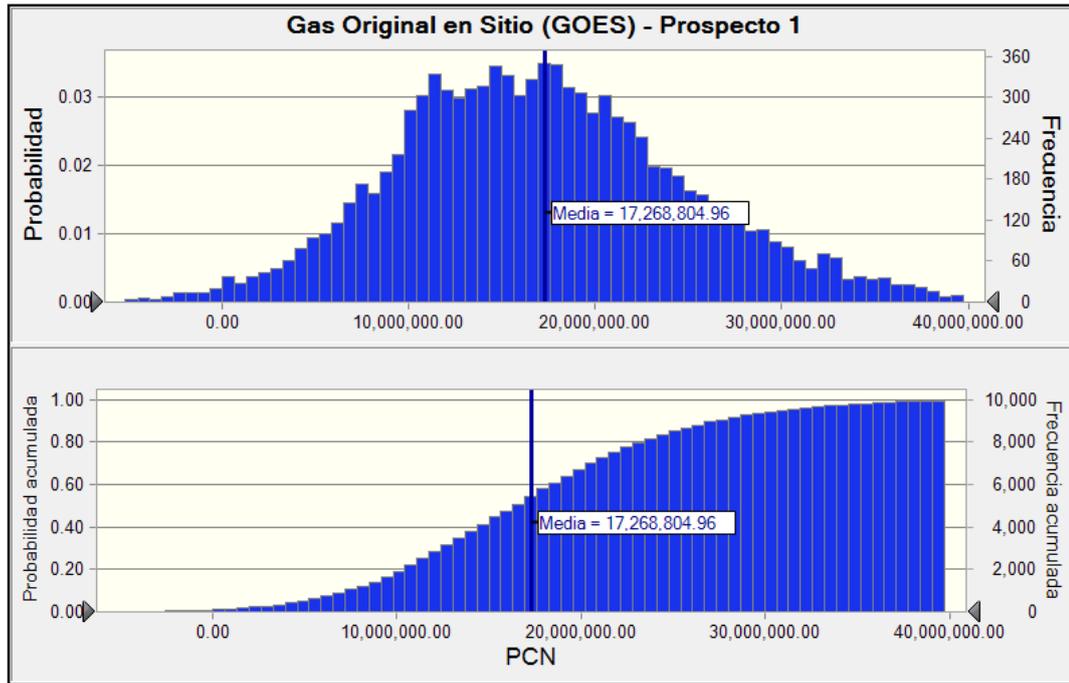


Figura 5.19. Histogramas de frecuencia para el cálculo de GOES correspondiente al prospecto 1.

Percentil	Valores de previsión
P0	-11,215,292.15
P10	7,697,638.11
P20	10,644,051.95
P30	12,741,284.40
P40	14,735,105.90
P50	16,790,306.90
P60	18,706,238.51
P70	20,892,154.19
P80	23,600,925.08
P90	27,718,360.17
P100	57,868,226.26

Figura 5.20. Valores de GOES para el prospecto 1 correspondientes a cada percentil.

Con respecto al histograma de frecuencia generado para el prospecto 2 (el cual le da continuidad en profundidad al prospecto anteriormente analizado), se puede observar en la figura 5.21 que ocurre una variación en los valores extremos, con un mínimo de 6 MMPCN y un máximo de 34 MMPCN aproximadamente, presentando estos valores una probabilidad de ocurrencia baja, con valores por debajo de 1%. Por el contrario, al apreciar el valor de la media, el cual es igual a 19.7 MMPCN, se observa un incremento en los valores de probabilidad de ocurrencia y frecuencia, alcanzando valores de 3% y 300 respectivamente.

De acuerdo al valor de media descrito, se percibe un incremento con respecto al prospecto 1, de aproximadamente 3 MMPCN, destacando que el espesor definido de acuerdo al mapa de arena neta gasífera para ambos prospectos se mantiene en un rango similar. Sin embargo, el valor de probabilidad correspondiente se mantiene con respecto al prospecto anterior.

Igualmente se observa que el comportamiento general del histograma corresponde a una mayor densidad de datos ubicados en la zona central, variando entre 14 MMPCN y 25 MMPCN.

Por otra parte, al detallar los valores de GOES asociados a cada percentil (figura 5.22), se puede apreciar que para los percentiles P10 y P90 se tienen valores de 13.3 MMPCN y 26.8 MMPCN respectivamente, lo que indicaría que existe un 10% y 90% de probabilidad que se recuperen cantidades iguales o superiores a los valores antes mencionados, si y solo si, las propiedades de la roca son 10% buenas o 90% buenas.

Considerando ambos histogramas y los valores de GOES correspondientes a cada percentil, se tomará como valor representativo para este prospecto el asociado a la media, igual a 19.7 MMPCN, representando dicho valor el escenario con mayor probabilidad para este caso.

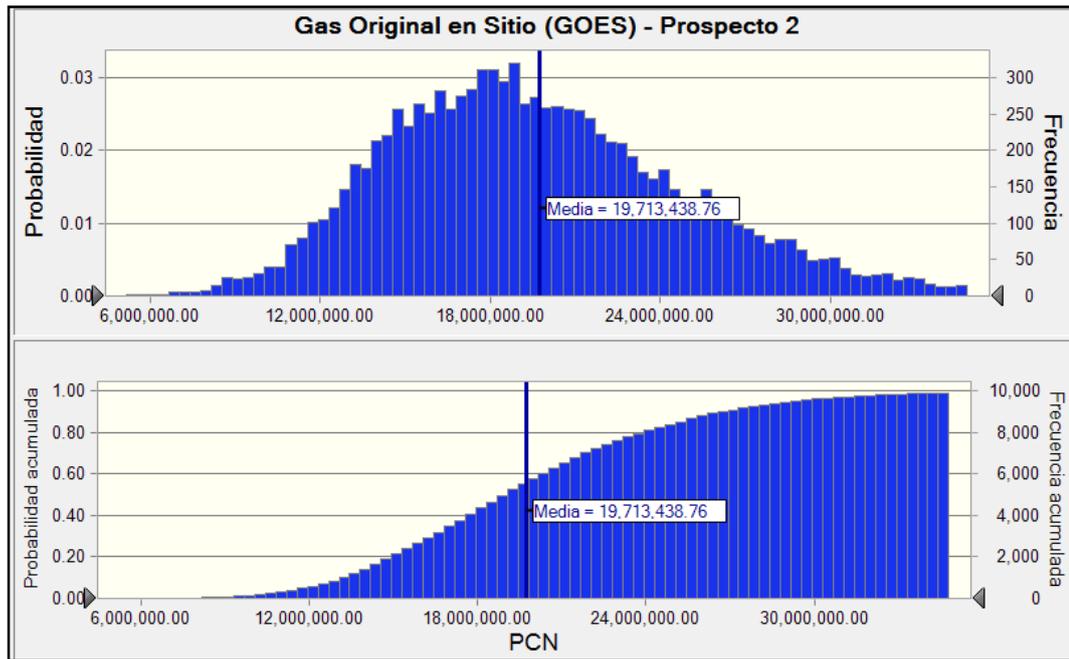


Figura 5.21. Histogramas de frecuencia para el cálculo de GOES correspondiente al prospecto 2.

Percentil	Valores de previsión
P0	5,169,810.46
P10	13,357,750.49
P20	15,091,232.69
P30	16,514,743.32
P40	17,865,678.37
P50	19,082,024.39
P60	20,510,800.38
P70	22,028,804.93
P80	24,002,316.20
P90	26,877,956.65
P100	56,983,378.98

Figura 5.22. Valores de GOES para el prospecto 2 correspondientes a cada percentil.

Por último, se observa en la parte superior de la figura 5.23, el histograma de frecuencia correspondiente al prospecto 3, donde coincide el valor mínimo y máximo con los descritos para el prospecto anterior. Con relación a la media el valor fue de 19.1 MMPCN, con una desviación estándar de 5 MMPCN, lo que representa que los valores de GOES pueden variar entre 14 MMPCN y 24 MMPCN en la zona central del histograma, donde se ubica la mayor densidad de datos, y los valores que presentan las mayores probabilidades de ocurrencia, coincidiendo dicho

valor con el descrito para los dos prospectos anteriores, igual a 3% y una frecuencia de 360.

En la figura 5.24, se pueden apreciar los valores de GOES correspondientes a cada percentil, los cuales guardan relación con el histograma de frecuencia acumulada, de acuerdo a los valores obtenidos se destaca un valor de 12.7 MMPCN para el percentil P10 y de 25.8 MMPCN para el percentil P90, representando este último una probabilidad de que al menos el 90% del volumen de gas a recuperar sea igual o mayor al valor de GOES correspondiente.

Se observa que el comportamiento en general de los histogramas coincide con el prospecto anterior que se ubica en la misma zona, en cuanto a los valores de media, probabilidad y frecuencia.

Considerando los valores de GOES obtenidos para el prospecto 3, se tomará como escenario representativo el correspondiente a 19.1 MMPCN, asociado al percentil P50, el cual representa el mayor valor de probabilidad de ocurrencia para este caso.

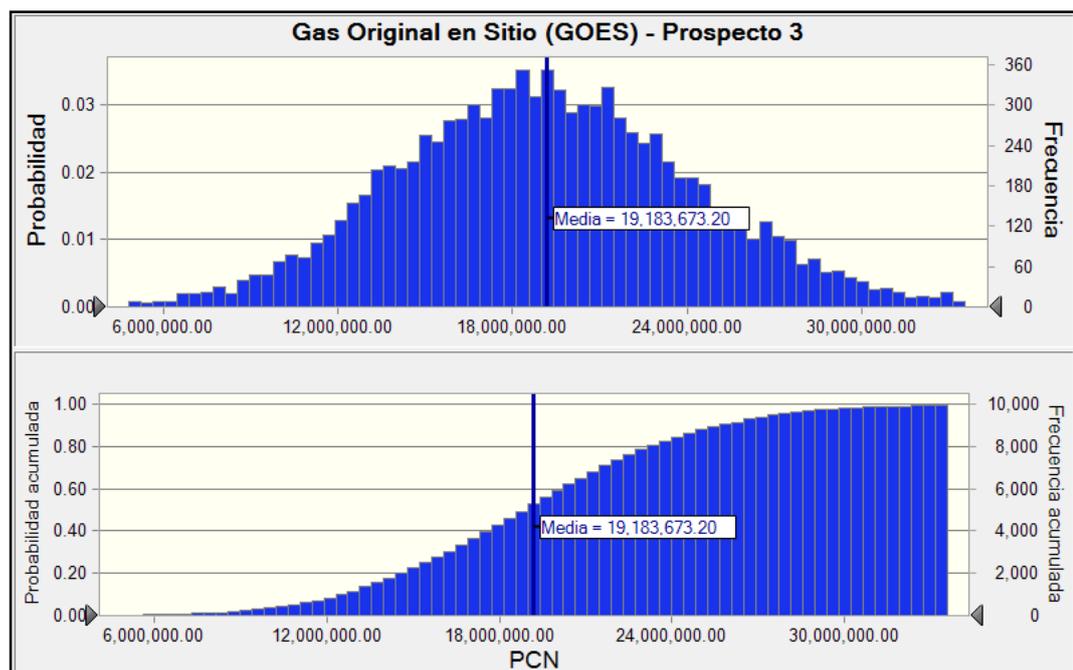


Figura 5.23. Histograma de frecuencia para el cálculo de GOES correspondiente al prospecto 3.

Percentil	Valores de previsión
P0	1,786,782.64
P10	12,745,558.54
P20	14,819,342.12
P30	16,410,080.89
P40	17,786,688.22
P50	19,040,127.89
P60	20,378,578.43
P70	21,725,549.88
P80	23,401,630.15
P90	25,874,445.45
P100	43,749,238.97

Figura 5.24. Valores de GOES para el prospecto 3 correspondientes a cada percentil.

De acuerdo al análisis estadístico realizado para los tres prospectos planteados, se describe que los valores de GOES con mayor probabilidad de ocurrencia corresponden a la media descrita para cada caso, y a partir de los valores de GOES obtenidos, se definen los valores representativos para un escenario pesimista, probable y optimista correspondiente a cada prospecto, tal como se muestra en la tabla 5.1.

Tabla 5.1. Valores representativos de GOES correspondientes a los prospectos definidos.

Prospecto	Escenario pesimista	Escenario probable	Escenario optimista
1	7.6 MMPCN	<b>16.7 MMPCN</b>	23.7 MMPCN
2	13.3 MMPCN	<b>19 MMPCN</b>	22.1 MMPCN
3	12.7 MMPCN	<b>19 MMPCN</b>	22 MMPCN

## CAPÍTULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo a los resultados obtenidos a partir de registros de pozos correspondientes al campo Copa Macoya, se plantean las siguientes conclusiones y recomendaciones en base a las tres zonas estudiadas en profundidad.

- A partir de la identificación de los topes de formación en los perfiles AB y CD, se identificó la existencia de estructura tipo *graben* hacia el SE del campo asociado a los cambios de profundidad en dichos topes a nivel de la Formación Roblecito, por lo que se describe presencia de fallas normales en esa zona.
- Tanto en el perfil AB como en el perfil CD correspondientes a los eventos estratigráficos, se logró identificar un primer evento transgresivo ocurrido durante el Oligoceno asociado a la Formación Roblecito, y los siguientes tres eventos identificados, ocurridos entre el Oligoceno superior y el Mioceno inferior, correspondientes a la Formación Chaguaramas. En general, fueron identificados como eventos de bajo ángulo, por lo que se presume no existió una exposición total de la plataforma en la zona correspondiente al campo Copa Macoya, caracterizándose así por una secuencia depositacional tipo 2.
- Las configuraciones tipo embudo y campana en los registros de rayos gamma, identificadas en los perfiles de los eventos estratigráficos, indican la presencia de barras de desembocadura y canales distributarios, por lo cual se identificó el ambiente de depositación tipo deltaico.
- De acuerdo a los mapas de isopropiedades petrofísicas generados para las tres zonas delimitadas, se identificó que las arenas con posible contenido de gas en el campo Copa Macoya se ubican hacia el SE y SO del área, las cuales corresponden a la zona inferior de la Formación Chaguaramas y la Formación Roblecito.

- Con base a los histogramas generados para las tres zonas delimitadas en profundidad, se evidenció que los valores de GOES para los tres prospectos definidos se ubicaron en un mismo rango, destacando que el escenario más representativo correspondió al escenario probable asociado al P50, con valores de probabilidad iguales a 3%.y frecuencia entre 300 y 360.
- El volumen de gas original en sitio (GOES) se ubicó por encima de 17 MMPCN, con un valor promedio para los prospectos definidos de 18 MMPCN, lo que indica que las arenas presentes en el campo podrían contar con un volumen de gas recuperable, a pesar de ser arenas de poco espesor.

A continuación se presentan algunas recomendaciones para investigaciones futuras a realizar en el campo o en otros campos, donde se planteen objetivos similares a los desarrollados en este trabajo:

- Se sugiere trabajar con pozos que cuenten con una mayor densidad de registros, con la finalidad de garantizar una mejor calidad en los resultados a obtener.
- Se recomienda contar con datos sísmicos, para darle un mejor amarre a los topes a definir en el campo, ya sean estratigráficos o de formación.
- Debido a que no todos los pozos contaban con registro en todo el rango de profundidad estudiado, motivo por el cual no se pudo estudiar con mayor detalle la continuidad lateral de los topes y estructuras geológicas, se sugiere verificar que los pozos a usar en próximas investigaciones, cuenten con los registros en el mismo rango de profundidad, lo que podría permitir calcular propiedades a partir de la información contenida en dichos registros, además de contribuir en el estudio de la continuidad lateral y en profundidad de los elementos ya mencionados.
- Considerando el rango de variabilidad de los valores de GOES, se recomienda ser cuidadoso al momento de identificar una zona con presencia de hidrocarburos a partir de los valores obtenidos a través de simulaciones.
- Se recomienda realizar pruebas de producción a partir de los pozos observadores a nivel de la zona 3, debido a los altos valores de saturación de agua que fueron descritos para esas profundidades.

## BIBLIOGRAFÍA

- Blanco, B., Giraldo, C. y Chigne, N. (2000). Marco tectono-estratigráfico de la parte norte de los estados Guárico y Anzoátegui: implicaciones para la evaluación petrolífera. VII Simposio bolivariano de exploración petrolera en las cuencas subandinas. 161-181 p. Caracas, Venezuela.
- Blandón, A. (2002). Principios de estratigrafía. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas. UNAL, Medellín, Colombia.
- Bolívar, E. y Vierma, L. (1990). Estudio geoquímico del gas natural en la provincia gasífera del norte de Guárico. Revista técnica. INTEVEP, Los Teques. 191-198 p.
- Crespo, S. y Di Gianni, N. (1994). Bioestratigrafía y paleografía de la cuenca oriental de Venezuela durante el Oligo-Mioceno. CORPOVEN, S.A. Laboratorio geológico. Puerto La Cruz, Venezuela.
- CEPET. (1989). La industria venezolana de los hidrocarburos. Tomo I. Centro de Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus empresas filiales. Caracas. 61 - 261 p.
- CIED. (1997). Caracterización energética de los yacimientos. Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. PDVSA. 108 p.
- D'Aubeterre, M. (2002). Integración del modelo exploratorio del convenio Guárico Oriental a la interpretación VIPA realizada al este de la subcuenca de Guárico. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.
- Di Croce, J. (1995). *Eastern Venezuelan Basin: Sequence Stratigraphy and Structural Evolution, PHD Thesis*, Rice University, 225 p. 176
- Di Croce, J., Bally A. y Vail P. (1999). *Sequence Stratigraphy of the Eastern Venezuela Basin, in Mann P. (ed), Sedimentary Basins of the World, No. 4, Caribbean Basins*, Elsevier Science B.V., Amsterdam, 419-473.
- Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra (DGERT). (2005). Definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos. Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Venezuela. 43 p.
- Ellis, D. y Singer, J. (2008). *Well logging for Earth Scientists*. Springer P 213.651.

- Emery, D. y Myers, K. (1996). *Sequence stratigraphy*. BP Exploration, Stockley Park. Uxbridge, London. 264 p.
- Embry, A. (2009). *Practical Sequence Stratigraphy*. Canadian Society of Petroleum Geologists. 81 p.
- Fort, R. (1996). Análisis del sistema poroso de la roca. Universidad Complutense de Madrid. Ed. Complutense. p 222.
- Gómez, M. (2011). Evaluación petrofísica de la Formación Chaguaramas. Gas Guárico.
- González de Juana, C., J. Iturralde de Arozena y X. Picard. (1980). Geología de Venezuela y sus Cuencas petrolíferas. Ed. Foninves, 2 tomos.
- Guzmán, O., Constanzo, V., Aldana M., Bolívar S. y Díaz M. (2009). Evidencias magnéticas de posibles acumulaciones de hidrocarburos no exploradas, en muestras de pozos secos, someros y viejos, en la Cuenca Oriental de Venezuela. 10th Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. ACGGP. Recuperado de: <http://earthdoc.eage.org/?publication=44586>. Consultado el diciembre 02 de 2016.
- Hedberg, H. (1980). Guía Estratigráfica Internacional. Subcomisión Internacional de Clasificación Estratigráfica de la Comisión de Estratigrafía de la UICG. 205p.
- Hermeza, G. (s.f.). Mapas Isópacos. Recuperado de: [www.academia.edu/6917675/Mapas\\_Isopacos](http://www.academia.edu/6917675/Mapas_Isopacos). Consultado el febrero 20 de 2017.
- Hu, X., Hu, S., Jin, F y Huang S. (2017). *Physics of Petroleum Reservoirs. Chapter 2: Physical Properties of Reservoir Rocks*. Springer Mineralogy. Petroleum Industry Press. Sichuan, China.
- Kiser, G. (1987). *Exploration results, Machete area, Orinoco oil belt, Venezuela*. *Journal of Petroleum Geology*. 10(2):149-162.
- Kobr, M., Huizar, R. y Campos O. (2005). Evaluación hidrogeológica de pozos a través de registros geofísicos. Monografías del Instituto de Geofísica. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Lucia, F. (1995). *Rock Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization*. AAPG Bulletin 79, no. 9. Recuperado de: [www.bio.sdsu.edu/petroleum/data/0408](http://www.bio.sdsu.edu/petroleum/data/0408). Consultado el diciembre 15 de 2017.

- Moticska, N., (1985). Volcanismo mesozoico en el subsuelo de la Faja Petrolífera del Orinoco, estado Guárico, Venezuela. Memoria VI Congreso Geológico Venezolano, pp. 1929-1943.
- Parnaud, F., Truskowski, I., Gou, Y., Gallando, O., Pascual, J., y Passalacqua, H. (1995). *Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin*, AAPG, memories, 62, 741-756.
- PDVSA-INTEVEP. (1997). Formación Chaguaramas. III Léxico estratigráfico de Venezuela (LEV). Versión digital. Recuperado de: <http://www.pdv.com/lexico/c98w.htm>. Consultado el 10 de febrero de 2017.
- Pérez, Y. (2009). Caracterización geofísica de la formación Chaguaramas en el campo Copa Macoya. Trabajo de Grado de Maestría no publicado. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.
- Ramírez, S. (2013). Modelado AVO usando datos walkaway VSP considerando el efecto de porosidad y tipo de fluido de la formación Roblecito, campo Copa Macoya, edo. Guárico. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Reguant, S. y Ortiz, R. (2001). Guía Estratigráfica Internacional. Revista de la Sociedad Geológica de España. Vol 14 (3-4). Universidad de Barcelona, España.
- Rengifo, R. (2005). Caracterización estática del yacimiento R56 del campo Yucal Placer. Trabajo de Grado de Maestría no publicado. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.
- Schlumberger. (s.f.). Modelo de caracterización de yacimientos. Oilfield Glossary. Recuperado de: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>. Consultado el 27 de febrero de 2017.
- Schlumberger. (1989). Principios y aplicaciones de la interpretación de registros. Schlumberger educational services. New York, Estados Unidos. 209 p.
- Schön, J. (2011). *Physical Properties of Rocks. Handbook of Petroleum Exploration and Production, volume 8*. Edit. Elsevier. Amsterdam, The Netherlands.
- Viera, A. y Gobbo, E. (2010). *New dry gas discover in terciary deposits. Western Guarico Sub-Basin. Venezuela*. Pluspetrol S.A. Buenos Aires, Argentina. AAPG International Convention and Exhibition. Calgary, Alberta, Canadá.

Villanueva, S. (2013). Aplicación de atributos sísmicos como delineadores de geocuerpos en la formación Roblecito, campo Copa Macoya, edo. Guárico. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

WEC (1997). *Petroleum geology of Venezuela. Well Evaluation Conference*. Schlumberger Surencó. Caracas. 46 p.