

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE CIENCIAS
ESCUELA DE QUÍMICA
DEPARTAMENTO DE GEOQUÍMICA



**MODELADO 1D DE GENERACIÓN Y EXPULSIÓN DE SECUENCIAS
OLIGO-MIOCENAS EN EL ÁREA NOROESTE DE LA CUENCA DE FALCÓN**

Trabajo especial de grado
presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. **Carla Mariam Márquez
Urbáez** como requisito para optar
al título de Licenciada en
Geoquímica

Caracas, octubre 2014

DEDICATORIA

A todos aquellos estudiantes y profesionales como yo, que les parezca fascinante el modelado geoquímico.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, Miriam y Carlos por haberme apoyado en todo momento, por sus valiosos consejos y valores inculcados. Sobre todo por ser excelentes ejemplos de vida.

A la Universidad Central por haberme abierto sus puertas y brindado muchas oportunidades.

A la Gerencia de Exploración de PDVSA Intevep por darme la oportunidad de realizar mi trabajo de investigación y permitirme utilizar sus instalaciones.

A mi tutor industrial Alejandro Martínez por su gran ayuda, dedicación y paciencia en mi trabajo. También le agradezco, por haberme mostrado lo interesante e importante del modelado geoquímico. De verdad muchas gracias, este es un tema que quisiera seguir trabajando en mi vida profesional.

A mi tutora académica Karla Quintero, por su buena disposición a ayudarme no solo en mi proyecto de tesis, sino también en las asignaturas que me ayudaron a crecer como estudiante de geoquímica.

A mis hermanas Adriana y Simorlin por ser tan importantes en mi vida, y llenar mi vida de alegría y momentos divertidos.

A mi novio Gregori por haberme alegrado en todos aquellos momentos estresantes al comienzo de mi trabajo y por su apoyo y amor incondicional.

A mis amigos de la universidad, Endrina, Suarez, Luis Arreaza, Javier, Karly, Yuli, Francis, Dubraska, Jefferson y Luis Omaña, por todos esos momentos divertidos dentro y fuera de la universidad, por aquellas tareas que hicimos

juntos, por su gran apoyo en todo momento. Muchas gracias a todos, los quiero un montón, hicieron que mi vida en la universidad fuera algo muy especial.

A Jaime Cesar por ser un ejemplo estudiantil, por ayudarme en varias asignaturas de mi carrera y sobre todo por su gran amistad.

A Jacqueline Grobas, Natacha Acosta, Moises Pirela, Luis Camposano, Arlis Machado y otros profesionales de PDVSA Intevp, por ayudarme con el desarrollo de mí trabajo.

A la Sra Carmen, Maren, Naeroby y Numan, por todos los momentos alegres que pase con ellos.

RESUMEN

En este trabajo fue evaluada la generación y expulsión de secuencias oligo-miocenas en el área noroeste de la Cuenca de Falcón, empleando modelos 1D de 3 pozos reales y 3 pozos virtuales, ubicados sobre dos transectos subregionales. Para esto, fueron empleados un conjunto de datos geológicos, geofísicos y geoquímicos y el módulo 1D de la herramienta de análisis de los sistemas petroleros denominada *Petromod* (V 11.1.1).

Los resultados permiten concluir que, las secuencias oligo-miocenas ubicadas en la parte continental de Falcón, comenzaron a generar y expulsar hidrocarburos, durante el Mioceno temprano y medio (Parte central de Falcón) y durante el Mioceno medio y tardío (este del área de estudio). Parte de estos hidrocarburos expulsados, pudieron haber migrado hasta la superficie y contribuir con la formación de algunos de los menes encontrados en Falcón, sin descartar la posibilidad de una sincronía con trampas estructurales y estratigráficas formadas antes del Mioceno tardío. Por otro lado, las rocas generadoras del Oligoceno y Mioceno temprano, ubicadas en el área de mayor generación del Golfo de Venezuela (Surco de Urumaco), comenzaron a generar entre el Mioceno medio y tardío y a expulsar después de Plioceno. Adicionalmente, fue verificada la posibilidad de la contribución de estas secuencias, para los yacimientos encontrados en el Golfo.

Estos resultados estuvieron influenciados por subsidencias y levantamientos controlados por dos regímenes tectónicos; 1. Régimen Extensivo, que originó dos depocentros importantes (Canal Falconiano y Surco de Urumaco) y a su vez el levantamiento en los flancos de estos depocentros y 2. Régimen Compresivo, que originó el levantamiento de la Cuenca de Falcón y migración de las mayores secuencias hacia el norte de esta.

ÍNDICE

	Página
Dedicatoria.....	i
Agradecimientos	ii
Resumen	iv
1. Introducción	1
2. Revisión bibliográfica	4
2.1. Sistema petrolero.....	4
2.1.1 Elementos esenciales en el sistema petrolero	4
2.1.2 Procesos esenciales en el sistema petrolero	16
2.1.3 Eventos del sistema petrolero	18
2.1.4 Evaluación de riesgos en el sistema petrolero	19
2.1.5 Niveles de certeza del sistema petrolero.....	20
2.2. Modelado geoquímico	21
2.2.1 Tipos de modelado.....	22
2.2.2 Información requerida para el modelado.....	23
2.2.3 Productos del modelado.....	25
2.2.4 Modelado geoquímico en Venezuela	29
3. Zona de estudio	32
3.1. Marco geológico regional.....	32
3.1.1 Características de la Cuenca de Falcón.....	33
3.1.2 Evolución tectono-estratigráfica de la Cuenca de Falcón.....	34
3.2. Marco geoquímico	38

3.2.1 Posibles rocas generadoras oligo-miocenas en la Cuenca de Falcón	38
3.3.2 Geoquímica de crudos en los yacimientos en la Cuenca de Falcón	40
4. Metodología	42
4.1. Revisión de los datos disponibles.....	42
4.2. Selección de los pozos a modelar	43
4.3. Recopilación de los datos de entrada.....	44
4.4. Modelado 1D	48
4.4.1 Carga de los datos	48
4.4.2 Simulación preliminar.....	48
4.4.3 Calibración y optimización del modelo térmico.....	48
4.4.4 Modelo de generación y expulsión	51
4.4.5 Cuadro de eventos	52
5. Resultados.....	53
5.1. Historia de soterramiento.....	53
5.1.1 Pozos P,C y PV1 (Golfo de Venezuela)	43
5.1.2 Pozos M, PV2 y PV3 (Parte continental de Falcón)	55
5.2. Calibración de los pozos reales y virtuales	58
5.2.1 Pozo P (Golfo de Venezuela)	58
5.2.4 Pozo C (Golfo de Venezuela).....	59
5.2.5 Pozo PV1(Golfo de Venezuela).....	60
5.2.1 Pozo M (Parte continental de Falcón)	61
5.2.4 Pozo PV2 (Parte continental de Falcón)	62
5.2.5 Pozo PV3 (Parte continental de Falcón)	63

5.3. Historia de madurez y generación	64
5.3.1 Pozos P,C y PV1 (Golfo de Venezuela)	65
5.3.2 Pozos M, PV2 y PV3 (Parte continental de Falcón)	67
5.4. Tiempos de expulsión de los hidrocarburos	71
5.5. Carta de eventos del sistema petrolero	72
6. Conclusiones	76
7. Recomendaciones	78
8. Referencia bibliográficas.....	79
9. Anexos.....	89

ÍNDICE DE FIGURAS

N° Figura	Páginas
1. Sistema petrolero	5
2. Diagrama de Van Krevelen	7
3. Esquema general de formación de hidrocarburos en función del incremento de la profundidad y la temperatura que alcanza la roca generadora	10
4. Tipos de trampas	17
5. Cuadro de eventos del sistema petrolero	19
6. Diagrama de soterramiento.....	27
7. Diagrama de madurez térmica.....	28
8. Mapa de ubicación del área de estudio	32
9. Ubicación de la Cuenca de Falcón	33
10. Cuadro resumen de la correlación estratigráfica del área de estudio, representando sus correspondientes paleoambientes y eventos tectónicos ...	35
11. Cromatogramas de gases C ₁₅₊ para crudos de algunos campos de Falcón....	41
12. Esquema de trabajo.....	42
13. Ubicación de los pozos a modelar	44
14. Perfiles de calibración y optimización	50
15. Diagrama de soterramiento del pozo P.....	54
16. Diagrama de soterramiento del pozo C	55
17. Diagrama de soterramiento del pozo PV1	55
18. Diagrama de soterramiento del pozo M.....	56
19. Diagrama de soterramiento del pozo PV2	57
20. Diagrama de soterramiento del pozo PV3	58
21. Calibración y optimización del pozo P	59

22. Calibración y optimización del pozo C	60
23. Calibración y optimización del pozo PV1	61
24. Calibración y optimización del pozo M.....	62
25. Calibración y optimización del pozo PV2	63
26. Calibración y optimización del pozo PV3	64
27. Diagrama de madurez y tasa de transformación del pozo P.....	65
28. Diagrama de madurez y tasa de transformación del pozo C	66
19. Diagrama de madurez y tasa de transformación del pozo PV1	67
30. Diagrama de madurez y tasa de transformación del pozo M.....	68
31. Diagrama de madurez y tasa de transformación del pozo PV2	69
32. Diagrama de madurez y tasa de transformación del pozo PV3	70
33. Carta de eventos del sistema petrolero de los pozos P,C y PV1	73
34. Carta de eventos del sistema petrolero de los pozos M,PV2 y PV3	75

ÍNDICE DE TABLAS

N° Tabla	Páginas
1. Tipos de querógeno y sus características	6
2. Índice de hidrógeno que describe el tipo de querógeno y el producto generado	8
3. Clasificación de la roca generadora en función al contenido orgánico	8
4. Nivel de madurez de la roca generadora de acuerdo a la reflectancia de vitrinita (%Ro)	12
5. Nivel de madurez de la roca generadora de acuerdo a la temperatura de máxima generación (Tmax)	13
6. Calidad de la roca yacimiento según la porosidad	14
7. Calidad de la roca yacimiento según la permeabilidad	14
8. Características de las secuencias establecidas para el modelado	45
9. Datos de entrada del pozo P.....	89
10. Datos de entrada del pozo C	90
11. Datos de entrada del pozo M.....	91
12. Datos de entrada del pozo PV1	92
13. Datos de entrada del pozo PV2	93
14. Datos de entrada del pozo PV3	94
15. Condiciones de contorno pozo P	95
16. Condiciones de contorno pozo C.....	95
17. Condiciones de contorno pozo M	95
18. Condiciones de contorno pozo PV1	96
19. Condiciones de contorno pozo PV2.....	96
20. Condiciones de contorno pozo PV3.....	96
21. Datos para la calibración del pozo P.....	97

22. Datos para la calibración del pozo C	98
23. Datos para la calibración del pozo M	99
24. Datos para la calibración del pozo PV1	100
25. Datos para la calibración del pozo PV2	100
26. Datos para la calibración del pozo PV3	100
27. Valores calculados del COT original	101
28. Valores calculados del IH original	101

INTRODUCCIÓN

La Cuenca de Falcón está formada por secuencias sedimentarias de edades que abarcan desde el Eoceno hasta el Plioceno (González de Juana., et al 1980). El interés en esta cuenca como área prospectiva de hidrocarburos, comenzó desde los primeros proyectos exploratorios en Venezuela, debido a la manifestación de menes en la zona de Mene de Mauroa en el municipio Buchivacoa y la presencia de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos (González de Juana., et al 1980). Esto conllevó al descubrimiento del primer pozo productor de cantidades comerciales de petróleo en 1921, ubicado en el campo Mene de Mauroa y al descubrimiento de otros campos en el área de Falcón como los campos El Mamón (1926), Hombre Pintado (1927), Mene de Acosta (1927), Las Palmas (1928), Media (1929), Cumarebo (1931), Tiguaje (1953) y La Vela (1972) (González de Juana et al., 1980; Código Geológico de Venezuela, 1997).

Debido a la alta calidad de los crudos parafínicos encontrados en estos campos, la Cuenca de Falcón fue explorada a través de estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos, con el objetivo de encontrar más yacimientos con estas características (Del Olló, 1993).

Los primeros estudios realizados para determinar el origen de los hidrocarburos en la Cuenca de Falcón, plantean la posibilidad que algunos intervalos de la Formación La Luna, fueran las responsables de la generación de los hidrocarburos en la Cuenca de Falcón (Blaser, 1979). Sin embargo, estudios de madurez térmica, indicaron que era poco probable que esta formación haya generado los hidrocarburos en la Cuenca de Falcón, porque durante el Eoceno, el NE de la Formación La Luna se encontraba a una etapa próxima a la ventana de generación de gas (Blaser, 1979). Esto permitió inferir que la Formación La Luna en esa área alcanzó una madurez adecuada para la generación de

hidrocarburos en una etapa relativamente temprana de evolución de la Cuenca de Falcón, probablemente sin que aún se hubiesen formado las posibles trampas (Blaser, 1979). Además, de acuerdo a estudios realizados en los crudos de la Cuenca de Falcón, indican que estos provienen de litología principalmente siliciclástica, materia orgánica predominantemente terrestre y ambiente subóxico (Escandón y Toro, 1990; Del Olló, 1993). Estas características han permitido diferenciar a estos crudos desde el punto de vista genético de los hidrocarburos generados por la Formación La Luna en la Cuenca de Maracaibo. Sin embargo, intervalos con características de roca generadora en las secuencias oligo-miocenas de la Cuenca de Falcón, sí corresponden con las características genéticas presentes en los crudos en la misma área (Del Olló, 1993; Ghosh et al., 1997, Martínez et al., 2007; Martínez et al., 2012). Estas evidencias señalan que la Cuenca de Falcón, pertenece a una provincia generadora de hidrocarburos distinta a la de Maracaibo.

La Cuenca de Falcón, presenta crudos parafínicos de alta calidad, facies sedimentarias y estructuras geológicas adecuadas para la generación de hidrocarburos. Sin embargo, los proyectos exploratorios en esta cuenca fueron disminuyendo en el tiempo, debido al alto riesgo exploratorio y los bajos volúmenes de hidrocarburos, en comparación a las demás cuencas del país (González de Juana et al., 1980). No obstante, el descubrimiento del campo gigante de gas Perla en el Golfo de Venezuela (2009) evidencia el funcionamiento de un sistema petrolero, el cual involucra secuencias oligo-miocenas del Golfo, equivalentes geológicamente a las presentes en la Cuenca de Falcón (Acosta y Martínez, 2014, comunicación personal). Por esta razón, aumenta la exploración petrolera en la cuenca, por el hecho de buscar un posible análogo del campo gigante de gas descubierto en el Golfo (Martínez et al., 2012; Pérez et al., 2013; Pirela et al., 2013; Acosta y Martínez, 2014, comunicación personal). Esto genera la necesidad de evaluar los procesos de generación y expulsión en secuencias oligo-miocenas con características de

roca generadora en el continente, utilizando como herramienta fundamental el modelado geoquímico.

En tal sentido, este trabajo de investigación tuvo como objetivo general: *evaluar la generación y expulsión de secuencias oligo-miocenas en el área noroeste de la Cuenca de Falcón, empleando modelos 1D de 3 pozos reales y 3 pozos virtuales, ubicados sobre dos transectos subregionales*. Para esto, fueron empleados un conjunto de datos geológicos, geofísicos y geoquímicos, contenidos en la base de datos de proyectos exploratorios PDVSA Intevep y el módulo 1D de la herramienta de análisis de cuencas denominada *Petromod* (V 11.1.1). Para la ejecución del objetivo general han sido definidos los siguientes objetivos específicos:

1. Definir los datos de entrada (geológicos, geofísicos y geoquímicos), que permitan obtener modelos unidimensionales de generación y expulsión de las secuencias oligo-miocenas en los pozos a modelar.
2. Obtener perfiles de calibración para corroborar la historia térmica del área de estudio a partir de datos geoquímicos de madurez (Tmax; %Ro) y de temperaturas medidas en los pozos reales (BHT).
3. Evaluar la historia de sedimentación de las secuencias bajo estudio, a partir de diagramas de soterramiento de cada uno de los pozos a modelar.
4. Determinar los tiempos de generación y expulsión a partir de los modelos obtenidos.
5. Generar el cuadro de eventos del sistema petrolero con los resultados del modelado.

2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

A continuación, se presentan las bases teóricas que fundamentan el sistema petrolero y el modelado geoquímico. Posteriormente, serán discutidos los aspectos relacionados al área de estudio, específicamente el marco geológico y geoquímico.

2.1. SISTEMA PETROLERO

La búsqueda de acumulaciones de hidrocarburos en un área determinada, está basada en el entendimiento del origen, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos. Para esto, es importante comprender los aspectos esenciales de un sistema petrolero. De acuerdo con Magoon y Dow (1994), un sistema petrolero: "es un sistema natural que abarca una o más rocas generadoras y todas las acumulaciones crudo y gas, que posiblemente estén relacionados genéticamente. Incluye todos los elementos geológicos y procesos que son esenciales para que una acumulación de petróleo pueda existir". El término "sistema" se refiere a todas aquellas condiciones que favorecen la creación y acumulación de hidrocarburos y el término "petróleo" se refiere a concentraciones comerciales de gas, crudo e hidrocarburos residuales.

2.1.1. Elementos esenciales

Los elementos esenciales que constituyen el sistema petrolero son (Fig.1):

- Roca generadora
- Roca yacimiento
- Roca sello
- Roca de sobrecarga

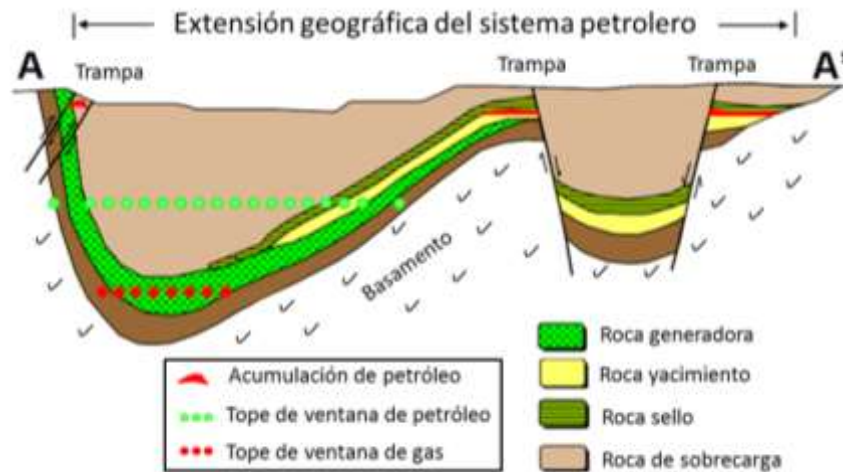


Figura 1. Sistema petrolero (tomado de Magoon y Dow, 1994).

- Roca generadora: Es una roca sedimentaria que contiene la materia orgánica suficiente y la composición química adecuada para generar y expulsar hidrocarburos. Estas rocas son caracterizadas de acuerdo a la cantidad, calidad (tipo) y nivel de madurez térmica de la materia orgánica presente en la roca (Hunt, 1979). En Venezuela, las principales rocas generadoras probadas según estas tres características son las lutitas calcáreas pertenecientes a la Formación La Luna en la Cuenca de Maracaibo y las lutitas calcáreas de la Formación Querecual en la Cuenca Oriental (Código Geológico de Venezuela, 1997).

Físicamente, una roca generadora es de color oscura y rica en materia orgánica. Sin embargo, para ser definida roca generadora, la materia orgánica, tiene que presentar ciertas proporciones de contenido orgánico, así como la calidad y madurez adecuada para generar hidrocarburos (Hunt, 1979). A continuación se explicarán cada una de estas cualidades.

La calidad de la roca generadora, es el resultado del tipo de querógeno. El querógeno es la materia orgánica diseminada en la roca sedimentaria insoluble en medio ácido, básico y en solventes orgánicos, el cual es precursor del petróleo (Vandenbroucke et al., 1993). El querógeno proviene principalmente de algas, plancton y plantas superiores terrestres, y contienen una cantidad probablemente menor de aporte bacteriano (Vandenbroucke y Largeau, 2007). Su composición depende del tipo de materia orgánica precursora del querógeno y de acuerdo a esto, el querógeno se clasifica en tipo I, II, II-S, III y IV (tabla 1) (Tissot y Welte, 1984).

Tabla 1. Tipos de querógeno y sus características (Tissot y Welte, 1984; Vandenbroucke y Largeau, 2007).

Tipo de querógeno	Ambiente de sedimentación	Origen Principal	Potencial	H/C	O/C	S/C
I	Lacustre	Algas y bacterias	Hidrocarburos líquidos	$\geq 1,5$	$< 0,1$	---
II	Marino/ Terrestre	Algas, plancton y aporte terrestre	Hidrocarburos líquidos y gaseosos	1,3	0,5	---
II-S	Marino (sulfato reductor)/ terrestre			1,3	0,5	$> 0,04$
III	Terrestre	Plantas superiores	Hidrocarburos gaseosos	$< 1,0$	0,2-0,3	---
IV	Terrestre	Materia orgánica retrabajada	Inerte o pequeñas cantidades de CH_4 , CO_2 y H_2O	$\approx 0,5$	$\approx 0,25$	---

Los tipos de querógeno pueden ser distinguidos usando la relación atómica H/C contra O/C, como lo presenta el diagrama de Van Krevelen (Van Krevelen, 1950) mostrado en la figura 2. Este diagrama muestra la relación entre el tipo de querógeno y los estados de evolución térmica, así como los productos generados en cada estado.

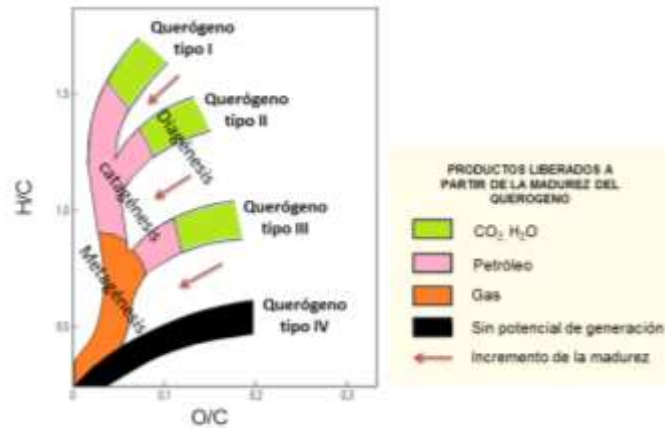


Figura 2. Diagrama de Van Krevelen (Tomado de McCarthy et al., 2011).

Otros parámetros usados para sugerir el tipo de querógeno y el tipo producto que será generado (hidrocarburos líquidos o gaseosos), es la relación entre índice de hidrógeno (IH) y el índice de oxígeno (IO), expresada gráficamente en un diagrama IH vs IO (Espitalie et al., 1977). El índice de hidrógeno (IH), corresponde a la cantidad de compuestos orgánicos pirolizables (área del pico S2), con respecto al contenido de carbono orgánico total (COT). Por otro lado, el índice de oxígeno (IO), corresponde a la cantidad de dióxido de carbono (área del pico S3), con respecto al contenido de carbono orgánico total (COT). El índice de hidrógeno y oxígeno son calculados a través de la ecuación 1 y 2 (Peters, 1986). La tabla 5, muestra los valores de índice de hidrógeno correspondientes a cada tipo de querógeno y el producto generado, el cual puede ser afectado por el nivel de madurez térmica.

$$IH = \frac{S2}{COT} \times 100 \quad (\text{ecuación 1})$$

$$IO = \frac{S3}{COT} \times 100 \quad (\text{ecuación 2})$$

Tabla 2. Índice de hidrógeno que describe el tipo de querógeno y el producto generado (Peters y Cassa, 1994).

Tipo de querógeno	IH (mg HC/g COT)	Producto principal
I	>600	Hidrocarburos líquidos
II	600-300	Hidrocarburos líquidos
II-III	300-200	Hidrocarburos líquidos y gaseosos
III	200-50	Hidrocarburos gaseosos
IV	>50	Ninguno

La cantidad de materia orgánica en la roca generadora es determinada por la concentración de carbono orgánico total (COT), e incluye el carbono proveniente del querógeno y el bitumen (fracción de la materia orgánica soluble en solventes orgánicos), presente en la roca al momento de la medida (Peters, 1986). El %COT puede ser determinado por pirólisis en el Rock Eval 6, a partir de la suma del carbono orgánico pirolizable y el carbono orgánico residual (Behar et al., 2001). Utilizar solamente el % COT, para identificar una secuencia sedimentaria como roca generadora no es debido, también deben ser considerados la madurez térmica alcanzada y el tipo de querógeno (Hunt, 1979). Adicionalmente, una roca generadora debe tener una concentración suficiente de materia orgánica para generar una cantidad significativa de hidrocarburos, que luego puedan ser expulsados (Tissot y Welte, 1984). La tabla 3, muestra el potencial de generación de la roca generadora de acuerdo a su contenido orgánico (% m/m).

Tabla 3. Clasificación de las rocas generadoras en función al contenido orgánico (tomado de Peters y Cassa, 1994).

Potencial de generación	COT (% m/m)
Pobre	<0,5
Regular	0,5-1
Buena	1-2
Muy buena	2-4
Excelente	>4

Un ejemplo de una roca generadora en Venezuela son las lutitas calcáreas de la Formación La Luna. De acuerdo al mapa regional de contenido de carbono orgánico total presentado por Scherer (1995), la Formación La Luna alcanza un COT mayor a 4 % hacia el área de Machiques y hacia San Cristóbal, Mérida y Valera el COT varía de 2 a 3 %. Estos valores indican que la Formación La Luna presenta alta concentración de COT, lo que permite clasificarla como una excelente roca generadora.

La madurez térmica se refiere a la relación temperatura vs. tiempo, que conduce a las reacciones que convierten el querógeno en crudo, gas húmedo y gas seco (Peters y Cassa, 1994; McCarthy et al., 2011). Las etapas de madurez térmica de la materia orgánica pueden dividirse en tres, conocidas como diagénesis, catagénesis y metagénesis, las cuales son descritas por Tissot y Welte (1984) de la siguiente manera:

En la diagénesis, la materia orgánica es alterada por la actividad bacteriana en condiciones de bajas temperaturas (máximo 50 °C). Durante esta etapa ocurren una serie transformaciones en la materia orgánica, que involucran la descomposición producto de las bacterias, la recombinación de los residuos orgánicos formando las sustancias húmicas (policondensación) y finalmente la obtención de un geopolímero denominado querógeno, producto de la insolubilización de las sustancias húmicas. Por lo tanto, el producto final de este proceso es la roca sedimentaria y el querógeno (Fig. 3) (Tissot y Welte, 1984).

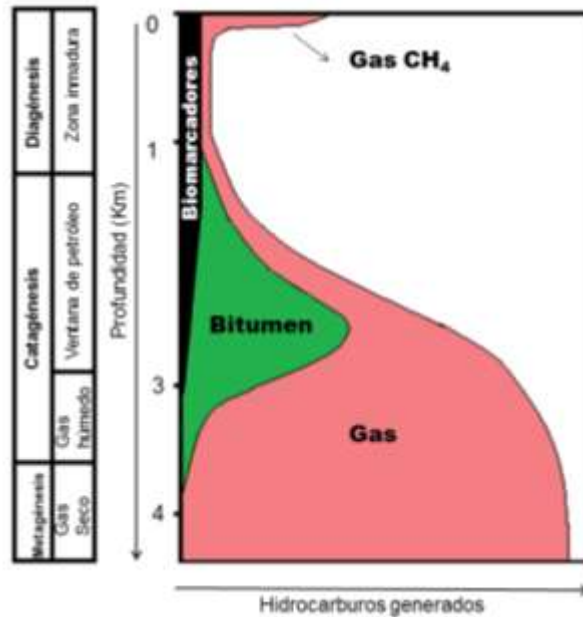


Figura 3. Esquema general de formación de hidrocarburos en función del incremento de la profundidad y la temperatura que alcanza la roca generadora (tomado de Tissot y Welte, 1984).

Durante la catagénesis la materia orgánica junto con la roca alcanzan profundidades donde las condiciones de temperatura y presión producen el craqueo térmico del querógeno, causando la generación de bitumen. El intervalo de temperatura en el cual ocurren estos cambios se encuentra entre 50 a 150 °C (Tissot y Welte, 1984) o entre 50 a 200°C (Hunt, 1995) (Fig. 3).

Finalmente durante la metagénesis, el querógeno es craqueado térmicamente a temperaturas mayores a 200 °C y el producto principal para la materia orgánica en esta etapa es metano junto con un producto residual estructuralmente similar al grafito (Fig. 3) (Tissot y Welte, 1984).

De acuerdo con el nivel de madurez térmica alcanzado, las rocas se clasifican en: 1. Roca generadora potencial, aquella que solo ha sido afectada por la diagénesis, y contiene la concentración de COT adecuada de materia orgánica

para generar un volumen significativo de hidrocarburos. Sin embargo, necesita alcanzar un nivel de madurez térmica superior para generar petróleo; 2. Roca generadora activa, actualmente en ventana de bitumen y ha sido sometida a procesos térmicos necesarios para producir petróleo. 3. Roca generadora inactiva, aquella que dejó de generar hidrocarburos pero todavía tiene potencial para generar; 4. Roca generadora exhausta, actualmente sobremadura, y agotó la capacidad para generar hidrocarburos líquidos. Sin embargo todavía puede generar gas húmedo y seco (Peters y Cassa, 1994).

La madurez térmica, está relacionada con las profundidades de soterramiento producidas por la sedimentación continua en la cuenca. Asimismo, es afectada localmente y regionalmente por la proximidad respecto a cuerpos ígneos y a la actividad tectónica de la corteza, que controla el levantamiento y subsidencia (Barker, 1996). La madurez puede ser interrumpida, si la cuenca es sometida a un proceso de levantamiento, y continúa el proceso luego cuando se reanuda la subsidencia (McCarthy et al., 2011).

El nivel de madurez térmica es determinado, empleando técnicas como la petrografía orgánica donde se mide la reflectancia de vitrinita (%Ro), el índice de coloración de esporas, el análisis de biomarcadores, marcadores aromáticos y la pirólisis Rock Eval (Peters et al., 2005).

La vitrinita es un maceral derivado de la alteración térmica de la lignina y la celulosa, provenientes de las plantas terrestres (Mukhopadhyay y Dow, 1994). El aumento de la madurez térmica, permite que la vitrinita experimente reacciones irreversibles de aromatización. Los anillos aromáticos se alinean entre sí, causando que la vitrinita pueda reflejar más luz y su estructura interna se vuelva más ordenada a medida que avanza la madurez térmica. Esto genera un aumento de la reflectancia (Peters et al., 2005). La vitrinita se encuentra abundante en el querógeno tipo III, por su alto contenido de materia orgánica

terrestre. Por otro lado, el contenido de vitrinita en querógeno tipo II es moderado, y en querógeno tipo I es generalmente ausente (Tissot y Welte, 1984). Esto presenta una limitación en la medición de la reflectancia de vitrinita, debido a que no todos los tipos de querógeno contienen vitrinita. En estos casos, se utilizan otros parámetros para determinar el nivel de madurez térmica, como los biomarcadores, coloración de esporas o pirolisis Rock Eval (Barker, 1996). La tabla 4 muestran los intervalos de madurez definidos en función de los valores de reflectancia de vitrinita.

Tabla 4. Nivel de madurez de la roca generadora de acuerdo a la reflectancia de vitrinita (%Ro) (tomado de Mukhopadhyay y Dow, 1994).

Nivel de madurez de la roca generadora	% Ro
Inmadura	0,20-0,60
Madura	0,60-1,35
Sobremadura	>1,35

La pirólisis Rock Eval, es usada para describir el potencial generador de una roca generadora proporcionando información acerca de la cantidad, tipo y nivel de madurez térmica de la roca generadora. El método consiste en la descomposición térmica en el laboratorio, para simular el proceso natural de madurez térmica (Peters, 1986). El proceso desarrolla temperaturas experimentales considerablemente mayores a las que normalmente son registradas en el subsuelo, facilitando así, que las reacciones termoquímicas ocurran en menor tiempo. Durante la pirólisis, se generan dos familias de hidrocarburos que se detectan a través de un detector de ionización a la llama, FID (*flame ionization detector* por sus siglas en inglés) y se determinan en las señales S_1 y S_2 . La señal S_1 corresponde a los hidrocarburos libres en la roca y la señal S_2 corresponde a los hidrocarburos que experimentaron craqueo térmico del querógeno presente en la roca. En el transcurso de la pirólisis se

libera CO₂ proveniente de compuestos orgánicos oxigenados, el cual es medido a través de la señal S₃ (Behar et al., 2001).

El nivel de madurez puede estimarse a partir de la temperatura de máxima (Tmax). Este parámetro se obtiene en el análisis por pirólisis Rock Eval y está definido como la temperatura a la cual es alcanzado el máximo de la señal S₂. Este valor representa la temperatura de pirólisis en el que se libera la cantidad máxima de hidrocarburos procedentes de la degradación térmica de querógeno (Espitalie, 1986). A medida que avanza la madurez térmica el valor de Tmax aumenta, debido a que en las últimas etapas de madurez térmica, quedan compuestos orgánicos que se craquean a temperaturas mayores. La tabla 5 muestra como varia el Tmax a medida que aumenta la madurez térmica.

Tabla 5. Nivel de madurez de la roca generadora de acuerdo a la temperatura de máxima (Tmax) (tomado de Peters y Cassa, 1994).

Estado de madurez de la roca generadora	Tmax (°C)
Inmadura	<435
Madura	435-470
Sobremadura	>470

- Roca yacimiento: Es aquella cuya porosidad y permeabilidad son adecuadas para permitir el desplazamiento y acumulación de los fluidos (crudo, gas y agua) (Magoon y Dow, 1994). Cualquier roca en subsuelo, ígnea, sedimentaria, o metamórfica, que cumpla estas especificaciones puede ser utilizada por los hidrocarburos como roca para acumularse (Landes, 1972). Las propiedades principales para describir una roca yacimiento son la porosidad y la permeabilidad.

La porosidad, es el porcentaje del volumen total de roca que corresponde a espacios que puedan almacenar fluidos. Existen dos tipos de porosidad: la

primaria es aquella generada en la fase de diagénesis, y la secundaria es aquella generada por fracturas en la roca (North, 1985). La tabla 6 muestra la calidad de la roca para almacenar fluidos de acuerdo a la porosidad.

Tabla 6. Calidad de la roca yacimiento de acuerdo a la porosidad (tomado de North, 1985).

Calidad	% Φ
Excelente	25-20
Buena	20-15
Regular	15-10
Pobre	10-5
Muy pobre	<5

La porosidad, denotada por la letra griega fi (Φ), es calculada por la ecuación 3.

$$\Phi = \frac{\text{Volumen total de la roca} - \text{Volumen de los granos}}{\text{Volumen total de la roca}} \times 100 \quad (\text{ecuación 3})$$

La permeabilidad es la propiedad de una roca que permite el paso de los fluidos a través de sus poros interconectados (North, 1985). La permeabilidad es usualmente expresada en milidarcy (md). Esta propiedad puede determinarse a partir de la ecuación 3 (North, 1985). En la tabla 7 se presentan valores de permeabilidad de una roca yacimiento de petróleo.

$$K = \frac{Q \times \eta \times \Delta L}{A \times \Delta P} \times 100 \quad (\text{ecuación 4})$$

Dónde: K= Permeabilidad (darcy); Q= Tasa de flujo (m^3 / s); η = Viscosidad (centipoises); ΔL = Longitud de la trayectoria del fluido (cm); A= Área de la sección transversal de la trayectoria del fluido (cm^2); ΔP = Diferencial de presión (g/cm^2).

Tabla 7. Calidad de la roca yacimiento de acuerdo a su permeabilidad (tomado de North, 1985).

Calidad	K (md)
Excelente	1000-100
Buena	100-10
Pobre	10-1

Algunos ejemplos de rocas yacimiento en el estado Falcón son: las areniscas pertenecientes a las formaciones Agua Clara (campo Mauroa, Cumarebo y La Vela), Urumaco (campo El Mamón), Socorro (campo Cumarebo), Quisiro del Grupo La Puerta (campo Tiguaje) y San Lorenzo del Grupo Agua Salada (Mene de Acosta) (Ghosh et al., 1997; Código Geológico de Venezuela, 1997).

- Roca sello: Son rocas con garganta de poro tan pequeña y pobremente conectados que no permiten el paso de fluidos a través de ellas (Downey, 1994). Dos clases importantes de roca sello ocurren en el sistema petrolero; los sellos regionales que dirigen y controlan la distribución de los hidrocarburos en la cuenca y los sellos locales que detiene la migración y confinan las acumulaciones en las trampas (Downey, 1994). Una roca sello tiene que ser dúctil, para impedir que su fracturamiento pueda generar una porosidad secundaria y permitir el paso de fluidos (Landes, 1972; Downey, 1994).

Las rocas sello pueden ser evaporitas, lutitas y las mismas rocas generadoras porque por sus características de uniformidad litológica, son dúctiles y pueden mantener grandes presiones de fluidos (petróleo y agua) sin fracturarse. También intervalos enriquecidos en asfalteno (*Tar mats*) pueden actuar como barrera a la migración de crudo y gas (Landes, 1972).

Un ejemplo de sellos efectivos en el área de estudio son las lutitas de las formaciones Pecaya, Guacharaca, Agua Clara, Pozón, San Lorenzo, Querales y Cerro Pelado (Ghosh et al., 1997).

- Roca de sobrecarga: Comprende el grupo de rocas suprayacentes a la roca sello y la roca generadora. Esta secuencia de rocas comprime y consolida todo el material que se encuentra por debajo de ellas. La roca de sobrecarga es esencial en el sistema petrolero, porque a medida que aumenta su espesor, aumenta el soterramiento y la roca generadora puede llegar a alcanzar la madurez térmica adecuada para generar los hidrocarburos (Deming, 1994).

2.1.2. Procesos esenciales en el sistema petrolero

Los procesos esenciales para un sistema petrolero son la formación de la trampa y la generación-migración-acumulación. La combinación de los elementos esenciales y procesos deben ocurrir sincronizados en el tiempo y espacio, permitiendo que el querógeno en la roca generadora pueda ser convertido en hidrocarburos para posteriormente migrar y acumularse en una trampa (Magoon y Dow, 1994).

- Formación de la trampa: La trampa es una disposición geométrica de los estratos que favorece la acumulación en cantidades comerciales de crudo, gas o ambas en el subsuelo. La formación de la trampa es importante en el sistema petrolero, debido a que si la trampa es formada después que los procesos de generación de los hidrocarburos, estos últimos no se acumularán y preservarán (Biddle y Wielchowshy, 1994).

Se requieren dos componentes fundamentales para la trampa; la roca yacimiento que contiene a los hidrocarburos y la roca sello que detiene la migración y mantiene a los hidrocarburos en la trampa. (Biddle y Wielchowshy, 1994). De acuerdo a Biddle y Wielchowshy (1994), las trampas pueden ser estructurales, estratigráficas o combinación de las mismas. Las Trampas estructurales son aquellas formadas por la deformación después de la sedimentación de los estratos y permite la acumulación de hidrocarburos.

Algunas de estas estructuras son: intrusiones ígneas, pliegues, fallas y combinaciones entre ellas (Fig. 4). Las Trampas estratigráficas son aquellas formadas por variaciones estratigráficas independientes de las formaciones estructurales. Este tipo de trampas pueden ser debido a cambios laterales en la sedimentación o por discontinuidades (Fig. 4).

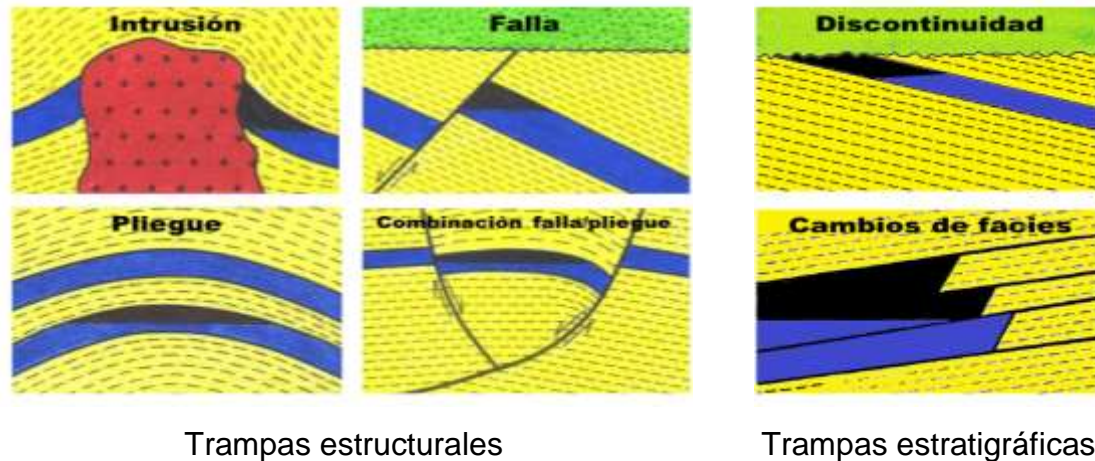


Figura 4. Tipos de trampas (tomado de Magoon y Dow, 1994).

La mayoría de las trampas en los yacimientos de estado Falcón son estructurales. En Falcón Occidental en los campo Quiroz, Las Palmas, Tiguaje, Mamón y Mene de Mauroa, las trampas son del tipo anticlinal con sellos laterales por fallas (Ghosh et al., 1997).

- Generación- Migración- Acumulación: La generación de los hidrocarburos en la roca generadora, es un fenómeno cinético que es dependiente del tiempo, temperatura y el tipo de querógeno (Vanderbroucke et al., 1993). Cuando incrementa la temperatura en la cuenca sedimentaria, debido al soterramiento progresivo u a otros factores (intrusiones ígneas), las moléculas del querógeno absorben energía y ocurre la ruptura de los enlaces químicos favoreciendo la generación del petróleo (Tissot y Welte, 1984). La relación entre la temperatura

y la velocidad de las reacciones químicas que conllevan a la formación de petróleo, viene dada por una ecuación cinética de primer orden, expresada por la ley de Arrhenius (ecuación 4) (Tissot y Welte, 1984; Allen y Allen, 2005).

$$K = A \times e^{-\frac{E_a}{RT}} \quad (\text{ecuación 4})$$

Dónde:

K= Velocidad de la reacción

A= Factor de frecuencia (s^{-1})

Ea= Energía de activación (Kcal/ mol)

R= Constante universal de los gases (0,001987 Kcal/mol)

T= Temperatura ($^{\circ}K$)

Los hidrocarburos generados son movilizados dentro de la roca generadora hasta su expulsión (migración primaria), y posteriormente son movilizados hasta acumularse en alguna zona donde esté formada una trampa (migración secundaria). Estos hidrocarburos al llegar a la trampa son acumulados dentro de ella. La acumulación de los hidrocarburos está controlada por los factores que definen la formación de una trampa. (roca yacimiento, trampa, sello) (Demaison y Huizinga, 1994).

2.1.3. Eventos del sistema petrolero

La figura 5 muestra un ejemplo de cuadro de eventos, el cual ilustra la secuencia cronológica en el que se manifiestan los elementos y procesos de un sistema petrolero. Esta secuencia consiste de ocho eventos: los primeros cuatro son los elementos esenciales (roca generadora, roca yacimiento, roca sello y roca de sobrecarga). Los dos próximos corresponden a los procesos que están relacionados con el sistema petrolero (formación de las trampas y generación-

migración- acumulación), el siguiente evento es el tiempo de preservación, el cual ocurre una vez que los procesos de generación, migración y acumulación de crudo y gas han ocurrido. Durante este tiempo, los hidrocarburos pueden ser conservados, alterados o remigrados. El último evento, se encuentra relacionado con el momento crítico, el cual corresponde al punto en el tiempo, seleccionado por el investigador que representa la generación, migración y acumulación de más del 50% de los hidrocarburos en el sistema petrolero (Magoon y Dow, 1994; Derks et al., 2009).



Figura 5. Cuadro de eventos del sistema petrolero (tomado de Derks et al., 2009).

2.1.4. Evaluación de riesgos en el sistema petrolero

La vinculación de los elementos (rocas generadora, yacimiento, sello, y sobrecarga) con los procesos (formación de la trampa y la generación-migración-acumulación) ayuda a los exploradores de hidrocarburos a predecir que trampas contienen petróleo y cuales no. La posibilidad de éxito de encontrar acumulaciones tiene que ser bien evaluada antes de la perforación. Para evaluar el riesgo exploratorio es requerido determinar cuantificar y especificar todos aquellos factores que puedan afectar las posibilidades de

descubrir una acumulación de hidrocarburos en cantidades comerciales. La habilidad para caracterizar y cartografiar el sistema petrolero de manera correcta, trae como consecuencia que el riesgo exploratorio disminuya y que la probabilidad de éxito aumente (Magoon y Beaumont, 1999).

El riesgo exploratorio es determinado mediante la multiplicación de las tres variables: carga, trampa y sincronización (Magoon y Beaumont, 1999). La evaluación de estas tres variables, permite determinar si fueron dadas las condiciones para la acumulación de petróleo, es decir, se puede conocer cual roca generadora generó petróleo, cuando generó y en que tiempo. Si la trampa fue formada antes de la expulsión y migración de los hidrocarburos, cuales fueron las vías de migración y en cual roca yacimiento se acumularon los hidrocarburos. En conclusión, con la evaluación de los elementos esenciales y procesos del sistema petrolero disminuye el riesgo en la exploración petrolera, aumentando así el éxito de encontrar hidrocarburos (Magoon y Beaumont, 1999).

2.1.5. Niveles de certeza del sistema petrolero

El nivel de certeza indica el grado de confiabilidad al señalar que una roca generadora produjo acumulaciones de hidrocarburos. Los sistemas petroleros se pueden clasificar en tres niveles de acuerdo a su nivel de certeza (conocido, hipotético y especulativo) (Magoon y Dow, 1994).

- El sistema petrolero conocido, es aquel donde ha sido establecida una correlación positiva entre una roca generadora y el petróleo de un yacimiento. Son identificados con el símbolo (!)
- El sistema petrolero hipotético, es aquel donde la roca generadora ha sido caracterizada mediante el análisis geoquímico, pero aún no se ha

efectuado ninguna correlación con el petróleo en el yacimiento. Son identificados con el símbolo (.)

- El sistema petrolero especulativo, es aquel donde no se ha podido establecer una correlación entre una roca generadora y petróleo en el yacimiento. Son identificados con el símbolo (?)

De acuerdo a Magoon y Dow (1994), la nomenclatura del sistema petrolero incluye la roca generadora seguido por el nombre del mayor yacimiento y finalmente el símbolo expresando el nivel de certeza (Magoon y Dow, 1994).

Un sistema petrolero conocido en Venezuela es el sistema petrolero La Luna-Misoa (!). Este comprende un área aproximada de 47.500 km² y ha contribuido con la mayoría de las reservas en la Cuenca de Maracaibo. Las características genéticas de los crudos en este sistema, correlacionan con el bitumen en la Formación La Luna, el cual corresponde a la roca generadora (Talukdar y Marcano, 1994).

La Cuenca de Falcón está compuesta por una serie de pequeños sistemas petroleros que no están bien definidos, debido a que hacen falta estudios de historia de madurez térmica de las rocas generadoras, así como las vías de migración de petróleo. También el tiempo de formación de las trampas en relación con la generación y migración de los hidrocarburos (Ghosh et al., 1997).

2.2. MODELADO GEOQUÍMICO

Para determinar la presencia, tipo y volumen de hidrocarburos en una estructura prospectiva, se utiliza el modelado geoquímico para simular los elementos y procesos de un sistema. La interpretación sísmica, así como la

información geológica, permite identificar trampas potenciales. Sin embargo no pronostica el volumen de hidrocarburos de las trampas. Una metodología que permite pronosticar la posibilidad de éxito en la exploración es el modelado geoquímico (Derks et al., 2009).

El modelado geoquímico es un conjunto de métodos que aplica algoritmos matemáticos a datos geoquímicos, geológicos y geofísicos con la finalidad de reconstruir la historia de la cuenca y así determinar, si en el pasado se dieron las condiciones para la formación de un sistema petrolero (Waples, 1994; Derks et al., 2009). El modelado reúne diversos procesos dinámicos, que incluyen la depositación de sedimentos, la formación de fallas, el soterramiento y la cinética del querógeno (Derks et al., 2009).

2.2.1. Tipos de modelado

Este método puede realizarse en diversos niveles, de acuerdo a las dimensiones se conocen como 1D, 2D y 3D. El modelado 1D está basado en evaluar verticalmente en un solo punto los procesos de generación y expulsión de hidrocarburos. Solo evalúa los cambios verticales de litología, roca generadora y temperatura. El modelado 1D proporciona información de los tiempos de generación y expulsión de hidrocarburos, además de los tipos de hidrocarburos que fueron generados (hidrocarburos líquidos y gaseosos) (Derks et al., 2009).

El modelado 2D, es llevado a cabo a lo largo de una sección de la cuenca, permitiendo evaluar cambios verticales y laterales de litología, roca generadora y propiedades térmicas. A diferencia del modelado 1D, el modelado 2D permite determinar no solo la generación y expulsión de los hidrocarburos, sino también el movimiento de estos fluidos (crudo y gas) dentro la sección de la cuenca (vías de migración secundaria) (Derks et al., 2009).

El modelado 3D tiene la capacidad evaluar los procesos de generación, expulsión y migración de los hidrocarburos en un bloque de la cuenca y en mayor resolución. Este modelado incluye la información del modelado 1D y 2D y permite determinar el volumen de hidrocarburos generados, así como también, de manera más detallada las vías de migración (Derks et al., 2009).

2.2.2. Información requerida para el modelado

Para la realización del modelado geoquímico, se requieren una serie de datos de entrada (geológicos, geofísicos, geoquímicos y térmicos) (Derks et al., 2009).

- Los datos geológicos, incluyen las edades y litología de las formaciones, etapas de erosión, discontinuidades estratigráficas (hiatos), tiempo y amplitud de eventos tectónicos.
- Los datos geofísicos son los obtenidos de la interpretación sísmica y permiten determinar la profundidad del tope de los estratos y su espesor, además de la disposición geométrica de los mismos.
- Los datos geoquímicos, son determinados con la caracterización de la roca generadora, estos incluyen el tipo, cantidad (%COT) y la madurez térmica del querógeno (p.ej: %Ro y Tmax)
- Los datos térmicos, son la temperatura de superficie, el flujo de calor y la temperatura en el fondo del pozo (BHT, *Bore Hole Temperature*, por sus siglas en ingles).

Otro parámetro importante para la realización del modelado, es la estimación del flujo de calor. Este representa la cantidad de calor por unidad de tiempo y de superficie que es transmitido desde el interior de la tierra. El flujo de calor es proporcional a los cambios en el gradiente geotérmico y a la conductividad térmica (ecuación 5) (Allen y Allen, 2005).

$$Q = Kx \left(\frac{dt}{dx} \right) \quad (\text{ecuación 5})$$

Donde:

Q= flujo de calor por unidad de área (wm^{-2})

K= conductividad térmica ($\text{wm}^{-1} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)

dt/dx= gradiente geotérmico (cm^{-1})

Dentro de una cuenca sedimentaria el flujo de calor puede ser afectado por eventos geológicos como el adelgazamiento de la corteza producto de procesos extensivos que pueden conllevar al ascenso de la isoterma de 1330 °C (Límite manto superior- astenosfera), aumentando el gradiente geotérmico y a su vez el flujo de calor. También otros factores como el decaimiento radiactivo (U, Th, K) puede variar el flujo de calor. La distribución del flujo de calor en las rocas de la cuenca está condicionada por la conductividad térmica, el cual es una propiedad de las rocas que está determinada por la mineralogía, porosidad y temperatura. (Allen y Allen, 2005).

Las condiciones actuales de temperatura, pueden ser determinadas a partir de medidas directas de la temperatura de las rocas, como son las temperaturas de fondo de pozo (BHT) y temperaturas de superficie. A partir de la simulación matemática se obtiene la aproximación de los paleotemperaturas representadas en un perfil tiempo vs. temperatura dentro de la secuencia sedimentaria (Sanmiguel y Villareal, 2004).

El flujo de calor, es importante para la determinación de la evolución térmica, debido a que las variaciones del mismo, representan los cambios en la sucesión de eventos geológicos significativos en la cuenca. Una manera de evaluarlo es a través de la determinación de los cambios de temperatura. Para establecer la evolución térmica se requiere la calibración y optimización de los indicadores de madurez (ej: Tmax y %Ro) y temperatura (BHT). Para la optimización puede ser variado el flujo de calor de manera consistente con la evolución tectónica de la cuenca, y así finalmente obtener una historia térmica con el mejor ajuste entre los indicadores medidos y los calculados (Waples, 1994).

2.2.3. Productos del modelado

A partir de la información requerida, el programa va a realizar una simulación numérica, donde se obtiene la reconstrucción de la historia de soterramiento, la evolución de la madurez térmica y los tiempos de generación y expulsión de la roca generadora, así como también el tipo de hidrocarburos generados (crudo o gas) (Makhous y Galushkin, 2005).

- Historia de soterramiento: describe la profundidad de los estratos a medida que ocurre el soterramiento progresivo en la cuenca y se basa en funciones matemáticas que describen la pérdida de porosidad ligada al aumento de la presión litostática con el tiempo (Allen y Allen, 2005). Es determinado haciendo diagramas de tiempo vs. profundidad, los cuales requieren los espesores, profundidad de los topes, y edad en millones de años de las formaciones en el tiempo presente para su realización. Los diagramas de soterramiento permiten realizar interpretaciones acerca de la tasa de sedimentación, tiempo, cantidad de levantamiento y subsidencia. Con los datos litológicos se pueden calcular las correcciones de la compactación de los sedimentos y el flujo de calor. Además las litologías son representadas sobre el diagrama (Waples, 1994; Derks et al., 2009).

La simulación de la historia de soterramiento es realizada utilizando una técnica denominada *backstripping*, que implica cálculos que están relacionados con la descompactación de cada uno de los estratos a partir de sus espesores actuales y de acuerdo a su composición litológica (Allen y Allen, 2005). El *backstripping* se determina mediante la ecuación 6:

$$Y = S \left(\frac{\rho_m - \rho_s}{\rho_m - \rho_w} \right) - \Delta SL \left(\frac{\rho_w}{\rho_m - \rho_w} \right) + (W_d - \Delta SL) \quad (\text{ecuación 6})$$

Donde:

Y= Profundidad del basamento, corregida por la carga de sedimentaria

S= Espesor total de la columna sedimentaria, corregida por compactación

ρ_m = Densidad promedio del manto

ρ_s = Densidad promedio de los sedimentos

ρ_w = Densidad promedio del agua

ΔSL = Cambios promedio del nivel del mar

W_d = Paleopropundidad del mar

La figura 6 muestra un ejemplo de un diagrama de soterramiento, donde las curvas representan las variaciones de profundidad de los estratos a medida que ocurre el soterramiento progresivo de la cuenca.

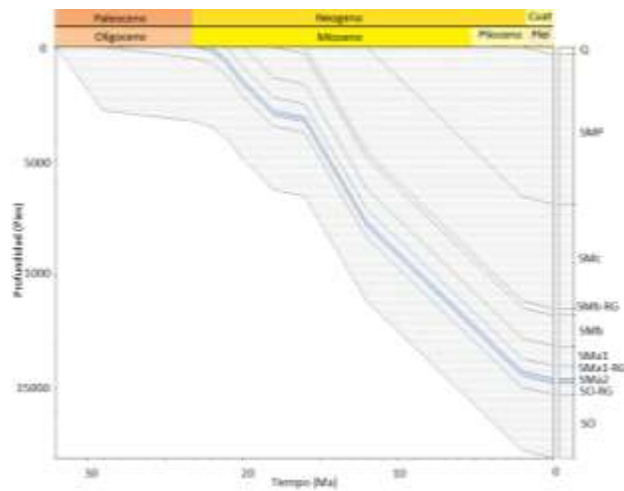


Figura 6. Diagrama de soterramiento.

- Evolución de la madurez térmica La simulación de la historia de madurez térmica no es más que la combinación de la historia de soterramiento con la historia térmica de un área determinada. Los diagramas de madurez, pueden indicar en que tiempo las rocas generadoras alcanzaron ventana de petróleo y cuando fue interrumpido el aumento de la madurez en la historia de la cuenca, esto último debido a un levantamiento. Estos diagramas son representados en una gráfica de tiempo geológico vs profundidad, indicando el nivel de madurez de la roca generadora en el tiempo, de acuerdo a valores de reflectancia de vitrinita (%Ro). La figura 7, muestra el cambio de la madurez con la profundidad y el tiempo geológico.

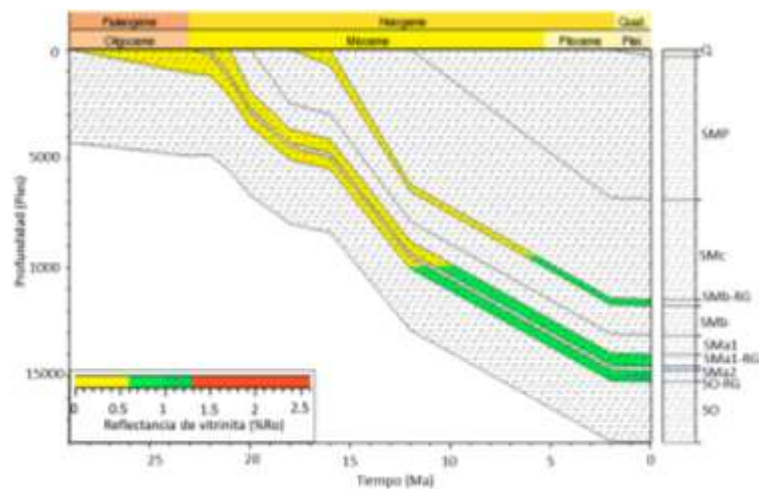


Figura 7. Diagrama de madurez térmica.

- Modelo de generación y expulsión: el propósito de este modelo es predecir la capacidad que tuvo la materia orgánica para producir hidrocarburos (crudo o gas) a un nivel de madurez determinado a lo largo de la historia de la cuenca. Por lo tanto, requiere de la reconstrucción de la historia de soterramiento de la roca generadora y las paleotemperaturas alcanzadas durante el transcurso de la historia de la cuenca. La generación de hidrocarburos es generalmente descrita por la cinética del querógeno, el cual presenta influencia relativa del tiempo, la temperatura y el tipo de materia orgánica. La cinética de la reacción de transformación de querógeno a petróleo, obedece a la ley de Arrhenius (ecuación 4). Cada tipo de querógeno presenta valores de energía de activación (E_a) y factor de frecuencia (A) característico y son diferentes entre sí, debido a que poseen diferencias en cuanto al tipo de aporte de materia orgánica.

El proceso de expulsión de hidrocarburos de las rocas generadoras está básicamente controlado por el aumento de la presión en las rocas generadoras debido a su progresiva compactación y expansión volumétrica causada por la generación de petróleo (Tissot y Welte, 1984). La saturación es la fracción de volumen de poro en la roca generadora que es ocupada por bitumen. El método

de saturación de hidrocarburos basado en la expulsión comienza cuando la cantidad de bitumen generado alcanza un límite considerado de saturación mínimo (20%) (Barker, 1996). A partir de este punto, el bitumen en exceso es considerado expulsado, mientras que el bitumen remanente permanece en la roca generadora (Barker, 1996; Verweij, 1993). Otro criterio que es utilizado en modelado de cuencas para estimar el inicio de expulsión de los hidrocarburos, es a través de la tasa de transformación (Barker, 1996; Waples, 1998). La tasa de transformación, depende de la cinética del querógeno. Por esta razón, el umbral de transformación para el comienzo de la expulsión es variable para cada tipo de querógeno. Sin embargo, generalmente se consideran valores entre 50-60 % de transformación para el inicio de expulsión (Newmann et al., 2008; Mohammed y Wan , 2014)

2.2.4 Modelado geoquímico en Venezuela

En Venezuela, el modelado geoquímico ha sido una herramienta fundamental en proyectos de exploración de hidrocarburos, debido a que ha mejorado el conocimiento de la evolución de los componentes de un sistema petrolero y así determinado si las condiciones pasadas resultan adecuadas para formar un yacimiento. Usando de datos geológicos, geofísicos, geoquímicos y térmicos se ha establecido la historia de generación y migración de los hidrocarburos en algunas secciones las cuencas petroleras de Venezuela.

Específicamente en el oeste de Venezuela se han realizado varios estudios de modelado geoquímico en la cuenca de Maracaibo y subcuenca de Barinas-Apure. Tocco et al. (1997) presentaron los resultados de un modelo geoquímico 1D, realizado en la Cuenca Occidental de Venezuela, cubriendo una extensión de más de 100.000 km² e incluyendo la Cuenca de Maracaibo y la subcuenca Barinas-Apure. Los autores reconocieron tres rocas generadoras principales de edad Cretácico (formaciones La Luna, Capacho y Navay), una roca secundaria

del Oligoceno (Formación Carbonera) y una roca generadora accesoria representada por las lutitas carbonosas del Grupo Oroqué y la Formación Marcelina del Paleoceno. Con el modelado geoquímico definieron 3 períodos de generación y expulsión de los hidrocarburos para la Formación La Luna; (1) en el Eoceno temprano-medio (52-40 Ma) en la parte NE de Maracaibo, (2) en el Eoceno tardío-Mioceno (40-21 Ma) también en el NE de Maracaibo y (3) en el Mioceno temprano-Holoceno (21 Ma-presente).

Modelajes 1D y 2D realizados en el sur del Lago de Maracaibo por Llanos, (2000) y Arellan (2008), indicaron también que la generación y expulsión de la Formación La Luna se llevó a cabo entre 10 y 7 Ma, coincidiendo con el tercer periodo identificado por Tocco et al. (1997).

En la Cuenca Oriental de Venezuela, también fueron realizados modelados geoquímicos. Trabajos como el de Gallango y Parnaud, (1995), efectuado a lo largo de un transecto entre Chacopata-Uverito. Los autores determinaron que la expulsión de las rocas generadoras pertenecientes a las formaciones Querecual y San Antonio (Cretácico), localizadas en la zona de deformación de la Serranía del Interior, comenzó durante el Terciario temprano y la migración principalmente hacia los yacimientos de las formaciones El Cantil y Barraquin (Cretácico temprano). Acosta (2004), determinó que las edades de expulsión tanto de la Formación Carapita (Terciario) como de la formación Querecual (Cretácica) fue a partir de los 20 millones de años aproximadamente (Mioceno temprano). Adicionalmente, estableció que hubo sincronización entre la formación de las trampas para la acumulación de hidrocarburos y la expulsión de las rocas generadoras.

Olivares et al. (2002), modeló un transecto en el golfo de Venezuela, donde estimaron a través del modelado 1D, que intervalos con características de roca generadora dentro de las secuencias Oligo-Mioceno, ubicados hacia el Surco

de Urumaco, son potenciales para generar y expulsar hidrocarburos gaseosos y es probable que haya contribuido a llenar trampas en la parte nororiental del Golfo. Esta afirmación es corroborada por Acosta y Martínez (2014), el cual realizaron un modelado geoquímico 2D en tres transectos regionales.

En la Cuenca de Falcón han sido realizados numerosos estudios de diferentes disciplinas como la geología, sedimentología, litoestratigrafía, bioestratigrafía, geofísica y geoquímica. Sin embargo, el modelado geoquímico no ha sido muy empleado en esta región. Baquero et al. (2009) determinaron a partir del uso del modelado 1D, que las posibles rocas generadoras pertenecientes a las formaciones Jarillal, Castillo, Pecaya y Agua Clara entraron en ventana de petróleo a lo largo del Mioceno, permitiendo a su vez que estas rocas generasen hidrocarburos.

3. ZONA DE ESTUDIO

La zona de estudio está ubicada en el noroeste del estado Falcón. Consiste de dos transectos subregionales. El TR-1, que abarca desde el campo Perla en el Golfo de Venezuela hasta la parte más septentrional del estado Lara y el TR-2, que abarca desde Paraguaná hasta la parte más septentrional del estado Lara (Fig. 8).

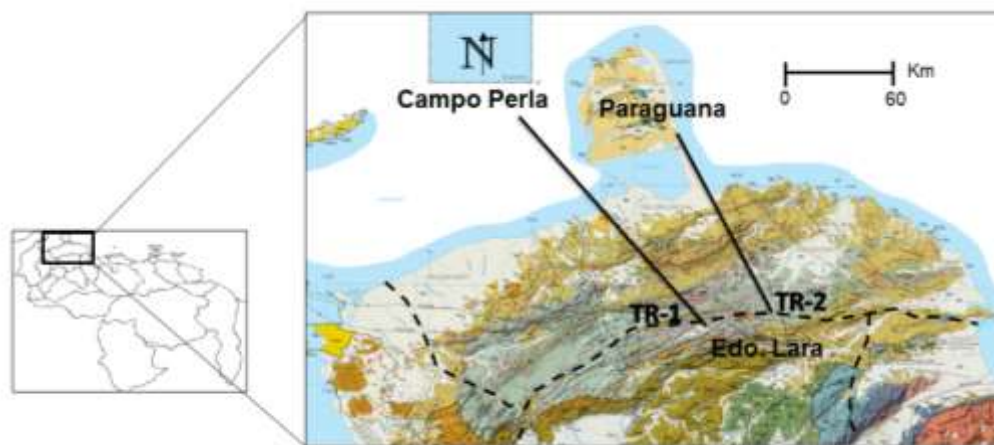


Figura 8. Mapa de ubicación del área de estudio (Modificado de Hackley et al., 2005).

3.1. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

Esta sección resume las características generales de la Cuenca de Falcón, los principales eventos geológicos y tectónicos que ocurrieron en la región a estudiar y adicionalmente una breve descripción de la estratigrafía regional.

3.1.1. Características generales de la Cuenca de Falcón

La Cuenca de Falcón está ubicada al nortoste de Venezuela, incluye el estado Falcón (exceptuando la Península de Paraguaná), la parte más septentrional del estado Lara y parte oriental del estado Zulia (Díaz de Gamero, 1977; Boesi y Goddard, 1991). Su extensión actual es de 36000 km² y se encuentra limitada al norte con el Golfo de Venezuela, el Golfete de Coro, el istmo de Los Médanos y el Mar Caribe, al oeste con la Cuenca de Maracaibo, al este con la costa del Mar Caribe hasta el Golfete Triste y hacia el sur por una zona elevada que incluye las fronteras de los estados Zulia, Lara y Falcón, el alto de Siquisique y el Flanco Meridional del levantamiento de Cerro Misión (Fig.9) (González de Juana et al., 1980).

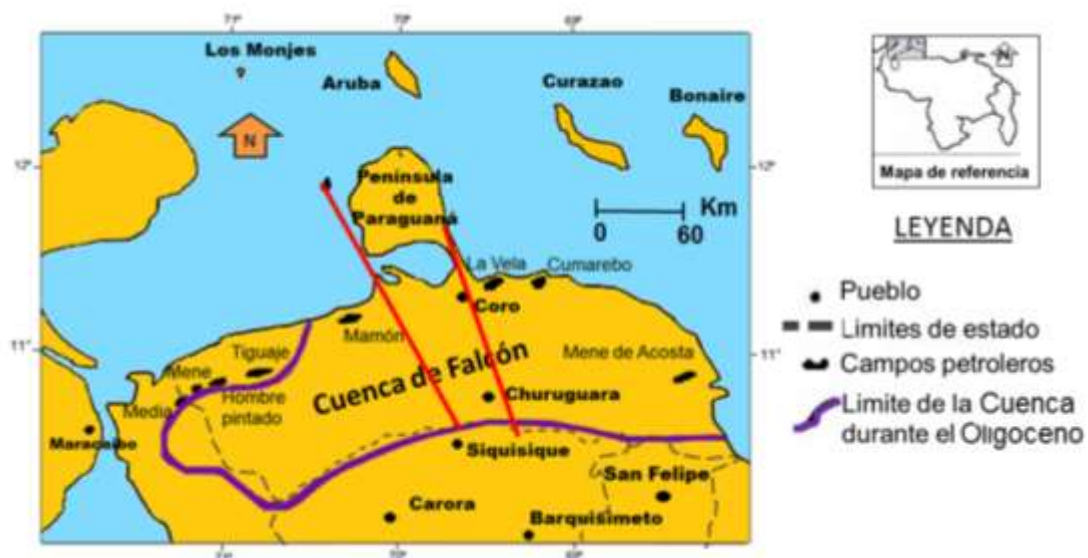


Figura 9. Ubicación de la Cuenca de Falcón (Modificado de Boesi y Goddard, 1991).

Los afloramientos en la Cuenca de Falcón están constituidos por rocas que abarcan edades desde el Eoceno medio hasta el Plioceno, descansan sobre otra secuencia de rocas alóctonas de litología metamórfica (metasedimentaria)

y sedimentaria (turbidítico), que afloran al sur de la Cuenca y comprenden desde el Cretácico hasta el Eoceno temprano, respectivamente (Audemard, 1995).

3.1.2. Evolución Tectono-estratigráfica de la Cuenca de Falcón

El origen de la Cuenca de Falcón es material de debate actualmente, sin embargo existen dos tendencias generales: 1. La apertura en el cenozoico de una cuenca tipo *pull-apart*, generada sobre los límites de las placas de Caribe y Suramericana (Muessig, 1984; Boesi y Goddard, 1991; Macellari, 1995; Pindell et al., 1998) y 2. La apertura en una cuenca de detrás de arco asociado al gran arco del caribe (Audemard, 1995; Porras, 2000; Escalona y Mann, 2011). El primer modelo se basa en que la Cuenca de Falcón comenzó a formarse en el Eoceno medio, debido al movimiento este-oeste de la falla transcurrente entre el límite de la placa del Caribe y la placa de Sur América. Este movimiento originó una trans-tensión que finalmente forma una cuenca tipo *pull-apart*. El segundo modelo está basado en colapsos extensionales internos dentro de una cuenca de detrás de arco (Back arc), detrás de la colisión entre las placas Caribe y Sur América, generando extensiones en dirección NO-SE y estructuras extensionales tipo "*grabens*" y "*half grabens*". Independientemente del modelo, los esfuerzos extensivos ocurridos entre el Eoceno y Oligoceno generaron subsidencia dentro de las fallas normales, donde fueron depositados los sedimentos de las primeras formaciones en la Cuenca de Falcón. (Audemard, 1995; Pindell et al., 1998; Macellari, 1995; Porras, 2000).

El primer ciclo sedimentario correspondió a una transgresión que está representado por las formaciones Santa Rita y Jarillal del Grupo Agua Negra en la parte central y occidental de la cuenca y la Formación Cerro Misión en la parte oriental. Al final de este ciclo fueron desarrollados ambientes más someros producto de un ciclo regresivo, donde fue depositada la Formación La

Victoria del Grupo Agua Negra (Pittelli y Molina, 1989; Boesi y Goddard, 1991; Macellari, 1995; Ghosh et al., 1997). A finales del Eoceno después del ciclo de regresión se generó una época de erosión y no depositación (González de Juana, 1980).

En el Oligoceno continuó la extensión y fueron desarrollados tres depocentros importantes: el canal falconiano en la parte central de la cuenca, el surco de Urumaco al oeste y la Ensenada de la Vela al este. Adicionalmente por la extensión ocurrió el adelgazamiento de la corteza y se produjo la inyección de magma basáltico alcalino (Fig.10) (Ghosh et al., 1997; Macellari, 1995).



Figura 10. Cuadro resumen de la correlación estratigráfica de la Cuenca de Falcón, representando sus correspondientes paleoambientes y eventos tectónicos (tomado y modificado de Camposano et al., 2009).

Un nuevo ciclo transgresivo de sedimentación comienza en el Oligoceno temprano con la sedimentación de un complejo deltaico con areniscas y lutitas correspondiente a la Formación Paraíso (Díaz de Gamero, 1977). En el máximo de transgresión de este ciclo fue depositada las lutitas oscuras con ocasionales interestratificaciones de areniscas y calizas de la Formación Pecaya. Esta Formación tiene un miembro arenoso denominado Miembro San Juan de la Vega, el cual corresponde a un ambiente marino más somero perteneciente a una corta etapa de regresión en la mitad del oligoceno tardío (Díaz de Gamero, 1977).

Hacia el norte y sur de la Cuenca fueron desarrolladas facies arrecifales de las formaciones San Luis y Churuguara. En la parte norte del arrecife de San Luis fue depositada la secuencia de lutitas interestratificadas con areniscas y algunas calizas de la Formación Patiecitos, provenientes de acarreo de tormenta desde el arrecife (arrecife de San Luis) y una secuencia de areniscas conglomeráticas correspondientes a la Formación Guarabal. (Wheeler, 1960; González de Juana et al., 1980).

A comienzos del Mioceno temprano continúa la subsidencia presentándose una distribución de facies que va desde un ambiente marino de escasa profundidad con una transición a un ambiente de prodelta hacia el tope, correspondiente a un cuerpo lutítico conocido como la Formación Agua Clara (Díaz de Gamero, 1989) y Episodios turbidítico correspondientes a las lutitas y calizas de la Formación Pedregoso. También fue desarrollado desde el centro hasta el occidente de Falcón un ambiente deltaico, representado por las areniscas intercaladas con lutitas y algunos lignitos de la Formación Cerro Pelado (Wheeler, 1960; Díaz de Gamero, 1977; González de Juana, 1980; Macellari, 1995).

A finales del Mioceno temprano y comienzos del Mioceno medio, el régimen tectónico cambió, debido a las primeras etapas de compresión, producto del inicio del levantamiento de los Andes (Fig. 11). Los depocentros migraron hacia el norte y por consiguiente las secuencias sedimentarias fueron haciéndose progresivamente menos marinas y cada vez más continentales. La sedimentación abarcó hasta la plataforma de Debajuro y Paraguana (Fig. 12) (Audemard, 1995).

A finales del Mioceno temprano, fue desarrollado desde el centro hasta el occidente de Falcón un ambiente prodelta, representado por las lutitas oscuras de la Formación Querales (González de Juana et al., 1980). Sobre el ambiente deltaico fue desarrollado en el occidente, un ambiente costero correspondiente a las areniscas, lutitas y calizas de la Formación Urumaco (Díaz de Gamero y Linares, 1989) y hacia el área central de la cuenca las lutitas, margas, calizas y areniscas de grano fino de la Formación Caujarao.

A finales del Mioceno, los esfuerzos compresivos al sur, producto del levantamiento de los Andes, generaron la inversión tectónica de la cuenca. La Cuenca de Falcón dejó de existir, para convertirse en un cinturón plegado conocido como el anticlinorio de Falcón (Fig.11) (Audemard, 1995).

Durante el Plioceno, continúan los esfuerzos compresivos, el levantamiento y migración hacia el norte del anticlinorio de Falcón. A lo largo de la zona de pie de monte del anticlinorio fueron desarrollados ambientes de llanura aluvial correspondientes a las limolitas, lutitas y calizas de la Formación Codore, las areniscas calcáreas de la Formación La Vela, las limolitas, areniscas y conglomerados de la Formación San Gregorio y los conglomerados de la Formación Coro (González de Juana et al., 1980).

Las formaciones mencionadas anteriormente corresponden a las presentes en la parte continental del transecto. De estas formaciones las que presentan características de roca yacimiento son las formaciones Urumaco (Campo El Mamón) y Socorro (Campo Cumarebo). Las lutitas de las formaciones Agua Clara, Pecaya y Querales son rocas sellos en la Cuenca de Falcón.

3.2. MARCO GEOQUÍMICO

Esta sección resume las principales características geoquímicas de las posibles rocas generadoras y de los crudos en los campos de Falcón, de acuerdo a estudios realizados por Fasola et al. (1983), Findlay (1985), Escandón y Toro, (1990), Del Olló (1993), Martínez et al. (2007), Rincones (2009), Martínez et al., (2012).

3.2.1. Posibles rocas generadoras Oligo- Miocenas en el área de estudio

Entre las formaciones Oligocenas, las lutitas de la Formación Pecaya ha sido postulada como roca generadora (Del Olló, 1993; Ghosh et al., 1997; Martínez et al., 2007). De acuerdo a Martínez et al. (2012), indicaron que la Formación Pecaya en el área de estudio se encuentra sobremadura (T_{max} prom. 536 °C), presenta un contenido de materia orgánica buena (COT prom. 1,26 %) y un potencial para generar principalmente gas por su tipo de materia orgánica predominantemente continental. La alta madurez térmica, que presenta esta Formación a lo largo del área de estudio, sugiere que las condiciones pasadas de presión, tiempo y temperatura fueron adecuadas para que intervalos de esta secuencia sedimentaria llegaran a ventana de petróleo y generaran hidrocarburos.

La posible roca generadora del Mioceno temprano corresponde a la Formación Agua Clara (Ghosh et al., 1997). Según Del Olló (1993), esta formación en el

área de estudio se encuentra sobremadura, específicamente a final de ventana de petróleo y en la zona de generación de condensados y gas húmedo. Según parámetros geoquímicos realizados por Del Olla (1993), indican que la Formación Agua Clara tuvo un aporte de materia orgánica mixta. Posteriormente Martínez et al. (2012), indican que al igual que la Formación Pecaya, la Formación Agua Clara está sobremadura y con bajos valores promedios de COT (< 1%) e IH (8 mg COT/ g roca). Esto sugiere que esta formación llegó a ventana de petróleo, generando hidrocarburos en el pasado y disminuyendo su contenido original de carbono orgánico total.

La posible roca generadora del Mioceno medio, corresponde a la Formación Cerro Pelado. Martínez et al. (2007), indicaron que la Formación Cerro Pelado está en ventana de petróleo actualmente, de acuerdo a parámetros de geoquímica orgánica, particularmente la distribución de metilfenantrenos. Martínez et al. (2012), determinaron en muestras de afloramiento, que la Formación Cerro Pelado está actualmente en ventana de generación en el área de estudio (Tmax 430-445 °C). El contenido de materia orgánica, es excelente (COT 11-17%) y es aproximado al original. La calidad de la materia orgánica, según los valores de IH (50-200 mg HC/g COT), presencia de oleanano, la ausencia de terpanos tricíclicos y la predominancia de esteranos C₂₉ sobre C₂₇, indican un tipo de materia orgánica precursora es predominantemente continental (Martínez et al., 2012). De acuerdo al tipo de materia orgánica, esta Formación tiene mayor potencial para generar hidrocarburos particularmente gaseosos. Debido a que esta Formación está en ventana de petróleo en el área de estudio, es posible que algunos intervalos con características de roca generadora de la Formación Cerro Pelado, hayan alcanzado las condiciones de madurez necesarias para haber generado o estar generando actualmente hidrocarburos gaseosos en el subsuelo (Martínez et al., 2012).

3.3.2. Geoquímica de crudos en los yacimientos en el área de estudio

Estudios realizados por Findlay (1985), Escandón y Toro (1990), Del Olló (1993) y Rincones (2009), indicaron que los crudos de los campos de Falcón, son de origen predominante terrestre de acuerdo a la distribución de los *n*- alcanos, $P/n-C_{17}$, $F/n-C_{18}$ y 18α (H)-Oleanano/ C_{30} -hopano. Sin embargo, los crudos hacia el campo Cumarebo y Mene de Acosta presentan un menor aporte de materia orgánica terrestre en comparación los campos Tigujaje, Media, Hombre Pintado y La Vela. También la mayoría de los crudos en Falcón provienen de un ambiente de sedimentación subóxico, debido a la mayor relación Pr/Fi que presentan estos crudos (Fig. 11). Por otro lado, el campo Perla en el Golfo de Venezuela presenta fluidos (gas y condensados) provenientes de una mezcla de querógeno predominantemente tipo III con aporte de querógeno tipo II, ambiente subóxico y litología siliciclástica, debido a evidencias como relaciones $P/n-C_{17}$, $F/n-C_{18}$, Pr/ Fi, % azufre vs Pr/Fi y presencia de 18α (H)-Oleanano (Pérez et al., 2013).

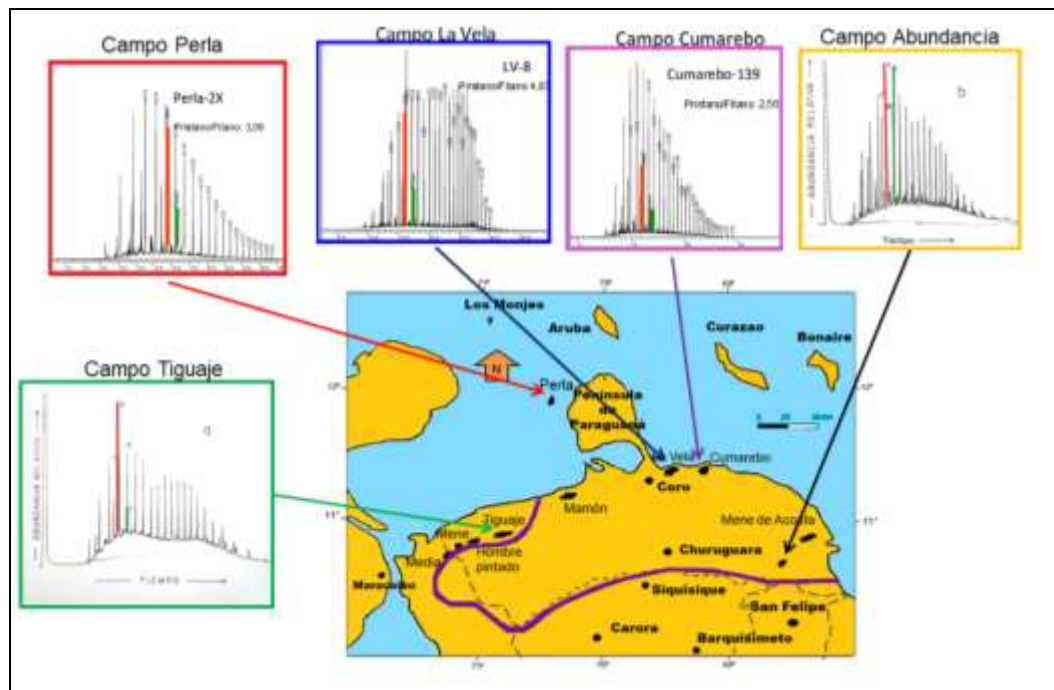


Figura 11. Cromatogramas de gases C_{15+} para crudos de algunos campos de Falcón (modificado de Boesi y Goddard, 1991; Del Olla, 1993; Pérez et al., 2013).

4. METODOLOGÍA

Con la finalidad de cumplir con los objetivos establecidos en el presente trabajo, fue realizado un conjunto de procedimientos divididos en cuatro etapas principales (Fig. 12).



Figura 12. Esquema de trabajo.

4.1. REVISIÓN DE LOS DATOS DISPONIBLES

Esta etapa consistió en la búsqueda de información disponible para realizar el modelado. La búsqueda y recopilación de la información existente en el área de estudio comprende una parte fundamental del trabajo, debido a que mientras mayor es la cantidad y la calidad de los datos recopilados, menor será la incertidumbre del modelo. Por esta razón, antes de establecer los pozos reales y virtuales, fue necesario verificar, cuales puntos en el área de estudio, presentan la mayor y mejor información requerida para la realización del

modelado. Para ello, fue revisada de forma general la información necesaria de los puntos de interés en informes técnicos, publicaciones periódicas, bases de datos de proyectos realizados en el área de estudio y carpetas de pozos.

4.2. SELECCIÓN DE LOS POZOS A MODELAR

De acuerdo a la disponibilidad de la información requerida para el modelado, fueron establecidos dos pozos reales en el golfo de Venezuela (P y C) y uno en la parte continental de Falcón (M). Adicionalmente, fueron establecidos tres pozos virtuales; uno ubicado en el surco de Urumaco (costa afuera) y dos ubicados en la parte continental de Falcón. La mayoría de los pozos se encuentran ubicados en un transecto (TR-1) establecido por Toribio (2011) (Fig 13). Sin embargo, debido a la escasa presencia de secuencias Miocenas en la parte continental de este transecto (TR-1), fue necesario colocar un pozo virtual en otro transecto (TR-2) hacia el este del área definida inicialmente, el cual se extiende desde Paraguaná hasta la parte más septentrional del estado Lara (Camposano et al, 2009) (Fig.13). El modelado del pozo virtual en el transecto TR-2, permitió evaluar la generación y expulsión en las secuencias Miocenas en la parte continental de Falcón.

La ubicación de los pozos virtuales en general, fue establecida dentro de aquellas áreas, donde se puede inferir que tienen secuencias con mayores espesores, mayor madurez térmica y probablemente una mayor riqueza orgánica. La visualización de los parámetros geoquímicos en el área de estudio, fue llevada a cabo a través de mapas de tendencia elaborado por Martínez et al. (2012). La Figura 13, muestra la ubicación de los pozos virtuales, así como los pozos reales en el área de estudio.

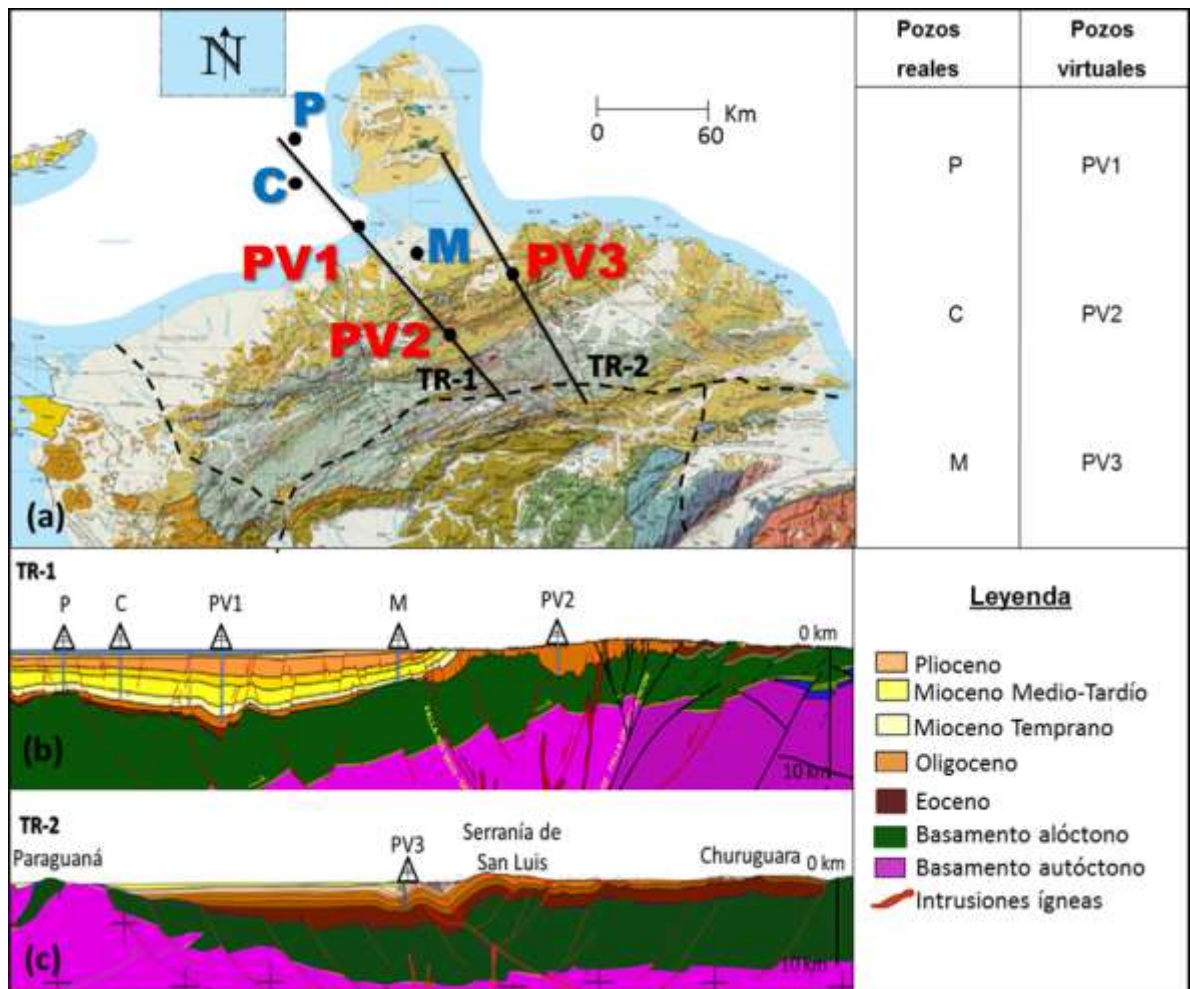


Figura 13. Ubicación de los pozos a modelar ((a). modificado de Hackley et al., 2005; (c). Camposano et al 2009; (b). Toribio, 2011).

4.3. RECOPIACIÓN DE LOS DATOS DE ENTRADA PARA EL MODELADO DE CADA UNO DE LOS POZOS

Esta etapa consistió en realizar una base de datos de la información requerida para el modelado de cada uno de los pozos establecidos. La información geológica y geofísica requerida como datos de entrada para los pozos reales (p.ej: Litología, estratigrafía, edades de las secuencias, etapas de erosión y los topes de cada secuencia y su espesor), fueron establecidos en la base de datos

de los proyectos; 1. Generación de oportunidades, Golfo de Venezuela, de la Gerencia de Exploración Costa Afuera de la División Ejecutiva de Exploración y 2. Asistencia técnica especializada en áreas de exploración tierra y costa afuera, de la Gerencia de Exploración de PDVSA Intevep. En este trabajo, fue dividido el intervalo Oligo-Mioceno en varias secuencias, a partir de la

integración de los resultados de la interpretación sísmica, integración sísmica-pozo, bioestratigrafía, litoestratigrafía y el marco estructural regional, definidos por los proyectos indicados anteriormente, donde fueron determinados los topes y espesores secuenciales. La tabla 8, muestra la división de las secuencias, así como el tiempo geológico y equivalentes formacionales correspondientes a las secuencias

Tabla 8. Características de las secuencias establecidas para el modelado

Formaciones o equivalentes	Secuencia 2do orden	Secuencia 3er orden	Edad
San Gregorio Codore / La Vela Urumaco/Caujarao	SMP	SMP	Mioceno tardío-Plioceno
Socorro	SM	SMc	Mioceno medio
Cerro Pelado		SMB	Mioceno temprano (final)
Agua Clara		SMA	Mioceno temprano (comienzo)
Pecaya/ San luis/ Churugura/ Guarabal	SO	SO	Oligoceno

Los porcentajes litológicos de cada secuencia también fueron encontrados en esta base de datos de los proyectos indicados anteriormente. Estos porcentajes fueron definidos a través de la información petrofísica, mediante el estudio de

registros eléctricos y análisis de núcleo. Las etapas de erosión están reportadas en los resúmenes bioestratigráficos de cada pozo. Los datos geoquímicos de los pozos reales, también fueron recopilados en la base de datos de los proyectos ya mencionados.

En cuanto a los pozos virtuales, los topes y espesores secuenciales, fueron establecidos de acuerdo a la escala de los transectos (Camposano et al., 2009; Toribio, 2011). Para determinar las etapas de erosión, fueron considerados los eventos tectónicos importantes, caídas del nivel del mar, información bioestratigráfica extrapolada de los pozos reales y el cuadro cronoestratigráfico elaborado por Camposano et al. (2009). Para el pozo PV2, ubicado en el centro de la parte continental de Falcón, fue establecida una etapa de erosión asociada al levantamiento de la cuenca, que abarca desde el Mioceno medio hasta la actualidad (Maceralli, 1995; Audemard, 1995). En el caso del pozo PV3, fueron establecidas dos etapas de erosión; la primera ocurrida a la mitad del Mioceno temprano, resultado de una caída relativa del nivel de mar y a la elevación asociada con las primeras etapas de deformación de la Cuenca de Falcón (Haq et al., 1987; Macellari, 1995, Audemard, 1995) y la segunda ocurrida a finales del Plioceno, debido al levantamiento de las secuencias en la fase de compresión Plio-Pleistocena (Macellari, 1995; Audemard, 1995).

Los porcentajes litológicos fueron extrapolados de los pozos más cercanos, y los datos geoquímicos (%COT, IH, TMAX), fueron recopilados a través de mapas de tendencia de parámetros geoquímicos en el área de estudio. Es importante destacar, que los pozos virtuales al ser ubicados en áreas maduras a sobremaduras, el contenido orgánico (%COT) e índice de hidrógeno (IH), establecidos en estas áreas, no son los originales. Por esta razón, fueron estimados los COT e IH originales a partir de la ecuación 7 y 8 (Anexo 1) (Gómez, 2002).

$$\text{COT original} = \frac{\text{COT actual (\%D)}}{1-(F \Delta C)} \quad (\text{ecuación 7})$$

$$\text{IH original} = \frac{\text{IH actual (\%P)}}{1-(F \Delta C)} \quad (\text{ecuación 8})$$

Donde el $F \Delta C$ es un factor que depende del tipo de materia orgánica y es expresado en forma gráfica con el %Ro, para cada tipo de querógeno. Es importante resaltar, que las medidas de índice de hidrógeno, analizadas en muestras de superficie, fueron afectadas por la meteorización (Del Olló, 1993; Martínez et al., 2012). En vista de que áreas en el Golfo de Venezuela presentan baja madurez térmica y los valores de IH no son afectados por la meteorización, representan los valores de índice de hidrógeno próximos a los originales. Por esta razón, fue necesario en el caso de los pozos PV2 y PV3 extrapolar valores de índice de hidrógeno del Golfo de Venezuela hacia la parte continental de Falcón.

Las temperaturas de fondo de pozo (BHT), fueron encontrados en las carpetas de pozo. Para corregir los BHT fue empleado un método que necesita las siguientes variables de entrada como los siguientes: 1. Tiempo de circulación, 2. Profundidad donde fue tomada la medida y 3. Temperatura de superficie (Waples et al., 2004). Otros datos térmicos, como la temperatura de interfaz agua-sedimento (SWIT, sediment-water interface temperatura, por sus siglas en ingles), fue determinada a través de una función basada en el trabajo de Wygrala (1989), tomando en consideración la paleo profundidad del agua (PWD, Paleo-water depth, por sus siglas en ingles) y una latitud de 11°. Esta paleo-profundidad fue establecida de acuerdo a un aproximado de los ambientes, donde fueron depositados los sedimentos de las secuencias oligo-miocenas. Inicialmente fue establecido un flujo de calor constante de 65

mW/m², debido a que este es un promedio global en la actualidad (Allen y Allen, 2005)

4.4. MODELADO

Para realizar el modelado fue utilizado el módulo 1D del programa *Petromod* versión 11.1.1- Linux64bit (Schlumberger, 2009). El programa de modelado realizó una simulación numérica, donde fue obtenida la reconstrucción de la historia térmica y de soterramiento de la cuenca y a su vez los tiempos de generación y expulsión de la roca generadora. La realización del modelado constó de las siguientes etapas:

4.4.1. Carga de los datos

Esta etapa consiste en colocar en el programa todos aquellos datos geológicos, geofísicos y geoquímicos necesarios para el modelado de cada uno de los pozos reales y virtuales. El anexo 1, muestra los datos de entrada cargados en el programa.

4.4.2. Simulación preliminar

Una vez cargada la información, fue efectuada una simulación preliminar, donde fueron generados un conjunto de diagramas y gráficos, que representan los datos (geológicos, geofísicos y geoquímicos) cargados inicialmente (p.ej. el diagrama de soterramiento). El objetivo fue verificar la coherencia de los datos de entrada.

4.4.3. Calibración y optimización del modelo térmico

Para corroborar la historia térmica del área de estudio fue necesario calibrar el modelo térmico. Para ello, fueron evaluados en la simulación preliminar los perfiles de calibración (temperatura vs profundidad y madurez vs profundidad) (Fig. 14a y 14c).

Esta etapa consistió en comparar las curvas de temperatura y madurez, con las medidas de reflectancia de vitrinita (%Ro), temperatura de máxima (Tmax) y temperaturas de fondo de pozo (BHT, *borehole temperature*, por sus siglas en ingles). La figura 14a, muestra las medidas de las temperaturas de fondo de pozo (BHT) y la curva de temperatura generada a partir de una función que toma en cuenta el flujo de calor actual, la conductividad térmica, la profundidad de soterramiento y la temperatura de superficie (Hantschel y Armin, 2009). La figura 15c, muestra las medidas de reflectancia de vitrinita (%Ro) y la curva de madurez calculada a partir del método *Easy %Ro* LLNL, elaborado por el laboratorio nacional Lawrence Livermore, para el cálculo de la reflectancia de la vitrinita (LLNL, *Lawrence Livermore National laboratory*, por sus siglas en ingles). Este método se basa en que a medida que la vitrinita es sometida a mayores temperaturas, su transformación es controlada por la cinética química de cuatro reacciones que eliminan hidrógeno, oxígeno y carbono (Sweeney y Burnham, 1990).

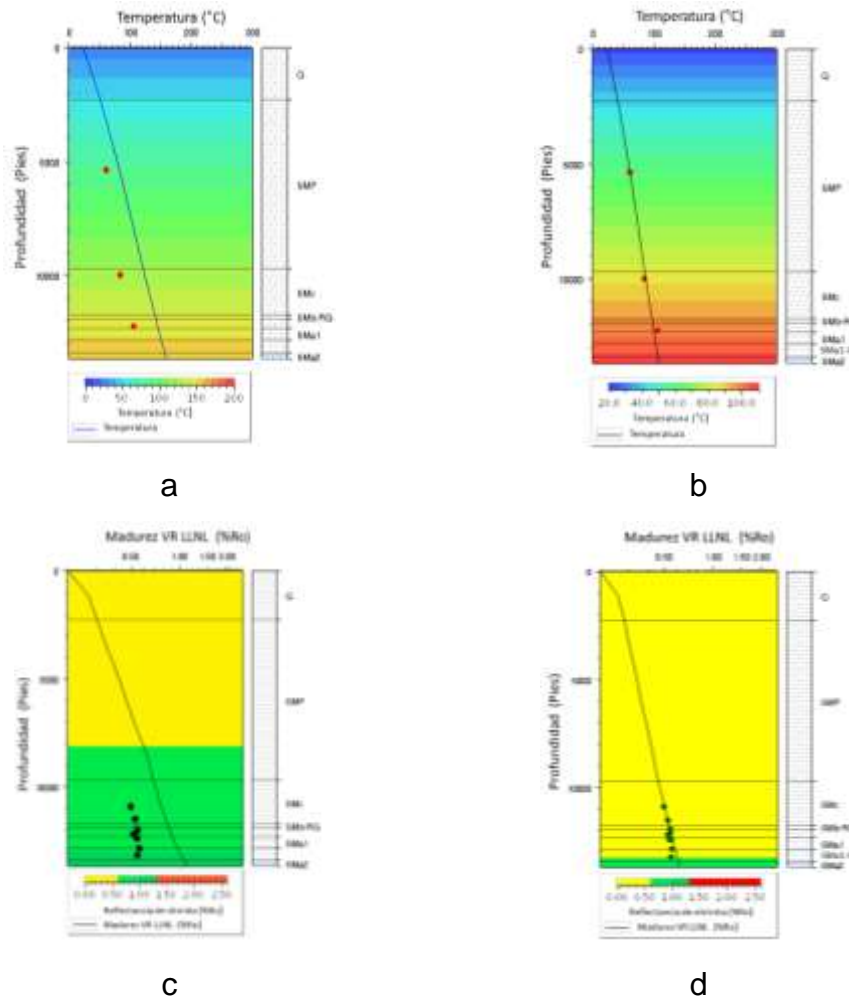


Figura 14. Perfiles de calibración y optimización.

Los pozos virtuales fueron calibrados solo con %Ro en ausencia de las medidas de BHT. Los valores de %Ro, fueron calculadas a partir de los valores de Tmax (Jarvie et al.,2001), debido a la carencia de medidas de %Ro en las muestras de superficie. Para ello, se empleó la ecuación 9.

$$\%Ro = [(T_{max} \times 0,018) - (7,16)] \quad (\text{ecuación 9})$$

Todos los pozos después de la simulación preliminar, presentaban un comportamiento, donde fue necesario realizar un ajuste entre las curvas y los

valores medidos considerados reales (Optimización). La optimización es el procedimiento necesario para buscar que el comportamiento definido por el modelo represente los valores reales.

Para esto, fueron variados los datos térmicos como la temperatura de interfaz agua-sedimento (SWIT, *sediment-water interface temperatura*, por sus siglas en ingles), y el flujo de calor actual estimado, y datos geológicos (litología, espesor, "hiatus", erosiones). Estas variaciones fueron efectuadas tomando en cuenta la evolución tectónica de la cuenca. Posteriormente, fueron realizadas las simulaciones necesarias hasta lograr el ajuste óptimo entre los datos reales y los calculados, en los dos perfiles (Fig. 15b y 15d). Finalmente, fueron obtenidos los diagramas y gráficos con la historia térmica con el mejor ajuste encontrado entre datos reales y los definidos teóricamente por el programa.

4.4.4. Modelo de generación y expulsión

Para este modelo, fueron establecidos como roca generadora, intervalos de las secuencias SO (Oligoceno), SMa (Comienzos del Mioceno temprano) y SMb (finales del Mioceno temprano). La selección estuvo basada en que estas secuencias corresponden a las formaciones Pecaya (SO), Agua Clara (SMa) y Cerro Pelado (SMb) o equivalentes de ellas, las cuales presentan características de roca generadora, de acuerdo a la literatura (Del Olló, 1993; Martínez et al., 2007; Martínez et al., 2012). Para el caso del pozo virtual PV3, no fue establecida la secuencia SO como roca generadora, debido a que no corresponde con la Formación Pecaya, sino con la Formación San Luis.

Es reportado un aporte de tipo de materia orgánica mixta para las formaciones Pecaya (SO) y Agua Clara (SMa). Por lo tanto, fue establecida como aproximación una mezcla de querógeno (50% tipo II y 50 % tipo III) y para la Formación Cerro Pelado (SMb) un querógeno tipo III (Del Olló, 1993; Martínez

et al., 2007; Martínez et al., 2012). La cinética establecida para el querógeno II y III, fue tomada de la base de datos del programa *Petromod* que contiene los resultados del trabajo de Behar et al. (1997). Estos autores determinaron la cinética para los querógeno tipo II y III, a partir de muestras de lutitas de ambiente marino en la Cuenca de París (tipo II) y de ambiente deltáico en la Cuenca Mahak (tipo III). Fue establecido como criterio de inicio de generación, un valor mayor a 0,6 % Ro y como criterio indicativo del inicio de la expulsión, un valor mayor al 50% de transformación del querógeno.

4.4.5. Cuadro de eventos

Finalmente, la información fue integrada en el cuadro de eventos. Este resultado resume la formación de todos los elementos (roca generadora, roca yacimiento, roca sello y sobrecarga) y procesos (formación de la trampa, generación, migración, acumulación y preservación) del sistema petrolero. El cuadro de eventos fue construido a partir del tiempo de formación de cada elemento y procesos.

5. RESULTADOS

En el programa *Petromod* versión 11.1.1- Linux64bit, fueron generados una serie de diagramas y perfiles, que constituyen los resultados del modelado 1D de los puntos bajo estudio en el área al noroeste de la Cuenca de Falcón. En esta sección, será discutido en primera instancia, la historia de soterramiento y consecutivamente la calibración y optimización del modelo térmico. Posteriormente, serán discutidos los datos de salida del modelado, como la historia de madurez y los tiempos de generación y expulsión de las secuencias bajo estudio. Finalmente, de acuerdo a los resultados del modelado, fue realizada una interpretación general de la carta de eventos del sistema petrolero en el área de estudio.

5.1. HISTORIA DE SOTERRAMIENTO

La historia de soterramiento describe la variación de la profundidad de los sedimentos a medida que ocurre la sedimentación progresiva en la cuenca. A continuación serán presentados los diagramas de soterramiento de los puntos en el Golfo de Venezuela y en la parte continental de Falcón.

5.1.1. Pozo P, C y PV1 (Golfo de Venezuela)

La historia de soterramiento en los pozos C y PV1 es similar, a diferencia del pozo P, el cual presenta interrupciones de la sedimentación, debido a dos erosiones locales. La primera erosión ocurrió a finales del Rupeliense (Oligoceno temprano), y está asociado al régimen extensivo, que originó la subsidencia de los depocentros y también el levantamiento de las áreas ubicadas en los flancos de esta extensión (Macellari, 1995; Audemard, 1995). El pozo P, se encontraba ubicado en uno esos flancos, constituyendo un alto estructural. La segunda erosión ocurrida en el Plioceno, está asociada al levantamiento de las secuencias en la fase de compresión Plio-Pleistocena. (Macellari, 1995; Audemard, 1995). Las erosiones locales, pusieron deberse a

que este pozo, siempre estuvo en un alto estructural y fue afectado en mayor medida por los cambios eustáticos y eventos geológicos regionales, en comparación a los pozos C y PV1.

El diagrama de soterramiento del pozo P (Fig. 15), muestra una sedimentación continua hasta los 23 Ma, en donde la sedimentación fue interrumpida por la primera etapa de erosión a finales del Rupeliense. En esta etapa, fueron erosionados 500 pies de Oligoceno. Posteriormente, continuó el proceso de soterramiento de manera progresiva hasta los 8 Ma, en donde aumenta la subsidencia y el soterramiento, debido a la sedimentación de una espesa columna de sedimentos perteneciente a la secuencia SMP. Esta sedimentación es interrumpida por la segunda etapa de erosión, en donde fueron erosionados 1500 pies de la secuencia SMP. Por otro lado, el soterramiento en los pozos C y PV1 fue progresivo a lo largo del intervalo Oligo-Mioceno (Fig 16. y Fig 17).

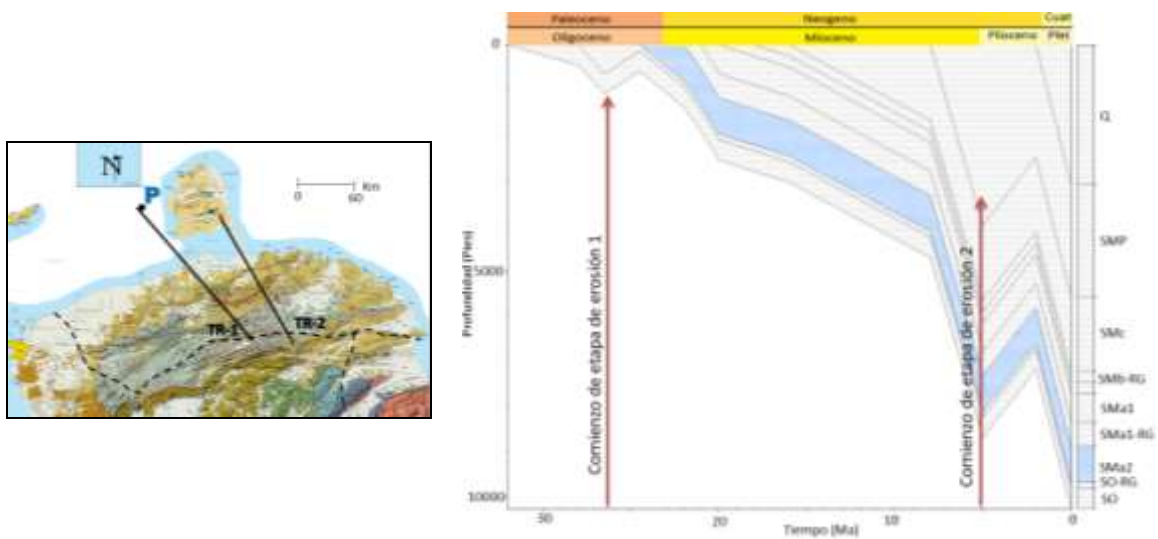


Figura 15. Diagrama de soterramiento del pozo P.

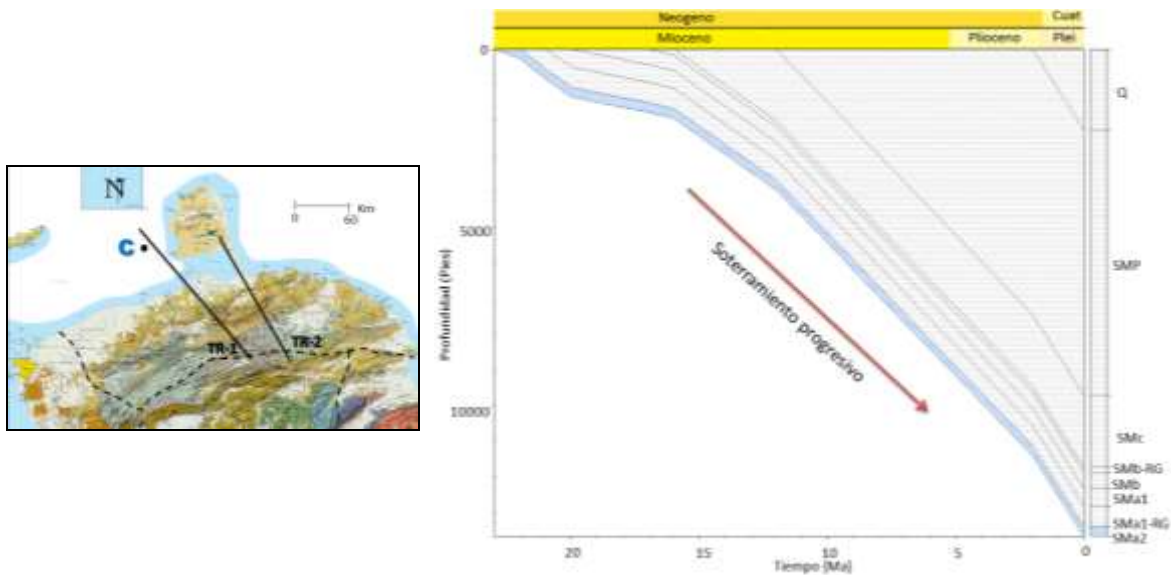


Figura 16. Diagrama de soterramiento del pozo C.

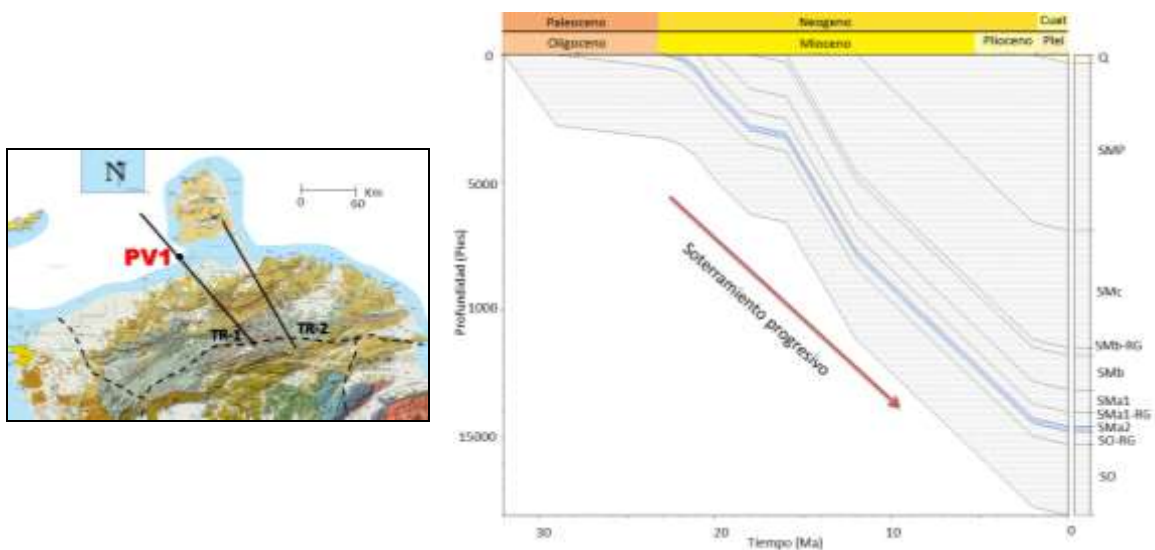


Figura 17. Diagrama de soterramiento del pozo PV1.

5.1.2. Pozo M, PV2 y PV3 (Parte continental de Falcón)

En general, el área presenta una evolución compleja, el cual afecta de diferente manera la historia de soterramiento en estos tres pozos en la cuenca. La figura 18, muestra el diagrama de soterramiento del pozo M, el cual describe un soterramiento progresivo hasta llegar a los 32 Ma (Oligoceno). A partir de este

momento, ocurrió una etapa de erosión que se extendió por todo el Oligoceno. En esta época las mayores subsidencias ocurrían en el centro de Falcón (Audemard, 1995; Pindell et al., 1998; Macellari, 1995; Porras, 2000), contrariamente cercano al alto de Coro, donde se encuentra el pozo M, era un área positiva (Macellari, 1995). Este factor pudo haber evitado la depositación de la secuencia Oligocena en esta área. Por esta razón, la secuencia Oligocena (SO) no está presente en este punto de la cuenca, de acuerdo a bioestratigrafía e interpretación sísmica y estructural (Maraven, 1982; Toribio, 2011; Duran et al, 2013). Posteriormente, fue reanudado el soterramiento en este punto de la cuenca en el Mioceno temprano, debido a la migración de los depocentros hacia el norte y por consiguiente la sedimentación en áreas positivas como el alto de Coro (Audemard, 1995; Macellari, 1995; Porras, 2000). El soterramiento fue progresivo hasta la actualidad.

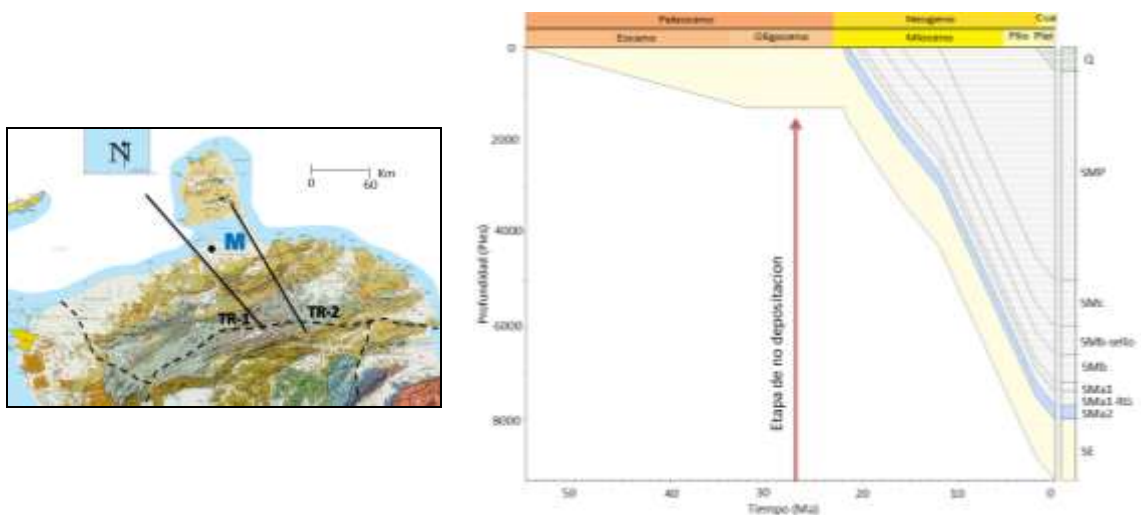


Figura 18. Diagrama de soterramiento del pozo M.

La figura 19, muestra el diagrama de soterramiento del punto virtual PV2, el cual describe un soterramiento progresivo hasta llegar a los 12 Ma. En este punto de la cuenca, el soterramiento fue pronunciado, debido a que fueron

mayormente afectadas por las extensiones ocurridas durante el Oligo-Mioceno temprano. A partir del Mioceno medio, el soterramiento progresivo fue interrumpido por las primeras etapas compresivas asociadas al levantamiento de los Andes, ocasionando una larga etapa de erosión que duro hasta la actualidad (Audemard, 1995).

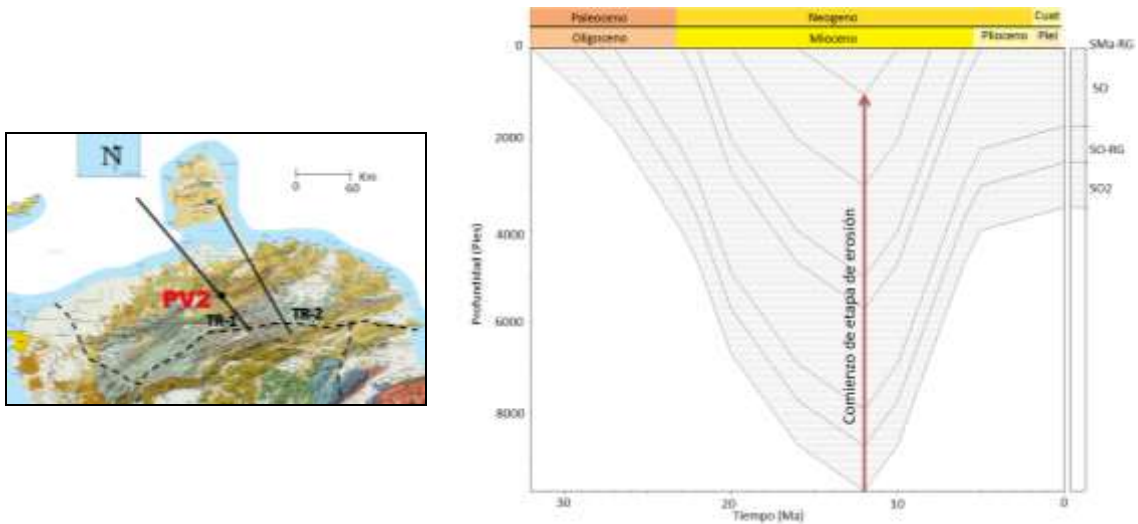


Figura 19. Diagrama de soterramiento del pozo PV2.

La figura 20, muestra el diagrama de soterramiento del punto virtual PV3, el cual describe un soterramiento progresivo hasta los 20 Ma. En esta época, comenzó una etapa de erosión de 700 pies de la secuencia SMa, resultado de una caída relativa del nivel de mar y a la elevación asociada con las primeras etapas de deformación de la cuenca de Falcón (Haq et al., 1987; Macellari, 1995). Posteriormente, continuó el soterramiento progresivo hasta los 5 Ma, en donde la sedimentación fue interrumpida debido al levantamiento de las secuencias en la fase de compresión Plio-Pleistocena (Macellari, 1995; Audemard, 1995).

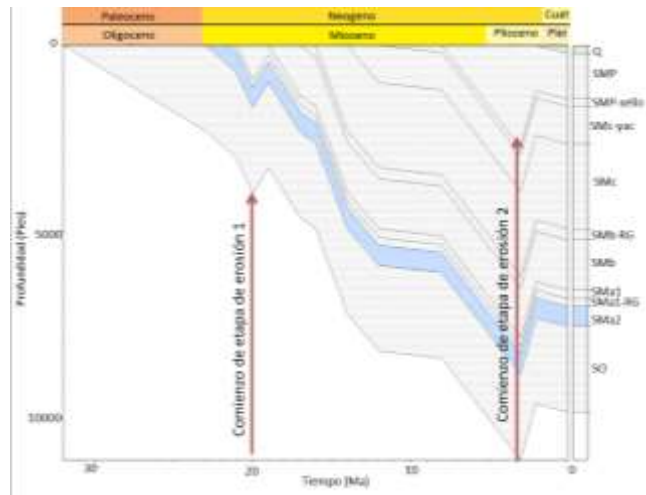
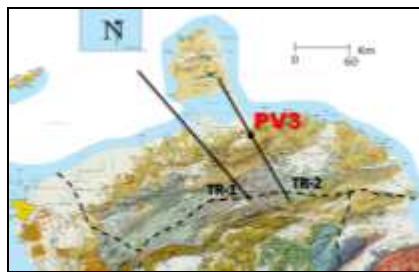


Figura 20. Diagrama de soterramiento del pozo PV3.

5.2. CALIBRACIÓN DE LOS POZOS REALES Y VIRTUALES

Con la finalidad de disminuir la incertidumbre en el modelado 1D, fue necesario la calibración y optimización del modelo térmico. A continuación serán presentadas las calibraciones de cada uno de los pozos y las consideraciones que fueron utilizadas para su optimización.

5.2.1. Pozo P (Golfo de Venezuela)

La figura 21, muestra los perfiles de calibración del pozo P del Golfo de Venezuela. Para la optimización de este pozo, el flujo de calor fue establecido de acuerdo al método transitorio (*Transient Heat Flow*), donde el flujo de calor varía con el tiempo desde 70 mW/m^2 hasta 50 mW/m^2 en la actualidad (Anexo 2). Este pozo presenta una anomalía térmica, debido a que se ha determinado que otros pozos ubicados a mayor profundidad en el Golfo de Venezuela, presentan una madurez térmica menor a la del pozo P, ubicado en un alto estructural (Acosta y Martínez, 2014, comunicación personal).

Fue efectuado un ensayo para ver el efecto de la temperatura de interfaz agua-sedimento, el cual no generó un impacto sustancial en la calibración. Por esta razón, fue asignada automáticamente en *Petromod* a través de una función basada en el trabajo de Wygrala (1989), definiendo la latitud a 11° y tomando en consideración la paleo-profundidad del agua. En cuanto a los espesores erosionados, fue efectuada una prueba para ver el efecto de las erosiones reportadas en la calibración, el cual si generó un impacto sustancial en la misma. Luego de tomar en consideración los factores principales que influyen en la calibración como el flujo de calor, temperatura de interfaz agua-sedimento y los espesores erosionados, fue logrado el mejor ajuste posible entre los datos reales y los generados por el programa.

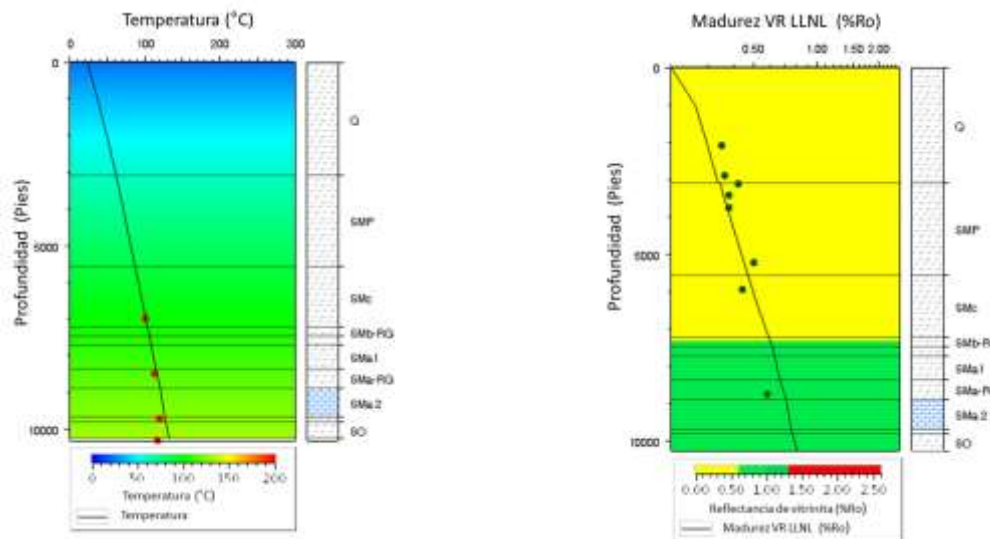


Figura 21. Calibración y optimización del pozo P.

5.2.2. Pozo C (Golfo de Venezuela)

La figura 22, muestra los perfiles de calibración del pozo C, ubicado en el Golfo de Venezuela. Para la optimización de este pozo, el flujo de calor fue establecido de acuerdo al método de estado estacionario (*Steady State heat flow*), donde el flujo de calor se mantiene constante de 30 mW/m² (Anexo 2). En este pozo no hay erosiones registradas, por esta razón no fue un factor utilizado

para la optimización. Fue empleada la función basada en el trabajo de Wygrala (1989) tomando en consideración la paleo-profundidad del agua y la latitud a 11°. Luego de tomar en consideración el flujo de calor y la temperatura de interfaz agua-sedimento, fue alcanzado un ajuste óptimo entre los datos reales y los generados por el programa.

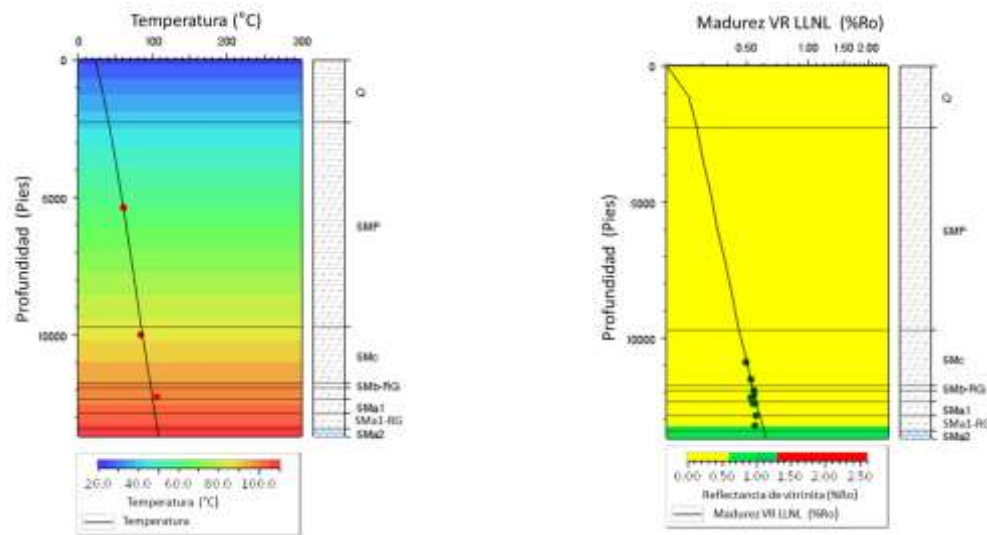


Figura 22. Calibración y optimización del pozo C.

5.2.3. Pozo Virtual PV1 (Golfo de Venezuela)

La figura 23, muestra los perfiles de calibración del pozo PV1, ubicado en el Golfo de Venezuela. Para la optimización de este pozo, el flujo de calor fue establecido de acuerdo al método de estado estacionario (*Steady State heat flow*), donde el flujo de calor se mantiene constante de 40 mW/m² (Anexo 2). Es adecuado considerar un flujo de calor mayor en PV1 que en el pozo C, debido a que es el punto más profundo de la cuenca. No fueron consideradas erosiones para la optimización, por no tener registros alguno, en el intervalo de tiempo Oligo-Mioceno. Luego de tomar en consideración los factores que afectan la calibración, fue logrado el mejor ajuste posible entre los datos reales y los generados por el programa.

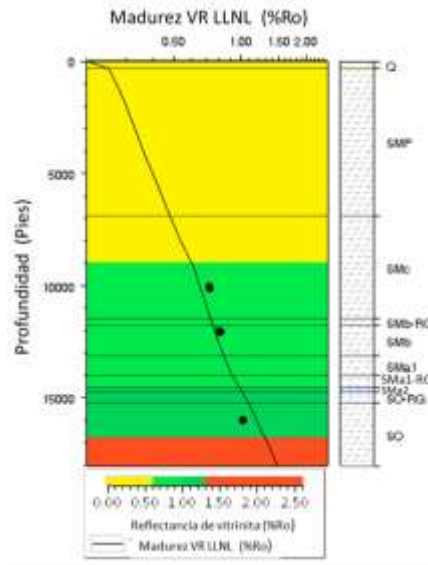


Figura 23. Calibración y optimización del pozo PV1

5.2.4. Pozo M (Parte continental de Falcón)

La Figura 24, muestra los perfiles de calibración del pozo M, ubicado la parte continental de Falcón. Para la optimización de este pozo, el flujo de calor fue establecido de acuerdo al método de estado estacionario (*Steady State heat flow*), donde el flujo de calor se mantiene constante de 30 mW/m^2 (Anexo 2). Este pozo al encontrarse más cercano al alto de Coro, no fue afectado considerablemente por el aumento de temperatura originado por el evento extensivo que abarcó desde el Oligoceno hasta el Mioceno temprano. Por esta razón, es coherente considerar un flujo de calor menor al del pozo virtual PV1. Adicionalmente, la temperatura de superficie fue modificada en la actualidad, de acuerdo a la temperatura promedio en el estado Falcón (33°C). Luego de tomar en consideración los factores que afectan la calibración, fue logrado el mejor ajuste posible entre los datos reales y los generados por el programa. Sin embargo, en el perfil de calibración de la madurez, se sugieren dos poblaciones en la distribución de las medidas de reflectancia vitrinita; una que ajusta de manera óptima con la curva y otra que es menor en promedio de este ajuste.

Esto pudiera deberse a anomalías en el perfil de reflectancia de vitrinita (Dow, 1977), asociadas a una falla inversa en el Mioceno tardío y a una falla normal o discordancia en el Eoceno. Sin embargo, es necesario corroborar con la sísmica y revisar el origen de las mediciones de reflectancia de vitrinita en este pozo, para certificar esta distribución. Es importante resaltar que el ajuste de la curva con las menores medidas de vitrinita resulta en un flujo de calor constante de 20 mW/m², los cuales no conciernen con la evolución tectónica del área de estudio.

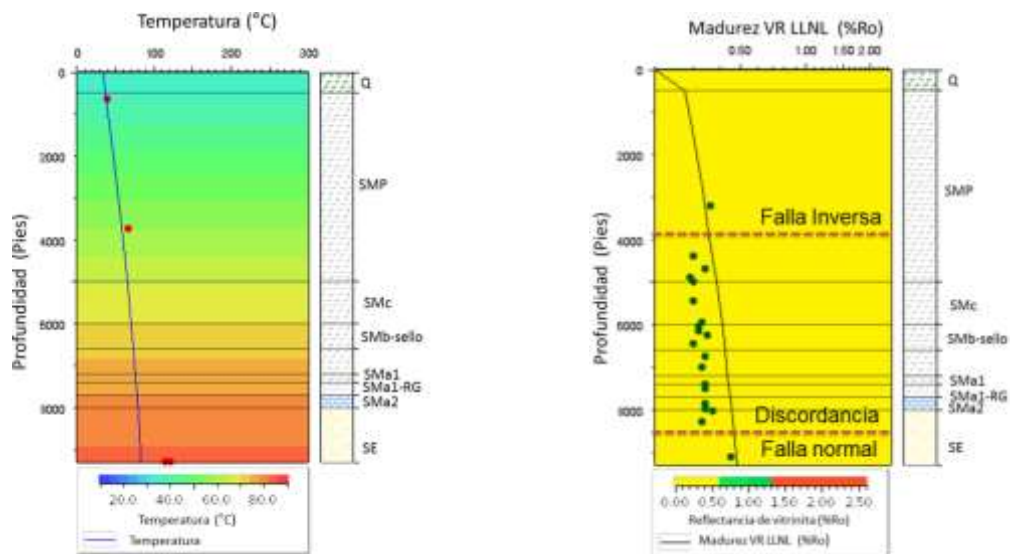


Figura 24. Calibración y optimización del pozo M.

5.2.5. Pozo PV2 (Centro de Falcón continente)

La Figura 25, muestra los perfiles de calibración del pozo PV2 de la parte continental. Para la optimización de este pozo, el flujo de calor fue establecido de acuerdo al método transitorio (*Transient Heat Flow*), donde el flujo de calor varía con el tiempo desde 110 mW/m² hasta 95 mW/m² en la actualidad (Anexo 2). Este flujo de calor utilizado para la calibración de este pozo, es coherente con el modelo geológico establecido para la Cuenca de Falcón, debido a que a partir del Oligoceno medio, comenzó un régimen tectónico extensivo que duró hasta el Mioceno medio. Esta etapa extensiva ocasionó el adelgazamiento de la

corteza y la inyección de magma basáltico hasta el Mioceno medio (Fig 14) (Muessig, 1984; Audemard, 1995; Macellari, 1995; Urbani et al., 2012). Estos factores aumentaron considerablemente el flujo de calor en el área central de Falcón. Otro factor utilizado para la calibración, fue el espesor de las erosiones. Fue incorporado al modelo, una etapa de erosión que abarcó desde el Mioceno medio hasta la actualidad, donde fueron erosionadas todas las secuencias subyacente al Oligoceno. Por esta razón, es razonable establecer para efecto de la calibración un espesor erosionado total de 6200 pies. Fue empleada la función basada en el trabajo de Wygrala (1989) tomando en consideración la paleo-profundidad del agua y la latitud a 11° N. Luego de tomar en consideración los factores que afectan la calibración fue logrado el mejor ajuste posible entre los datos reales y los generados por el programa.

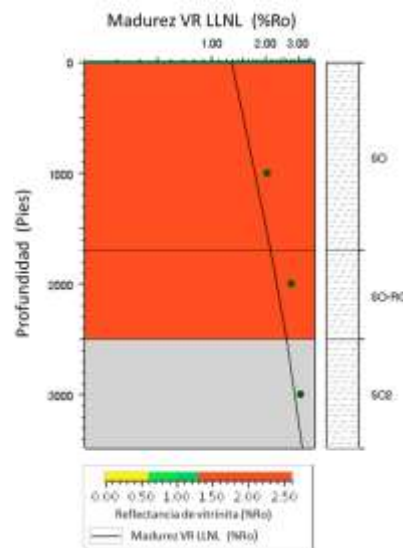


Figura 25. Calibración y optimización del pozo virtual PV2.

5.2.6. Pozo PV3 (Parte continental de Falcón)

La Figura 26, muestra los perfiles de calibración del pozo PV3 de la parte continental de Falcón. Para la optimización de este pozo, el flujo de calor fue establecido de acuerdo al método transitorio (*Transient Heat Flow*), donde el

flujo de calor varía con el tiempo desde 100 mW/m² hasta 90 mW/m² en la actualidad (Anexo 2). Es consistente que este flujo de calor sea mas bajo que en el centro de Falcón, debido que este punto se encontraba más alejado de las mayores subsidencias y de las intrusiones ígneas. Fue incorporado al modelo, dos etapas de erosión explicadas anteriormente en la historia de soterramiento, el cual para efecto de la calibración fue establecido un espesor erosionado de 1500 pies después de la secuencia SMP, y 700 pies después de la secuencia SMA. Fue empleada la función basada en el trabajo de Wygrala (1989) tomando en consideración la paleo-profundidad del agua y la latitud a 11°. Luego de tomar en consideración los factores que afectan la calibración fue logrado el mejor ajuste posible entre los datos reales y los generados por el programa.

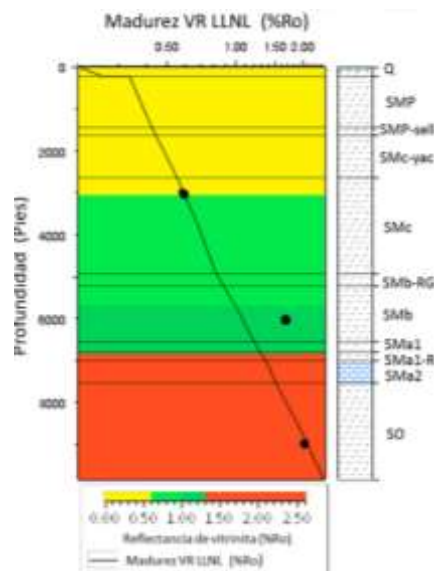


Figura 26. Calibración y optimización del pozo virtual PV3.

5.3. HISTORIA DE MADUREZ Y GENERACIÓN

Al integrar la historia de soterramiento con la historia térmica, fueron obtenidos los diagramas de madurez térmica de cada pozo. A continuación, serán discutidas la historia de madurez en los pozos en el Golfo de Venezuela y en la

parte continental de Falcón y finalmente una comparación de la madurez en estas dos zonas.

5.3.1. Pozo P, C y PV1 (Golfo de Venezuela)

Los pozos ubicados en el Golfo de Venezuela serán discutidos en la misma sección, debido a que están en un contexto geológico similar. En la figura 27a, muestra el diagrama de madurez del pozo P, el cual indica que la roca generadora del Oligoceno (SO-RG) y del Mioceno temprano (SMA-RG), entraron en ventana de petróleo a finales del Mioceno tardío (7,5 Ma y 6,5 Ma, respectivamente). Por otro lado, la roca generadora de finales del Mioceno temprano (SMb-RG), entró en ventana de petróleo en el cuaternario (1Ma). La máxima transformación de hidrocarburos alcanzada, corresponde a la roca generadora de la secuencia Oligocena (SO-RG), que se ubicó en una transformación del querógeno del 20 % (Fig 27b).

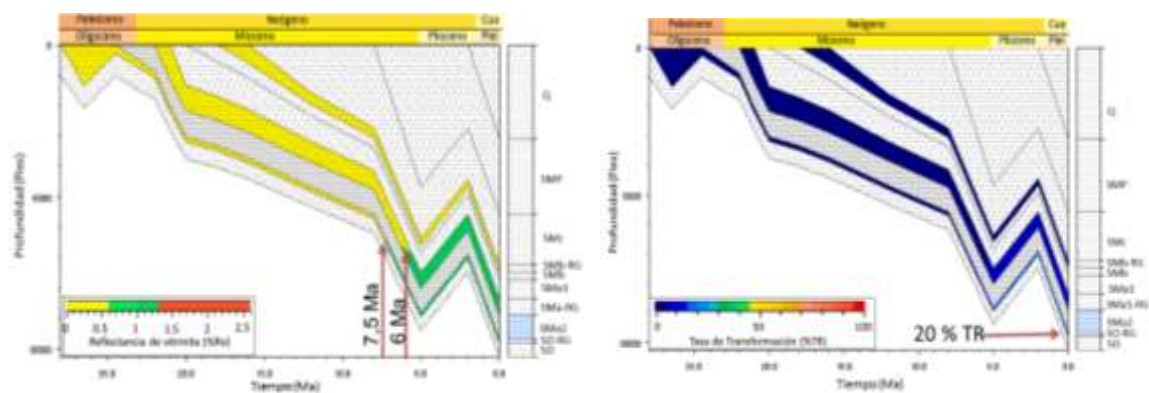


Figura 27. Diagrama de madurez (a) y tasa de transformación (b) del pozo P.

La figura 28a muestra el diagrama de madurez del pozo C (Fig. 21), el cual indica que las rocas generadoras de comienzos del Mioceno temprano (SMb-RG) y finales de esta época (SMb-RG), estuvieron inmaduras durante el soterramiento progresivo en la cuenca. Sin embargo, solo la roca generadora (SMA-RG), está entrando en ventana de petróleo (0,61 %Ro) en la actualidad.

Esta secuencia logró alcanzar una transformación del querógeno mayor al 10 % (Fig 29b).

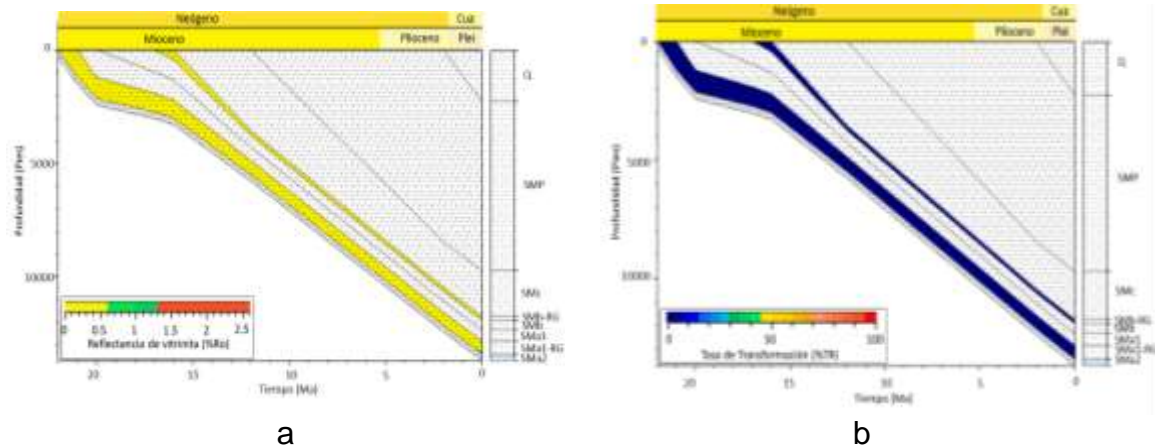


Figura 28. Diagrama de madurez (a) y transformación (b) de pozo C.

El diagrama de madurez del pozo PV1 (Fig. 29a), indica que la roca generadora del Oligoceno (SO-RG) entra en ventana de petróleo en el Mioceno medio (12 Ma). Esta secuencia alcanzó el 50 % de transformación del querógeno a los 4,5 Ma (Plioceno) y en la actualidad llego hasta un 70 % de transformación (Fig.29b). Por otro lado, la roca generadora de comienzos del Mioceno temprano (SMAa-RG) y finales de esta etapa (SMAb-RG), entran en ventana de petróleo en el Mioceno tardío (10,8 Ma y 6,3 Ma, respectivamente). La secuencia SMAa-RG, alcanzó el 50 % de transformación del querógeno a los 2 Ma (Cuaternario), y en la actualidad llego hasta un 60% de transformación (Fig.29b). En cambio la secuencia SMAb-RG, no ha transformado el 10 % del querógeno.

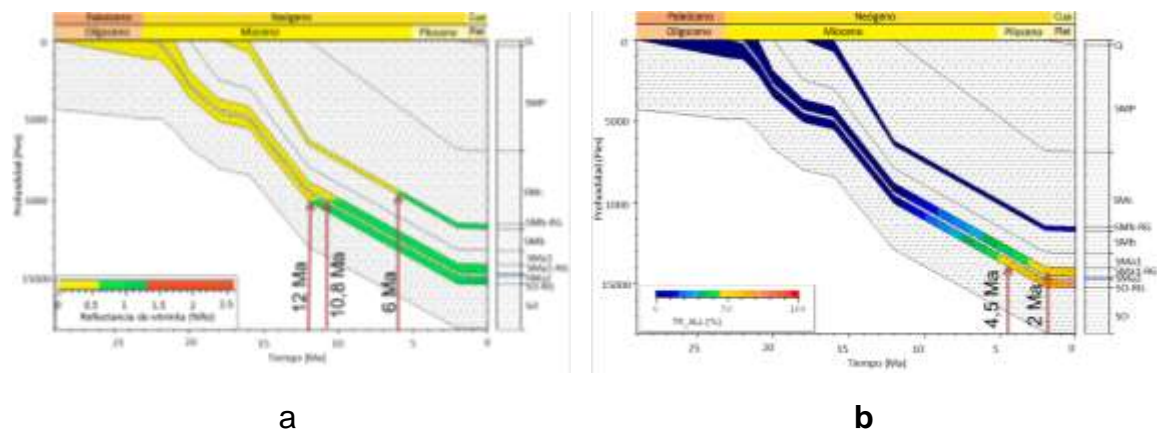


Figura 29. Diagrama de madurez (a) y transformación (b) de pozo PV1.

Integrando la historia térmica de los pozos ubicados en el Golfo de Venezuela, puede inferirse que el área de mayor generación se encuentra en la parte profunda del surco (PV1), mientras que hacia el flanco este, las secuencias están entrando en ventana de petróleo (P y C). Esta tendencia es debido que, hacia el centro del surco de Urumaco, las subsidencias fueron mayores, permitiendo que las secuencias alcanzaran mayores temperaturas, a medida que ocurría el soterramiento progresivo en la cuenca. Sin embargo el pozo P, presenta una anomalía térmica que no sigue esta tendencia, debido a que se ha determinado que otros pozos ubicados a mayor profundidad en el Golfo de Venezuela, presentan una madurez térmica menor a la del pozo P, el cual se encuentra ubicado en un alto estructural (Acosta y Martínez, 2014, comunicación personal).

5.3.2. Pozo M, PV2 y PV3 (Parte continental de Falcón)

La figura 30, muestra el diagrama de madurez del pozo M, ubicado en la parte continental de Falcón. De acuerdo al diagrama de madurez (Fig. 30a), la roca generadora del Mioceno temprano (SMa-RG), se encuentra inmadura en la actualidad.

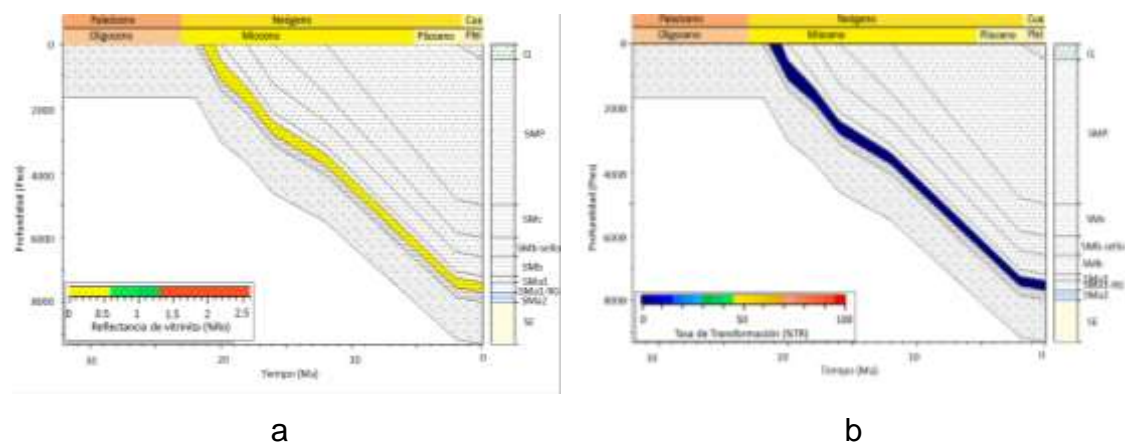


Figura 30. Diagrama de madurez (a) y transformación (b) de pozo M.

La figura 31a, muestra el diagrama de madurez del pozo virtual PV2, el cual indica que la secuencia Oligocena (SO-RG), entró en ventana de petróleo a los 25 Ma y alcanza ventana de gas a los 21 Ma. Esta secuencia alcanzó el 50% de transformación a los 22 Ma y llegó hasta un 95 % de transformación del querógeno en el Mioceno medio. En esta época el aumento de la madurez térmica de la roca fue interrumpido, producto de las primeras etapas del levantamiento de la Cuenca de Falcón (Fig.31b). Por otro lado, la secuencia Miocena temprana (SMa-RG), entró en ventana a los 20 Ma, alcanzando el 50% de transformación a los 16 Ma. Esta secuencia llegó hasta un 75 % de transformación del querógeno (Fig.31b). En cambio, la secuencia correspondiente a finales del Mioceno temprano (SMb-RG), no alcanzó ventana de petróleo (Fig.31a). El aumento en la temperatura de la cuenca, es debido a la fuerte subsidencia ocurrida durante el régimen tectónico extensivo que abarcó desde el Oligoceno hasta finales del Mioceno temprano. Estas extensiones generaron el adelgazamiento de la corteza y adicionalmente la inyección de magma basáltico alcalino (Muessig, 1984; Ghosh et al., 1997; Macellari, 1995). Por esta razón, aumentó drásticamente la madurez de las rocas generadoras, en comparación a los demás pozos en el transecto. Debido al levantamiento de los Andes, a partir del Mioceno medio la Cuenca de Falcón comenzó a elevarse, ocasionando la completa erosión de las secuencias

suprayacentes al Oligoceno. Esta etapa de levantamiento y erosión, evitó que siguiera aumentando la madurez térmica de las secuencias después del Mioceno medio.

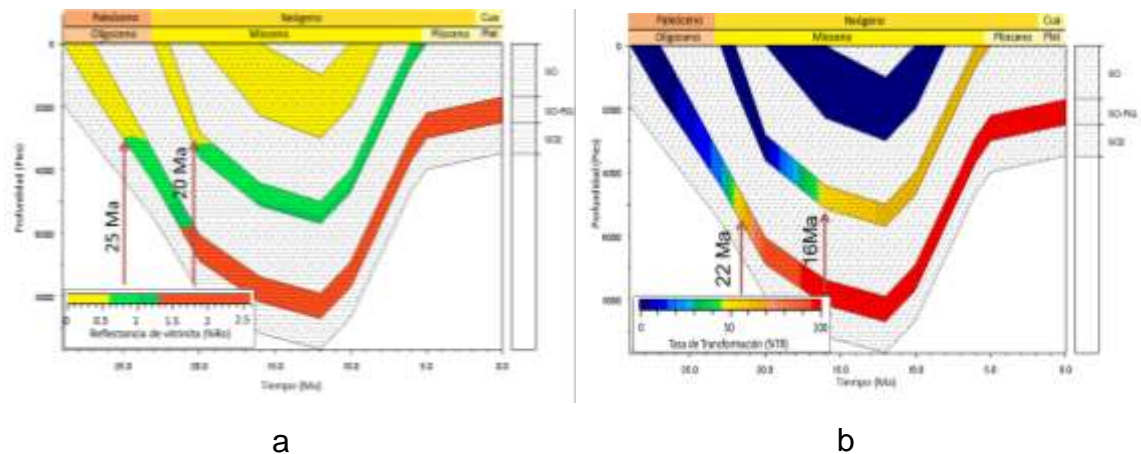


Figura 31. Diagrama de madurez (a) y transformación (b) de pozo PV2.

La figura 32a, muestra el diagrama de madurez del pozo PV3, el cual indica que la secuencia Miocena temprana (SMa-RG), entró en ventana de petróleo a los 15 Ma (Mioceno medio) y llegó a ventana de gas a los 4 Ma (Plioceno). Esta secuencia alcanzó el 50 % de transformación del querógeno a los 11 Ma y en la actualidad ha llegado hasta un 90 % de transformación (Fig.32b). Por otro lado, la secuencia SMb-RG entró en ventana de petróleo a los 12 Ma, transformo el 25 % del querógeno (Fig.32b). El aumento progresivo de la madurez de las secuencias en este punto de la cuenca, es probable que haya sido interrumpida por el levantamiento resultado de la etapa compresiva durante el Plioceno y Pleistoceno (Macellari, 1995; Audemard, 1995).

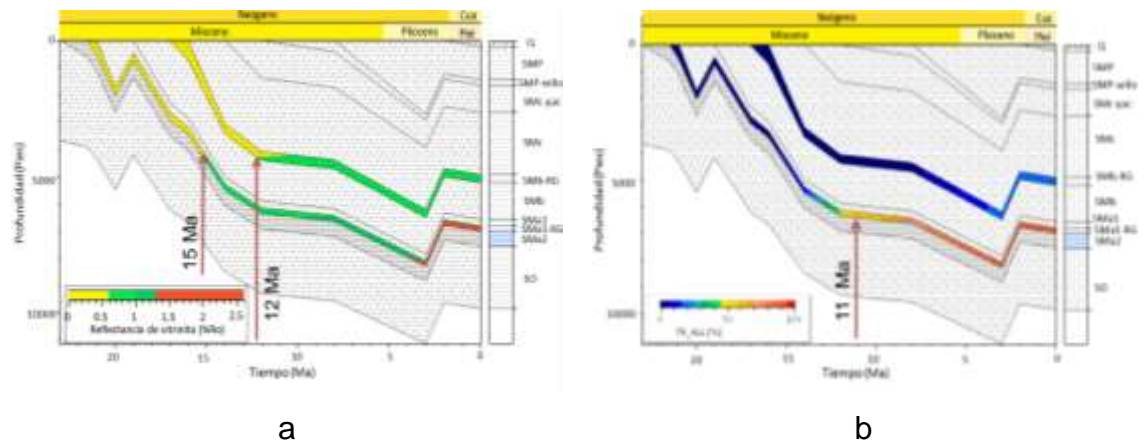


Figura 33. Diagrama de madurez (a) y transformación (b) de pozo PV3.

En resumen, solo en los pozos virtuales (PV1, PV2 y PV3), las secuencias de roca generadora (SO, SMa y SMb), alcanzaron ventana de petróleo e inclusive alcanzaron una madurez asociada a generación de gas (1,3-2,8 % Ro), en el caso de la secuencia Oligocena en los pozos virtuales en el continente de Falcón (PV2 y PV3). Esto fue debido, a que estos puntos del transecto, se encontraban ubicados en dos depocentros importantes de la época oligomiocena (Surco de Urumaco y Canal Falconiano), producto de un proceso evolutivo en esta fase tectónica, que generó el espacio necesario para que ocurrieran las mayores subsidencias. En cambio, puntos del transecto que se encontraban en los flancos de estos depocentros y en altos estructurales (P, C y M), no alcanzaron las condiciones de madurez térmica adecuadas para generar hidrocarburos *in situ*, porque estos puntos han sido definidos como pozos exploratorios buscadores de petróleo y asociados a altos estructurales

Al comparar la madurez de las secuencias del pozo virtual en el Golfo y en la parte continental de Falcón, es apreciable que en los pozos PV2 y PV3, las secuencias alcanzaron mayor madurez térmica, en comparación al pozo PV1. Esto es debido a que, el aumento de temperatura en la historia térmica de los pozos PV2 y PV3 en el continente de Falcón, no solo estuvo influenciado por la subsidencia, sino también por la inyección de magma basáltico (Muessig, 1984; Audemard, 1995; Macellari, 1995; Urbani et al, 2012). Esto permitió que las

secuencias con características de roca generadora en el continente de Falcón, entraran en ventana de petróleo antes que las secuencias presentes en el Golfo de Venezuela.

5.4. TIEMPOS DE EXPULSIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

A partir de la tasa de transformación discutida anteriormente en la historia de madurez de los pozos, fueron estimados los inicios de expulsión de las secuencias con características de roca generadora. Para el presente trabajo, se ha definido un criterio de 50 % de tasa de transformación para considerar que la roca generó una cantidad suficiente de hidrocarburos para ocupar los espacios vacíos de la roca y comenzar la expulsión. La materia orgánica contenida en las secuencias con características de roca generadora en los pozos reales (P, C y M), están inmaduros o entrando en ventana de petróleo, por lo tanto su tasa de transformación es inferior al 20 %, por lo tanto no generaron la cantidad de hidrocarburos necesarios para saturar la roca generadora y expulsar. Por esta razón, no será evaluada la expulsión de estos pozos en esta sección. Por otro lado, algunas secuencias con características de roca generadora en los pozos virtuales, si alcanzaron la madurez necesaria para transformar más del 50 % de los hidrocarburos.

Las secuencias Oligocena (SO) y Miocena temprana (SMa-RG), del pozo virtual PV1, ubicado en el Golfo de Venezuela, alcanzaron más del 50 % de transformación del querógeno en el Plioceno (4,5 Ma) y en el cuaternario (2 Ma) respectivamente, por lo tanto se concluye que dentro de estas épocas fueron expulsados los hidrocarburos. Por otro lado, en el continente de Falcón, las secuencias Oligocena (SO) y Miocena temprana (SMa-RG), alcanzaron el 50 % de transformación a finales del Mioceno temprano (21 Ma) y en el Mioceno medio (15 Ma) respectivamente. Estas secuencias pudieron haber contribuido a trampas con producción actual o trampas por descubrir, aumentando las expectativas desde el punto de vista exploratorio.

5.5. CUADRO DE EVENTOS DEL SISTEMA PETROLERO

A continuación, será presentada la discusión referente al sistema petrolero, empleando como herramienta la carta de eventos. Esta carta resume de manera general la formación de todos los elementos (roca generadora, roca yacimiento, roca sello y sobrecarga) y procesos (formación de la trampa, generación, migración, acumulación y preservación) del sistema petrolero en el Golfo de Venezuela y en la parte continental de Falcón.

En el Golfo de Venezuela fueron establecidas tres rocas generadoras; una formada a finales del Oligoceno, y dos formadas en el Mioceno temprano. Estas rocas generadoras son equivalentes de la formaciones Pecaya (Oligoceno), Agua Clara (comienzos de Mioceno temprano) y Cerro Pelado (Finales del Mioceno temprano) (Fig. 33). La roca yacimiento comprende las calizas equivalentes al Miembro Cauderalito de la Formación Agua Clara y la roca sello corresponde a las lutitas de la Formación Agua Clara (SMa-RG), el cual también es roca generadora (Código Geológico de Venezuela, 1997; Ghosh et al., 1997). La sobrecarga son todas aquellas secuencias de rocas de edad menor a Mioceno medio. El mecanismo de entrapamiento es estratigráfico en P y estructural en C, caracterizado por fallas normales pertenecientes a la etapa extensiva del Oligoceno y Mioceno temprano y que su actividad a continuado hasta el Cuaternario, ya que prácticamente atraviesan todas las secuencias del terciario (Acosta y Martínez, 2014, comunicación personal).

Los resultados del modelado geoqut (SMa-RG), ubicadas en el pozo virtual PV1, alcanzaron las condiciones adecuadas para generar y expulsar los hidrocarburos. Por lo tanto, pudieron contribuir con el llenado del yacimiento carbonático, formado a comienzos del Mioceno temprano. Por otro lado las secuencias de roca ubicadas en los flancos del surco de Urumaco (pozo P y C), no generaron la cantidad suficiente de hidrocarburos para saturar la roca generadora y expulsar los hidrocarburos.

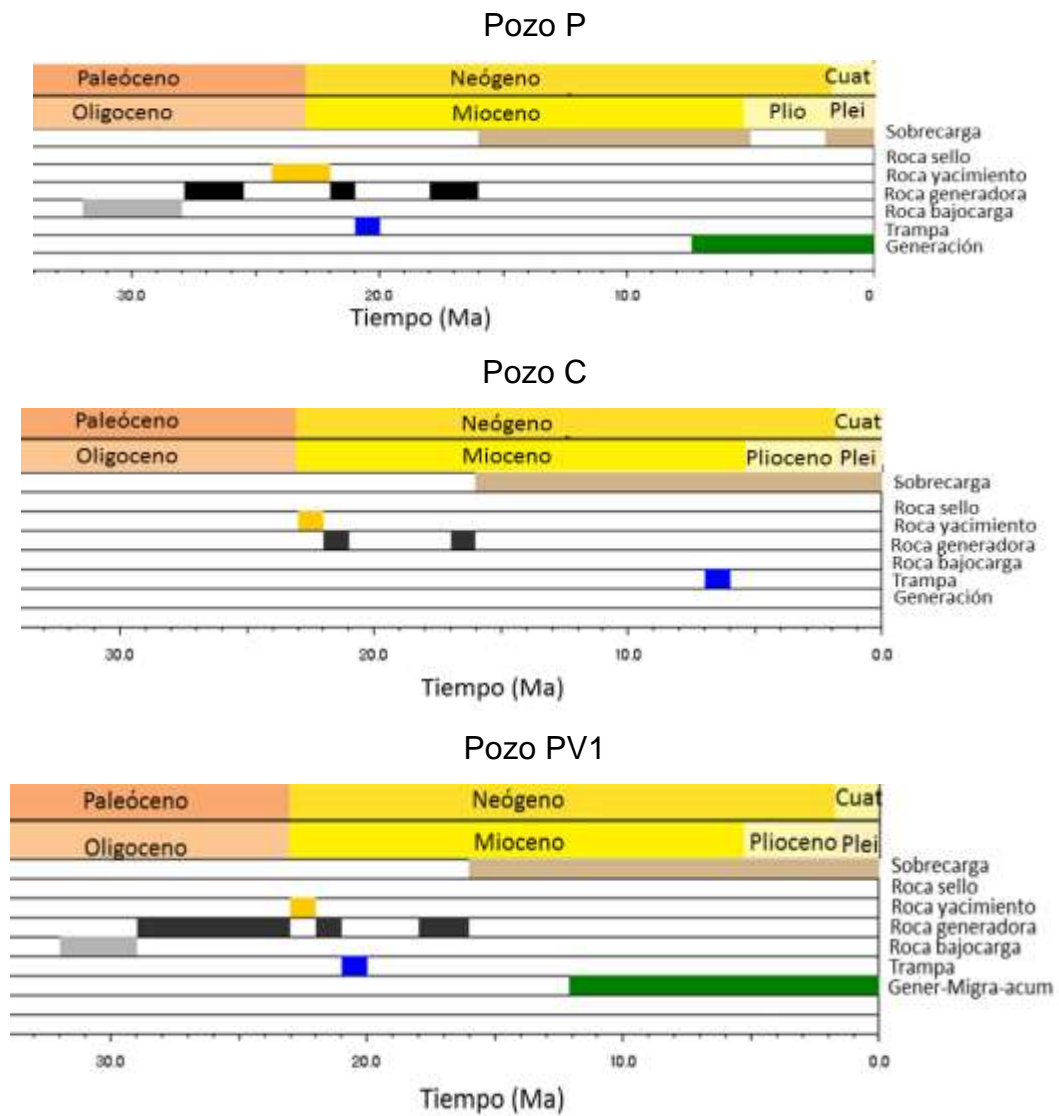


Figura 33. Carta de eventos del sistema petrolero del punto P, C y PV1.

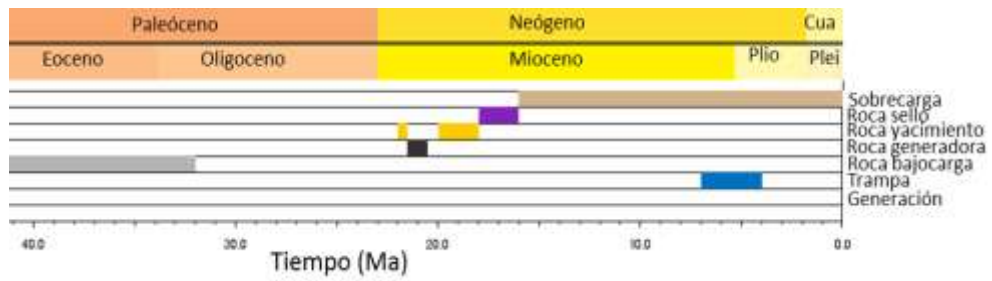
En la parte continental de Falcón, al igual que en el Golfo de Venezuela fueron establecidas tres rocas generadoras, una formada a finales del Oligoceno, y dos formadas en el Mioceno temprano. Estas rocas generadoras son equivalentes de la formaciones Pecaya (Oligoceno), Agua Clara (comienzos de Mioceno temprano) y Cerro Pelado (Finales del Mioceno temprano) (Fig 34). Las rocas yacimiento comprenden las calizas del Miembro Cauderalito de la Formación Agua Clara (SMA2), y las areniscas de la parte superior de la Formación Socorro (SMc-yac) e inferior de la Formación Cerro Pelado (SMb-yac) (Código

Geológico de Venezuela, 1997; Ghosh et al., 1997). Los sellos comprenden las lutitas de la parte superior del Miembro El Muaco de la Formación Caujarao (En PV3) y las lutitas de la Formación Cerro Pelado (En M) (Código Geológico de Venezuela, 1997; Ghosh et al., 1997). La sobrecarga, constituye todas las secuencias de rocas de edad mayor al Mioceno tardío. El mecanismo de entrapamiento es esencialmente estructural, caracterizado por anticlinales fallados o domos, formados durante las compresiones Miocena Tardía-Pliocena y Pliocena-Pleistocena (Código Geológico de Venezuela, 1997). En el centro de Falcón (PV2), no fue depositado el Miembro El Muaco de la Formación Caujarao (roca sello), debido al levantamiento de la Cuenca de Falcón a partir del Mioceno medio.

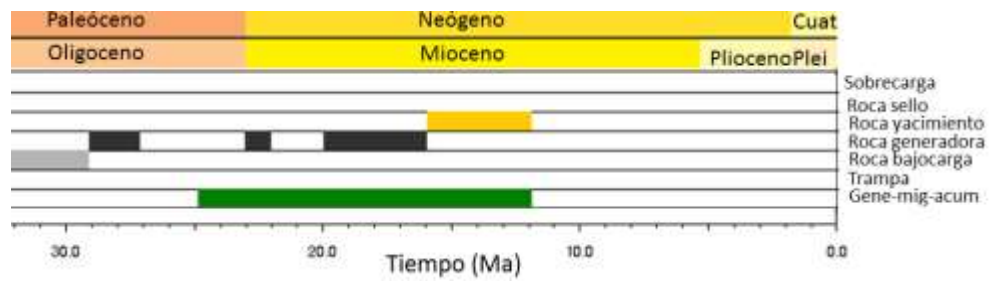
Los resultados del modelado geoquímico, indican que las rocas generadoras en los pozos virtuales PV2 y PV3, alcanzaron las condiciones adecuadas para generar y expulsar los hidrocarburos, a diferencia del pozo M, en donde las secuencias están inmaduras actualmente. La roca generadora del Oligoceno en el centro de Falcón (PV2), dejó de generar y expulsar antes de la configuración de las trampas, por lo tanto, es muy probable que gran parte de los hidrocarburos expulsados hayan migrado hasta la superficie y formado algunos menes de Falcón.

Por otro lado, la generación y expulsión de la roca generadora del Mioceno temprano en el pozo PV3 (SMA-RG), ocurrió antes y durante la configuración de las trampas estructurales formadas después del Mioceno tardío, por lo tanto es probable que parte de los hidrocarburos hayan migrado hasta la superficie. Sin embargo, no se descarta la posibilidad de la acumulación de hidrocarburos, en otras trampas estructurales y estratigráficas (discordancias y acuñamientos) formadas en sincronía con la generación y expulsión de los hidrocarburos.

Pozo M



Pozo PV2



Pozo PV3

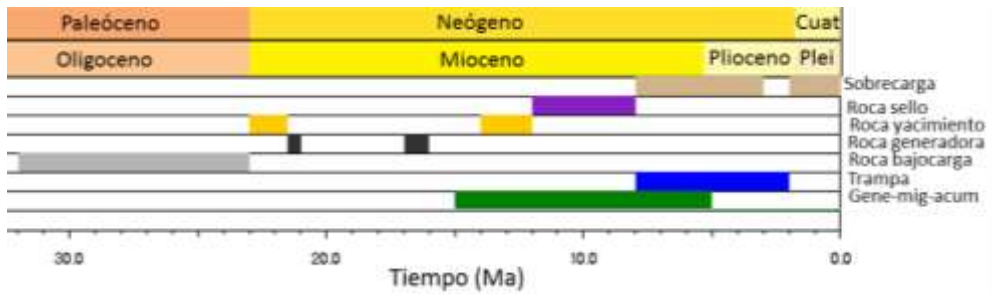


Figura 34. Carta de eventos del sistema petrolero de los pozos M, PV2 y PV3.

6. CONCLUSIONES

- Las secuencias oligo-miocena ubicadas en la parte continental de Falcón, comenzaron a generar hidrocarburos en el Mioceno temprano (25 Ma en SO y 20 Ma en SMA) en la parte central de Falcón, y en el Mioceno medio (15 Ma en SMA y 12 Ma en SMb) hacia el este del área de estudio.
- Los hidrocarburos generados por las secuencias oligo-miocena en la parte continental de Falcón, fueron expulsados a los 21 Ma (SO) y 15 Ma (SMA) en la parte central de Falcón y a los 11 Ma (SMA) hacia el este del área de estudio.
- Las secuencias oligo-miocenas ubicadas en el área de mayor generación del Golfo de Venezuela, comenzaron a generar hidrocarburos a los 12 Ma correspondiente al Mioceno medio (SO) y a los 10,8 Ma (SMA) y 6 Ma (SMb) correspondientes al Mioceno tardío.
- Los hidrocarburos generados por las secuencias oligo-miocenas en el área de mayor generación del Golfo de Venezuela, fueron expulsados a los 4,5 Ma (SO) y 2 Ma (SMA), correspondientes al Plioceno y al Cuaternario respectivamente.
- Puede inferirse que el área de mayor generación se encuentra en la parte profunda del surco de Urumaco (PV1), mientras que hacia el flanco las secuencias están entrando en ventana de petróleo (P y C).
- Parte de los hidrocarburos expulsados en la parte continental de Falcón, pudieron haber migrado hasta la superficie y contribuir con la formación de algunos de los menes encontrados en Falcón, sin descartar la

posibilidad de una sincronía con trampas estructurales y estratigráficas formadas antes del Mioceno tardío.

- Existe sincronización entre las edades de expulsión de los hidrocarburos en las secuencias oligo-miocenas, pertenecientes al área de mayor generación en el Golfo de Venezuela (Surco de Urumaco), con la edad de formación de la trampa, por lo tanto, estas secuencias pudieron contribuir en el llenado del yacimiento carbonático, formado a comienzos del Mioceno temprano.
- La historia de soterramiento en los puntos bajo estudio estuvo controlada por dos regímenes tectónicos; 1. Régimen Extensivo, que originó dos depocentros importantes (Canal Falconiano y Surco de Urumaco) y 2. Régimen Compresivo, que originó el levantamiento de la Cuenca de Falcón y migración de las mayores subsidencias hacia norte de esta.

7. RECOMENDACIONES

- Efectuar mediciones de reflectancia de vitrinita en muestras de superficie en la parte continental de Falcón, con la finalidad de construir mapas geoquímicos y utilizar esta información para lograr mejores calibraciones de los modelos térmicos.
- Determinar la proporción de querógenos II y III, presentes en las formaciones Agua Clara y Pecaya, con la finalidad de utilizar una proporción aproximada a la realidad en el modelado de generación y expulsión de estas formaciones.
- Realizar estudios cinéticos de los tipos de querógeno en las secuencias oligo-miocenas con características de roca generadora, con el propósito de utilizar valores cinéticos más adecuados para la evaluación de la generación y expulsión.
- Hacer la calibración de la presión haciendo uso de los datos de porosidad para obtener menor incertidumbre en los resultados.
- Realizar una campaña de adquisición sísmica en la parte continental de Falcón, que permitan determinar con mayor certidumbre los topes formacionales y la disposición geométrica de los estratos.
- Elaborar el modelado 2D con la información aportada por el modelado 1D, con la objeto de determinar las vías de migración de los hidrocarburos en el área de estudio.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Acosta, N.C., 2004. Modelaje de generación y expulsión de hidrocarburos en el bloque Pirital de la subcuenca de Maturín en el estado Monagas. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Química. Facultad de Ciencias. Universidad Central de Venezuela. 157 p.

Acosta y Martínez., 2014. Modelado de los sistemas petrolíferos en el Golfo de Venezuela, empleando tres transectos regionales. Informe de resultados.

Allen, P.A y Allen, J.R., 2005. Basin Analisis Principles and Applications. Blackwell, 549 p.

Arellan, M.J., 2008. Modelado geoquímico 2D en el sur de la Cuenca de Maracaibo. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Química. Facultad de Ciencias. Universidad Central de Venezuela. 139 p.

Audemard, F.A., 1995. La cuenca terciaria de Falcón Venezuela noroccidental: síntesis estratigráfica, génesis e inversión tectónica. IX Congreso Latinoamericano de Geología. 19 p.

Baquero, M., Acosta, J., Kassabji, E., Zamora, J., Sousa, J., Rodríguez, J., Grobas, J., Melo, L., y Shneider, F., 2009. Polyphase development of the Falcon basin in northwestern Venezuela, implications for oil generation. Journal of the Geological Society, Special Publication, 328: 587-612.

Barker, C.,1996. Thermal modeling of petroleum generation. Theory and application. Elsevier. 512 p.

Behar, F., Vandenbroucke, M., Tang, Y., Marquis, F y Espitalie, J., 1997. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. *Organic Geochemistry*, 26, (5/6): 321-339.

Behar, F., Beaumont, V y Penteadó, H. L., 2001. Rock-Eval 6 Technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56 (2):111-134.

Biddle, K. T y Wielchowsky C.C., 1994. Hydrocarbon traps. The petroleum system-from source to trap. In: Magoon, L.B y Dow,W.G (Eds). *The American Association of Petroleum Geologist*, 60: 219-235 p.

Blaser., 1979. Source rock and hydrocarbon generation in the Maracaibo basin, Western Venezuela. Informe técnico, PDVSA Intevep S.A , EP-15945. 105p.

Boesi, T. y Goddard, D., 1991. A new geologic model related to the distribution of hydrocarbon source rocks in the Falcon Basin, Northwestern Venezuela. In: K.T.Biddle (ed). *Active Margin Basin*. 303-319 p.

Camposano, L.A., Pinto, J.A., Zamora, J.G., Duran, I.C., Cabrera, D., Farías, A. C., Hernández, E., Toribio, E., Vilas, B. M Soto, G.R., Martínez, A. M., Rincones, Y. J., Suarez, L., Ortega, L. M., Vanegas, J., Berbesi, M. M., Gómez, R. A., y Cañizares, M., 2009. Estudio exploratorio del área de Falcón Oriental, estado Falcón, Venezuela. Informe interno, PDVSA Intevep S.A, INT-13034. 111 p.

Código Geológico de Venezuela., 1997. Documento en línea. Disponible en: <http://pdvsa/lexico/> [consulta: octubre, 2014].

Demaison, G y Huizinga, B., 1994. Genetic classification of Petroleum systems using three factors, charge, migration and entrapment. The petroleum system-from Source to trap. In: Magoon, L.B y Dow, W.G (Eds). The American Association of Petroleum Geologist, 60: 73-89.

Del Olla, D.I., 1993. Geoquímica de crudos, menes y rocas de edad Oligo-Mioceno provenientes de la Cuenca de Falcón. Trabajo Especial de Maestría. Facultad de Ciencias e Ingeniería. Universidad Central de Venezuela. 322 p.

Deming, D., 1994. Overburden rock, temperatura and heat flow. The petroleum system-from source to trap. In: Magoon, L.B y Dow, W.G (Eds). The American Association of Petroleum Geologist, 60: 166-185.

Derks, J., Fuchs, T., Hantschel, T., Kawerauf, F., Neumaier, M., Schenk, O., Swientek, O., Tessen, N., Welte, D y Wygrala, B., 2009. Basin modeling and petroleum system. Oilfield Review, 21(2): 16 -33.

Díaz de Gamero, M. L., 1977. Estratigrafía y micropaleontología del Oligoceno y Mioceno inferior del centro de la Cuenca de Falcón, Venezuela. Geos, 22: 2-50.

Díaz de Gamero, M. L., 1989. El Mioceno temprano y medio de Falcón septentrional. Geos, 29: 25-35.

Díaz de Gamero, M. L. y Linares O. J., 1989. Estratigrafía y paleontología de la Formación Urumaco, del Mioceno tardío de Falcón noroccidental, VII Congreso Geológico Venezolano, 1: 419-439.

Dow, W.G., 1977. Kerogen studies and geological interpretations. Journal of Geochemical Exploration, 7: 79-99.

Downey, M.W., 1994. Hydrocarbon Seal Rocks. The Petroleum System-From Source to Trap. In: Magoon, L.B y Dow,W.G (Eds). The American Association of Petroleum Geologist, 60:160-164.

Duran, I., 2013. Reinterpretacion de la data de nanoplancton en el pozo M. informe técnico, PDVSA Intevep, EP-13675. 20 p.

Escalona, A y Mann, P., 2011. Tectonics, basin subsidence mechanisms, and paleogeography of the Caribbean-South American plate boundary zone. Marine and Petroleum Geology, 28: 8–39.

Escandón, M y Toro, C., 1990. Caracterización de menes y crudos de pozos ubicados en el estado Falcón. Informe interno, PDVSA Intevep S.A, INT-IPCT-00016,1990. 27 p.

Espitalie, J., Madec, M y Tissot, B., 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration. Offshore Technology Conference. 439-441.

Espitalie, J., 1986. Use of Tmax as a Maturation index For Different Type Of Organic Matter Comparison With Vitrinite Reflectance. Thermal modeling in sedimentary basins. In: Burrus, J (Ed). IFP Research Conference On Exploration Editions Technip. 585 p.

Fasola, A., Hurtado de Bolívar, E., Klar, P y Ruggiero, A., 1983. Estudio geoquímico y palinológico de la Cuenca de Falcón. Informe interno, PDVSA Intevep, S.A, INT-00865. 409 p.

Findlay, A.L., 1985. The propectivity of eastern Falcon. Corpoven S.A, Informe interno, IND-00805,85. 76 p.

Gallango O y Parnaud, F., 1995. Two-dimensional computer modeling of oil generation and migration in a transect of the eastn Venezuela Basin. Petroleum basins of south America. In. Tankard A.J., Suarez, R.,Welsink, H.J (Eds). The American Association of Petroleum Geologist, 62: 727-740 p.

Ghosh, S., Pestman, P., Melendez, L., Truskowki, I y Zambrano, E., 1997. Evolución tectonoestratigráfica y sistemas petrolíferos de la Cuenca de Falcón, Venezuela noroccidental. VIII Congreso Geológico Venezolano, Sociedad Venezolana de Geólogos, 1: 317-329 p.

Gómez, M.D., 2002. Formulas facilitadoras en los cálculos de COT actual, COT original e índice de hidrógeno original (IH original). Boletín de la Sociedad Venezolana de Geólogos, 27(1): 48-52.

González de Juana, C., Iturralde de Arozena J. M., y Picard. J., 1980. Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas. Ed. Foninves, 1031 p.

Haq, B.U., Hardenbol, J., y Vail, P.R., 1987. Chronology of fluctuating sea levels since the triassic. Science, 235: 1156-1167.

Hackley, P.C, Urbani, F., Karsen, A.W y Garrity, C.P., 2005. Geologic sharded relief map of Venezuela Sheet 1 of 2. USGS Science for a chanping world. Documento en línea. Disponible en: <http://pubs.usgs.gov/of/2005/1038/> [consulta: Abril, 2014].

Hantschel, T., Armin, K.I., 2009. Fundamentals of basin and petroleum systems Modeling. Springer. 469 p.

Hunt, J.M., 1979. Petroleum geochemistry and Geology. W.H.Freeman and Company. 617 p.

Hunt, J.M., 1995. Petroleum geochemistry and geology. W.H. Freeman. 743 p.

Jarvie, D. M., Claxton B. L., Floyd, H, y. Breyer J. T., 2001. Oil and shale gas from the Barnett shale, Ft. Worth Basin, Texas. The American Association of Petroleum Geologist, 85: 100-125 p.

Landes, K. K., 1972. Geología del petróleo. Barcelona. Omega. 463 p.

Llanos, Y.S., 2000. Modelado geoquímico en el Sur del lago de Maracaibo. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Química. Facultad de Ciencias. Universidad Central de Venezuela. 375 p.

Macellari, C. E., 1995, Cenozoic sedimentation and tectonics of the southwestern Caribbean pull-apart basin, Venezuela and Colombia, in A. J. Tankard, R. Suárez S., and H. J. Welsink, Petroleum basins of South America. American Association of Petroleum Geologists, 62: 757–780.

Magoon, L.B., y Dow W.G., 1994. The petroleum System. The Petroleum System—From Source to Trap. In: Magoon, L.B and Dow W.G (Eds). American Association of Petroleum Geologists, 60: 3–24 p.

Magoon, L.B., y Beaumont, E.A., 1999, Petroleum system. Exploring for oil and gas traps. In: Beaumont, E.A. y Foster, N.H (Eds). American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology. 1-34 p.

Makhous, M y Galushkin, Y.I., 2005. Basin analysis and modeling of the burial, thermal, and maturation histories in sedimentary and maturation Histories In Sedimentary Basins. Technip. 380 p.

Maraven., 1982. Estratigrafía del pozo M. Informe interno, EPC-7098.14 p.

Martínez, M., Montero, J., Gutiérrez, J.V y González, C., 2007. Geoquímica orgánica de las unidades sedimentarias de la Cuenca central de Falcón. IX Congreso Geológico Venezolano. Geos, 39:47-57.

Martínez, A. M., Rincones, Y.J., Camposano, L.A., Lozada, W.A., Duran, J.A., Rodríguez, C.R., Martínez, M.L., Suarez, H.O., Contreras, Y.J., Díaz, M., Rivas, D., y Rada De Martínez, O.J., 2012. Evaluación geoquímica de rocas y extractos de rocas de la secuencia Terciaria en pozos y afloramientos ubicados en la Cuenca de Falcón. Informe interno, PDVSA Intevp, INT-14045,2012, 80 p.

McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowki, D., Peters, K y Stankiewicz, A., 2011. Basic petroleum geochemistry for source rock Evaluation. Oilfield Review: 23(2), 32-43.

Mohammed H.H y Wan H.A., 2014. Thermal maturity history and petroleum generation modeling for the upper Jurassic Madbi source rocks in the marib-shabowah basin western Yemen. Marine and Petroleum Geology: 59, 202-216.

Muessig, K.W., 1984. Paleomagnetic data on the basic igneous intrusions of the central Falcon Basin, Venezuela. Geological Society of America, 162: 231-237.

Mukhopadhyay, P.K. y Dow, W.G., 1994. Vitrinite reflectance as maturity parameter: Application and Limitations, Acs Symposium Series 570. 294p.

Newmann, V., Di Primio, R., Horsfield, B., 2008. Source rock distributions and petroleum fluid bulk compositional predictions on the Vulcan sub-basin offshore

western Australia. Documento en línea. Disponible en: http://www.ga.gov.au/corporate_data/69210.pdf. [Consulta en: octubre,2014].

North, F.K., 1985. Petroleum geology. Allen y Unwin (Eds). 607 p.

Olivares, C., 2002. Geoquímica y sistemas petroleros en el golfo de Venezuela (VIPA/PGO). Presentación interna.

Pérez, A.C; Berrios, I; Rodríguez, C.R; Duran, J.A y Martínez, L.M., 2013. Estudios de correlación geoquímica entre los hidrocarburos producidos en el Golfo de Venezuela y los probados en tierra, Cuenca de Maracaibo y Falcón. PDVSA Intevp, informe interno, INT 14183, 2013. 52p.

Peters, K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. The American Association of Petroleum Geologist. 70 (3): 318-329.

Peters, K.E y Cassa, M.R., 1994. Applied source rock geochemistry. The petroleum system-from source to trap. In: Magoon, L.B y Dow,W.G (Eds). The American Association of Petroleum Geologist, 60: 93-120.

Peters, K.E; Walters, C.C y Moldowan J.M., 2005. The Biomarker guide. biomarkers and isotopes in the environment and human history. Cambridge University Press, 471 p.

Pindell, J.L., Higgs, R y Dewey, J.F., 1998. Cenozoic palinspastic reconstruction, paleogeographic evolution and hydrocarbon setting of the northern margin of South America. In: Pindell, J.L. and Drake Ch. (Eds) Paleogeographic evolution and non-glacial eustasy, Northern South America, SEPM Special Publication 58, 45- 83.

Pirela, M., Pérez, A., Berrios, I., 2013. Geochemical characterization of discovery new gas-condensates reservoir on Golfo de Venezuela Basin, Offshore, Venezuela. 25th World Gas Conference, 1-13.

Pittelli, R. y Molina A., 1989. El Eoceno medio tardío y Eoceno tardío de la parte occidental de la Cuenca de Falcón, Boletín de la Sociedad Venezolana de Geólogos. 36: 5-12.

Porras, L., 2000. Evolución tectónica y estilos estructurales de la región costa afuera de las cuencas de Falcón y Bonaire. VII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera de las Cuencas Subandinas: I, 279-292.

Rincones, Y., 2009. Estudio geoquímico de rocas y crudos en la parte oriental de Falcón. Informe técnico, PDVSA Intevep, INT-12813. 55 p.

Sanmiguel, E.A y Villareal, O.L., 2004. Simulación de los procesos de enterramiento y de la generación de petróleo en el área central del piedemonte llanero. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. Universidad Industrial de Santander. 123 p.

Scherer, W., 1995, Hydrocarbon families in the Maracaibo Basin, Western Venezuela. AAPG. Annual Convention abstract. 85p.

Schlumberger., 2009. The New Petromod 1D. Tutorial version 11.60 p.

Sweeney, J.J., and Burnham, A.K., 1990. Evaluation of a simple model of Vitrinite Reflectance based on chemical kinetics: The American Association of Petroleum Geologist, 74: 1559-1570.

Talukdar, S. C. y Marcano, F., 1994. Petroleum systems of the Maracaibo Basin, Venezuela. The petroleum system-from source to trap. In: Magoon, L.B y Dow,W.G (Eds). The American Association of Petroleum Geologist, 60: 463-481p.

Tissot, B.P y Welte, D.H., 1984. Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag. New York, segunda edicion, 699 p.

Tocco, R., Parnaud, F., y Gallango, O., 1997. Chemical modelling or the principal source rocks of the Barinas and Maracaibo basins, Western Venezuela. Sociedad Venezolana de Geólogos: 22(2), 17-28.

Toribio, E.P., 2011. Modelo geológico estructural 2D, integrando información de subsuelo y superficie, en la región central de la Cuenca de Falcón costa afuera. Informe interno, PDVSA Intevep, INT 13527. 40 p.

Urbani, F., Grande, S. Baquero, M., Fournier,H., Mendi D., Camposano,L., Barito, I., 2012. Los diques de basalto de la quebrada Yaracuybare, municipio Silva, estado Falcón. Geos, 42:110-113.

Van Krevelen, D. W., 1950. Graphical-statistical method for the study of structure and reaction processes of coal. Fuel, 29: 269-84.

Vanderbroucke, M, Bordenave, M.L y Durand, B., 1993. Transformation of organic matter with increasing burial of sediments and the formation of petroleum in source rocks. Applied Petroleum Geochemistry. In: Bordenave, M.L (Ed). Editions Technip. 519 p.

Vandenbroucke, M y Largeau, C., 2007. Kerogen origin evolution and structure. Organic Geochemistry, 38: 719-833.

Verweij, J.M., 1993. Hydrocarbon migration systems analysis. Elsevier Science Publishers B.V. 275 p.

Waples, D., 1994. Maturity Modeling Thermal Indicators Hydrocarbon Generation and Cracking. The petroleum system-from source to trap. In: Magoon, L.B y Dow,W.G (Eds). The American Association of Petroleum Geologist, 60: 285-306.

Waples, D.W., 1998. Basin modeling: How well have we done?. Geological Society London Special Publications, 141: 1-14.

Waples, D. W., Pacheco J., Vera, A., 2004. A method for correcting log-derived temperatures in deep wells, calibrated in the Gulf of Mexico. Petroleum Geoscience, 10: 239-245.

Wheeler, C. B., 1960. Estratigrafía del Oligoceno y Mioceno inferior de Falcón occidental y nororiental, Memorias del III Congreso Geológico Venezolano, 1: 407-465.

Wygrala, B.P., 1989. Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, northern Italy. Informe del Centro de Investigation de Jülich. 2313: 217 p.

9. ANEXOS

1. DATOS DE ENTRADA

Tabla 9. Datos de entrada del pozo P.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
Q	0	3079	3079		2.00	0.00			80 sh 20sand	Overburden Rock			
SMP	3079	5557	2478	1500	8.00	5.00	5.00	2.00	80 sh 20sand	Overburden Rock			
SMc	5557	7220	1663		16.00	8.00			Shale (typical)	Overburden Rock			
SMB-RG	7220	7465	245		18.00	16.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	1.00	Behar_et_al(1997)_TII(Mahak)-cs	200.00
SMB	7465	7714	249		20.00	18.00			84% Sh 15%Lim 1% Sand				
SMA1	7714	8350	636		21.00	20.00			Shale (typical)				
SMA-RG	8350	8888	538		22.00	21.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	1.10	Tipo Mixto (mezcla entre Mahak II y PB II)	340.00
SMA 2	8888	9680	792		24.50	22.00			99% Limes 1%sand	Reservoir Rock			
SO_RG	9680	9810	130	500	28.00	26.50	26.50	24.50	Shale (organic rich, typical)	Source Rock	1.10	Tipo Mixto (mezcla entre Mahak II y PB II)	330.00
SO	9810	10260	450		32.00	28.00			Shale (typical)	Underburden Rock			
						32.00							

Tabla 10. Datos de entrada del pozo C.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
Q	0	2264	2264		2.00	0.00			80% sh 20% sand_1	Overburden Rock			
SMP	2264	9717	7453		12.00	2.00			85% sh 15 % sand	Overburden Rock			
SMc	9717	11730	2013		16.00	12.00			98.7%sh 0.8 sand 0.5 limes	Overburden Rock			
SMB-RG	11730	11900	170		17.00	16.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	1.00	Behar_et_al(1997)_TII(Mahak)-cs	200.00
SMB	11900	12330	430		20.00	17.00			85 % sh 10% sand 5% limes				
SMA1	12330	12830	500		21.00	20.00			98 sh 1.5 sand 0.5 limes				
SMA-RG	12830	13400	570		22.00	21.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	1.00	Tipo Mixto (mezcla entre Mahak III y PB II)	220.00
SMA2	13400	13673	273		23.00	22.00			LIMESTONE	Reservoir Rock			
						23.00							

Tabla 11. Datos de entrada del pozo M.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	H [mgHC/gTOC]
Q	0	500	500		2.00	0.00			Conglomerate (typical)	Overburden Rock			
SMP	500	5000	4500		12.00	2.00			66.7% sh 21.8% limes 11.5% sand	Overburden Rock			
SMc	5000	6000	1000		16.00	12.00			62%sh 38 % limes	Overburden Rock			
SMB-sello	6000	6600	600		18.00	16.00			Shale (typical)	Seal Rock			
SMB	6600	7200	600		20.00	18.00			50% sh 50 %sand	Reservoir Rock			
SMA1	7200	7400	200		20.50	20.00			Shale (typical)				
SMA-RG	7400	7700	300		21.50	20.50			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	1.00	Tipo Mixto (mezcla entre Mahak III y PB II)	200.00
SMA2	7700	8000	300		22.00	21.50			90% limes 10 % sand	Reservoir Rock			
SE	8000	9300	1300		55.00	32.00			Sandstone (typical)	Underburden Rock			
						55.00							

Tabla 12. Datos de entrada del pozo PV1.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
Q	0	328	328		2.00	0.00			Sandstone (typical)	Overburden Rock			
SMP	328	6888	6560		12.00	2.00			68.9 %sh 29.1% sand 2 % limes	Overburden Rock			
SMc	6888	11480	4592		16.00	12.00			93,7% sh 6.3 % sand	Overburden Rock			
SMB-RG	11480	11780	300		18.00	16.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	10.00	Behar_et_al(1997)_TII(Mahak)-cs	130.00
SMB	11780	13120	1340		20.00	18.00			76.1% sh 17.6 % sand 6.3 % limes				
SMA1	13120	14000	880		21.00	20.00			98% sh 1.5% sand 0.5% limes				
SMA-RG	14000	14550	550		22.00	21.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	1.20	Tipo Mixto (mezcla entre Mahak II y PB II)	200.00
SMA2	14550	14760	210		23.00	22.00			90% limes 10 % sand_1	Reservoir Rock			
SO-RG	14760	15260	500		29.00	23.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	1.50	Tipo Mixto (mezcla entre Mahak II y PB II)	250.00
SO	15260	18040	2780		32.00	29.00			Shale (typical)	Underburden Rock			
						32.00							

Tabla 13. Datos de entrada del pozo PV2.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
SMc	0	0	0	1000	16.00	12.00	12.00	10.00	62%sh 38 % limes	Reservoir Rock			
SMB	0	0	0	2000	20.00	16.00	10.00	8.00	70% sh 30 % sand	Source Rock	5.00	Behar_et_al(1997)_TIII(Mahak)-cs	100.00
SMA1	0	0	0	2000	22.00	20.00	8.00	6.00	Shale (typical)				
SMA-RG	0	0	0	700	23.00	22.00	6.00	5.00	Shale (organic rich, typical)	Source Rock	1.00	Tipo Mixto (mezcla entre Mahak III y PB II)	200.00
SO	0	1700	1700	500	27.00	23.00	5.00	0.00	Shale (typical)				
SO-RG	1700	2500	800		29.00	27.00			Shale (organic rich, 3% TOC)	Source Rock	3.00	Tipo Mixto (mezcla entre Mahak III y PB II)	250.00
SO2	2500	3480	980		32.00	29.00			84% Sh 15%Lim 1% Sand	Underburden Rock			
						32.00							

Tabla 14. Datos de entrada del pozo PV3.

Layer	Top [ft.]	Base [ft.]	Thick. [ft.]	Eroded [ft.]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
Q	0	220	220		2.00	0.00			Conglomerate (typical)	Overburden Rock			
SMP	220	1440	1220	1500	8.00	3.00	3.00	2.00	44% sh 36% limes 20 % sand	Overburden Rock			
SMP-sello	1440	1640	200		12.00	8.00			Shale (typical)	Seal Rock			
SMc-yac	1640	2640	1000		14.00	12.00			50% sh 50 %sand	Reservoir Rock			
SMc	2640	4920	2280		16.00	14.00			50% sh 50 %sand				
SMB-RG	4920	5220	300		17.00	16.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	5.00	Behar_et_al(1997)_TIW(Mahak)-cs	130.00
SMB	5220	6560	1340		19.00	17.00			60% sh 35% sand 5% limes				
Sma1	6560	6800	240	700	21.00	20.00	20.00	19.00	70 %sh 10% sand 20 % limes				
SMA-RG	6800	7000	200		21.50	21.00			Shale (organic rich, typical)	Source Rock	1.00	Tipo Mixto (mezcla entre Mahak II y PB II)	250.00
SMA	7000	7544	544		23.00	21.50			90% limes 10 % sand	Reservoir Rock			
SD	7544	9840	2296		32.00	23.00			70 %sh 10% sand 20 % limes	Underburden Rock			
						32.00							

2. CONDICIONES DE CONTORNO

Tabla 15. Condiciones de contorno del pozo P.

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF [mW/m ²]
0.00	0	0.00	23.03	0.00	50.00
2.00	164	2.00	22.05	2.00	55.00
12.00	230	12.00	21.61	12.00	58.00
16.00	164	16.00	23.04	16.00	60.00
20.00	164	20.00	23.48	20.00	62.00
22.00	148	22.00	23.58	22.00	65.00
23.00	131	23.00	23.74	23.00	68.00
32.00	98	32.00	23.96	32.00	70.00

Tabla 16. Condiciones de contorno del pozo C.

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF [mW/m ²]
0.00	0	0.00	23.03	0.00	30.00
2.00	164	2.00	22.05	2.00	30.00
12.00	66	12.00	22.61	12.00	30.00
16.00	75	16.00	23.04	16.00	30.00
20.00	82	20.00	23.48	20.00	30.00
22.00	98	22.00	23.58	22.00	30.00
23.00	98	23.00	23.74	23.00	30.00

Tabla 17. Condiciones de contorno del pozo M.

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF [mW/m ²]
0.00	0	0.00	34.00	0.00	25.00
2.00	7	2.00	33.00	2.00	25.00
12.00	16	12.00	29.00	12.00	25.00
16.00	33	16.00	24.00	16.00	25.00
20.00	66	20.00	23.48	20.00	25.00
22.00	246	22.00	22.58	22.00	25.00
23.00	230	23.00	22.74	23.00	25.00
32.00	984	32.00	18.74	32.00	25.00
55.00	900	55.00	23.73	55.00	25.00

Tabla 18. Condiciones de contorno del pozo PV1.

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF [mW/m ²]
0.00	0	0.00	23.03	0.00	40.00
2.00	230	2.00	21.05	2.00	40.00
12.00	164	12.00	22.61	12.00	40.00
16.00	164	16.00	23.04	16.00	40.00
20.00	148	20.00	23.48	20.00	40.00
22.00	131	22.00	23.58	22.00	40.00
23.00	98	23.00	23.74	23.00	40.00
32.00	100	32.00	23.96	32.00	40.00

Tabla 19. Condiciones de contorno del pozo PV2.

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF [mW/m ²]
0.00	0	0.00	23.03	0.00	95.00
12.00	16	12.00	22.61	12.00	100.00
16.00	33	16.00	23.04	16.00	110.00
20.00	66	20.00	23.48	20.00	110.00
22.00	246	22.00	22.58	22.00	110.00
23.00	230	23.00	22.74	23.00	110.00
32.00	1000	32.00	18.58	32.00	110.00

Tabla 20. Condiciones de contorno del pozo PV3.

Age [Ma]	PWD [ft.]	Age [Ma]	SWIT [°C]	Age [Ma]	HF [mW/m ²]
0.00	0	0.00	23.03	0.00	90.00
2.00	7	2.00	22.13	2.00	95.00
12.00	16	12.00	22.90	12.00	100.00
16.00	33	16.00	23.43	16.00	100.00
20.00	66	20.00	24.00	20.00	100.00
22.00	246	22.00	23.00	22.00	100.00
23.00	230	23.00	23.00	23.00	100.00
32.00	1476	32.00	13.92	32.00	100.00

3. DATOS DE LA CALIBRACIÓN

Tabla 21. Datos de la calibración del pozo P.

Medidas de reflectancia de vitrinita

Prof. (pies)	%Ro
2100	0,35
2890	0,36
3120	0,42
3420	0,38
3750	0,38
5230	0,5
5950	0,44
8740	0,58

Medidas de BHT

Prof. (pies)	BHT(°F)	BHT (°C)
6982	175	79
8505	191	88
9718	202	94
10323	211	99

Tabla 22. Datos de la calibración del pozo C.

Medidas de reflectancia de vitrinita

Prof. (pies)	%Ro
10900	0,495
11500	0,524
11900	0,537
12100	0,541
12175	0,524
12400	0,536
12410	0,547
12827	0,554
13200	0,548

Medidas de BHT

Prof. (pies)	BHT(°F)	BHT (°C)
5360	130	54
9986	173	78
12256	205	96

Tabla 23. Datos de la calibración del pozo M.

Medidas de reflectancia de vitrinita

Prof. (pies)	%Ro
1870	0,21
3200	0,36
4377	0,30
4700	0,34
4900	0,29
5000	0,30
5450	0,30
5950	0,33
6050	0,32
6150	0,32
6250	0,35
6450	0,30
6750	0,34
7000	0,33
7400	0,34
7500	0,34
7850	0,34
7970	0,34
8030	0,37
8280	0,33
8690	0,16
9100	0,45
9250	2,55

Medidas de BHT

Prof. (pies)	BHT(°F)	BHT (°C)
650	86	30
3727	125	51
9296	195	90
9311	205	96

Tabla 24. Datos de la calibración del pozo PV1.

Prof (pies)	Tmax (°C)	% Ro
10000	437,5	0,715
12000	440	0,76
16000	455	1,03

Tabla 25. Datos de la calibración del pozo PV2.

Prof (pies)	Tmax (°C)	% Ro
1000	510	2,02
2000	530	2,38
3000	570	3,1

Tabla 26. Datos de la calibración del pozo PV3.

Prof (pies)	Tmax (°C)	% Ro
3000	430	0,58
6000	490	1,66
11000	510	2,02

4. VALORES CALCULADOS DE COT ORIGINAL E IH ORIGINAL.

Tabla 27. Valores calculados de COT original.

Pozos	Secuencia	COT actual (%)	COT original (%)	FAC
P	SMb	0,80	1,00	0,06
	SMa	1,00	1,10	0,12
	SO	1,00	1,10	0,12
C	SMb	0,90	1,00	0,09
	SMa	0,60	0,70	0,09
M	SMa	0,50	0,50	0,02
PV1	SMb	9,50	10,00	0,14
	SMa	1,00	1,20	0,16
	SO	1,00	1,50	0,34
PV3	SMb	5,00	5,03	0,01
	SMa	0,60	1,40	0,56

Tabla 28. Valores calculados de IH original.

Pozos	Secuencia	IH actual (mg HC/g COT)	IH original (mg HC/g COT)	FAC
P	SMb	195	200	0,03
	SMa	300	340	0,14
	SO	250	330	0,26
C	SMb	195	200	0,03
	SMa	180	220	0,21
PV1	SMb	120	130	0,07
	SMa	50	200	0,36
	SO	95	250	0,75