

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS EN
SECUENCIAS TERCIARIAS A TRAVÉS DE LA
CARACTERIZACIÓN Y EL MODELADO GEOQUÍMICO 2D
EN EL GOLFO DE VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Lic. Acosta P. Natasha C.
Para optar al Título de
Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, 2016

© Acosta P., Natasha C. 2016
HECHO EL DEPÓSITO DE LEY
Depósito legal lft4872016620409

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS EN
SECUENCIAS TERCIARIAS A TRAVÉS DE LA
CARACTERIZACIÓN Y EL MODELADO GEOQUÍMICO 2D EN
EL GOLFO DE VENEZUELA**

TUTOR ACADÉMICO: Dra. Liliana López

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Lic. Acosta P. Natasha C.
para optar al Título de
Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, 2016



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
COMISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



Comisión de
Estudios de
Postgrado

VEREDICTO

Quienes suscriben, miembros del jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el **Trabajo Especial de Grado** presentado por la Lic. **NATASHA ACOSTA**, portadora de la Cédula de Identidad No 13,885.383, bajo el título **"POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS EN SECUENCIAS TERCIARIAS A TRAVÉS DE LA CARACTERIZACIÓN Y EL MODELADO GEOQUÍMICO 2D EN EL GOLFO DE VENEZUELA"**, a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Magister en Ciencias Geológicas; dejan constancia de lo siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día 11 de mayo de 2016, a las 8:30 a.m., para que la autora lo defendiera en forma pública, lo que ésta hizo en el salón Zuloaga de la Escuela de Geología, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió a las preguntas que le fueron formuladas por el jurado, todo ello conforme con lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

2.- Finalizada la defensa del trabajo, el jurado decidió aprobarlo, por considerar, ~~sin hacerse solidario con la ideas expuestas por la autora,~~ que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

Para este veredicto, el Jurado, los profesores Dra. Liliana López, Dra. Patricia Lugo y M.Sc. Luis Camposano estimaron que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación presenta un enfoque novedoso dentro del área de exploración de hidrocarburos en secuencias terciarias del Golfo de Venezuela y el jurado por unanimidad le asigna la calificación de "EXCELENTE".

En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los ONCE (11) días del mes de mayo del año 2016, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinadora del Jurado la Dra. Liliana López.





Dra. Patricia Lugo
C.I. 7.424.788
(JURADO)
(FC-UCV)



M.Sc. Luis Camposano
C.I. 24. 222.253
(JURADO)
(INTEVEP)



Dra. Liliana López
C.I. V- 4.824.562
(TUTORA)
FC-UCV



AGRADECIMIENTOS

A Dios por ser mi fuerza interna para lograr todas mis metas.

A la Profesora Liliana López por su dedicación, orientación y guía en el desarrollo de este proyecto, por siempre agradecida Profesora.

A la Gerencia Exploración Costa Afuera de PDVSA por haber suministrado la información necesaria para llevar a cabo esta tesis.

A la Gerencia Técnica de Exploración de Intevep por apoyarme en el desarrollo de este proyecto.

A la Universidad Central de Venezuela por permitirme una vez más alcanzar un logro profesional.

A mis padres por siempre apoyarme en todo momento.

A mis amigos, Moisés, Ysmarline, Jacqueline, Alejandro, Iliana, Frank, que siempre de una u otra manera me brindaron sus conocimientos y consejos para culminar este proyecto.

A Marvin Baquero y Luis Camposano por sus aportes técnicos que enriquecieron el desarrollo de este trabajo.

A Asdrulymar por motivarme con sus palabras en todo momento.

A Luis, por apoyarme en todo los aspectos, en el desarrollo de esta nueva meta.

A Saúl porque sin saberlo, es mi fuente de inspiración para ser cada día mejor.

Acosta P., Natasha C.

**POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS EN SECUENCIAS
TERCIARIAS A TRAVÉS DE LA CARACTERIZACIÓN Y EL MODELADO
GEOQUÍMICO 2D EN EL GOLFO DE VENEZUELA.**

**Tutor Académico: Prof. Liliana López. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería Geológica, Minas y Geofísica. Año 2016,
155 p.**

Palabras claves: Golfo de Venezuela, Roca madre, Bitumen, Biomarcadores, Correlación, Modelado de cuencas, Surco de Urumaco.

El siguiente trabajo muestra los resultados de la caracterización geoquímica de roca en nueve pozos del Golfo de Venezuela, con la finalidad de definir la presencia de intervalos con potencial para la generación de hidrocarburos. Adicionalmente se muestra los resultados de un modelado 2D en un transecto, con el propósito de determinar la madurez y las edades de expulsión de las posibles rocas madres. Se determinó que las secuencias SMA y SMC presentan una riqueza orgánica y una potencialidad que varía entre medio a bueno para la generación de crudo y gas. Por su parte, la secuencia SMP presenta una riqueza orgánica que varía de medio a bueno; y un potencial entre pobre y medio para generar crudo y gas. Las secuencias SO, SMA_Caliza y SMB presentaron baja riqueza orgánica y potencialidad para la generación de hidrocarburos, por lo que estas secuencias no representan rocas generadoras en el Golfo. Todas las secuencias estudiadas se encuentran en una madurez temprana, es decir, no existe una roca madre activa, por lo tanto los fluidos del área no fueron generados *in situ*. Los bitúmenes estudiados del pozo Tuna-1X, sugieren un origen a partir de un querógeno derivado de una mezcla de materia orgánica mixta (marina y terrestre) sedimentada en un ambiente subóxico, debido a la baja evolución térmica que presentan, no existe correlación entre los bitúmenes del pozo Tuna-1X y los condensados del área. Sin embargo, se presume que los fluidos del área fueron generados por una secuencia con características similares en litología y en ambiente de sedimentación de la secuencia SMA. De acuerdo a los resultados del

modelado 2D y 1D de los pozos Perla-1X y Coral-1X, éstos se encuentran en madurez temprana ($\% Ro > 0,6$) y no han generado hidrocarburos. Sin embargo, la secuencia SMA alcanza mayores valores de madurez entre 0,95 a 3,54 % de Ro en el Surco de Urumaco y comenzó la generación y expulsión de hidrocarburos alrededor de los 13 Ma.; mientras que la secuencia SMC presenta una madurez entre 0,52 a 1,83 % Ro en esta misma zona. El Surco de Urumaco, es el área probable para la cocina, donde comenzó la generación de las rocas madres que generaron los fluidos encontrados en el Campo Cardón IV. Por ultimo, existe sincronización entre las edades de expulsión de hidrocarburos de las rocas madres, con la edad de formación de la estructura, lo que favoreció la acumulación de los fluidos del Campo Cardón IV.

INDICE DE CONTENIDO

CAPITULO I.....	1
INTRODUCCION	1
Planteamiento del Problema.....	3
Objetivos	4
Objetivo General	4
Objetivos Específicos.....	4
Ubicación del área de estudio	4
CAPITULO II	6
MARCO GEOLOGICO.....	6
Geología Regional.....	6
Evolución Tectónica de la Cuenca.....	8
Estilos Estructurales	10
Modelo Geodinámico.....	13
Estratigrafía Regional.....	17
Marco Estratigráfico. Provincia suroccidental.....	19
Marco Estratigráfico. Provincia nororiental.....	22
CAPITULO III.....	26
GEOQUIMICA REGIONAL	26
CAPITULO IV.....	38
MARCO TEORICO.....	38
Identificación de Rocas Madres	38
Carbono Orgánico Total (COT).....	39
Pirólisis Rock Eval	40
Parámetros claves de Pirólisis Rock Eval y COT	41
Petrografía Orgánica	43

Modelado de Cuencas	44
Fundamentos teóricos del <i>TemisFlow</i> ®.....	45
CAPITULO V	56
METODOLOGIA	56
Revisión Bibliográfica	56
Base de datos geoquímicos de roca.....	56
Análisis de laboratorio	58
Modelado de cuencas	62
CAPITULO VI.....	67
PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	67
Evaluación de rocas para su potencialidad de generación de hidrocarburos	67
Concentración de Carbono Orgánico Total (% COT).....	68
Potencial petrolífero (cantidad) de las rocas	71
Calidad o tipo de materia orgánica de las rocas	73
Madurez Térmica de las rocas.....	79
Evaluación de extractos del Pozo Tuna-1X	91
Condiciones paleoambientales de sedimentación de las rocas madres	91
Correlación de extractos del pozo Tuna-1X con los fluidos del área	107
Modelado 2D de madurez, generación y expulsión de hidrocarburos	117
Modelado 1D de madurez, generación y expulsión de hidrocarburos	123
Implicaciones del modelado 1D y 2D.....	130
CAPITULO VII	134
CONCLUSIONES	134
RECOMENDACIONES	136
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	137

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación de las cuencas sedimentarias en Costa Afuera, Venezuela	1
Figura 2. Ubicación geográfica del área de estudio.	5
Figura 3. Dominios tectónicos del Golfo de Venezuela	8
Figura 4. Desarrollo de la placa Caribe desde el Cretácico al presente y extensión de las cuencas de antepaís por la flexión litósferica como repuesta a la carga tectónica impuesta por los terrenos caribeños en acreción.....	10
Figura 5. Mapa de las principales fallas y elementos tectónicos del Golfo de Venezuela con la ubicación de los transectos regionales	11
Figura 6. Transecto regional Maracaibo – Aruba	12
Figura 7. Esquema evolutivo para el Jurásico.....	14
Figura 8. Esquema evolutivo para el Coniaciense-Santoniense; Campaniense-Maastrichtiense y Maastrichtiense.	15
Figura 9. Esquema evolutivo para el Paleoceno	16
Figura 10. Columna generalizada para la provincia suroccidental.	23
Figura 11. Columna generalizada para la provincia nororiental.	25
Figura 12. Geometría del Transecto 2D modelado.	47
Figura 13. Tabla de descripción geológica actual para el transecto 2D.....	48
Figura 14. Esquema de la metodología.	57
Figura 15. Ubicación geográfica de los pozos a estudiar con análisis geoquímicos de rocas.....	58
Figura 16. Datos de entrada para la construcción del modelo geológico.	65
Figura 17. Tectonosecuencias interpretadas para los pozos del área.....	69
Figura 18. Correlación de riqueza orgánica (% COT) para los pozos del área.....	70
Figura 19. Calidad de la materia orgánica a partir de la relación COT vs S_2	74
Figura 20. Correlación del parámetro S_2 para los pozos del área.	75
Figura 21. Gráficos de van Krevelen para las secuencias estudiadas.	79
Figura 22. Gráficos de Tmax vs índice de hidrógeno (IH).	82
Figura 23. Nivel de madurez, a partir de la relación Tmax vs IP	83

Figura 24. Correlación de los parámetros de riqueza orgánica (COT), potencialidad (S ₂ y IH) y madurez térmica (Tmax) para los pozos del área.	85
Figura 25. Mapa de riqueza orgánica (% COT) actual para las secuencias: SMP, SMc y SMa.	88
Figura 26. Mapa de índice de hidrógeno (IH) para las secuencias: SMP, SMc y SMa.	89
Figura 27. Mapa de madurez actual (Tmax) para las secuencias: SMP, SMc y SMa.	90
Figura 28. Fragmentogramas m/z 191 para los extractos del pozo Tuna-1X.	92
Figura 29. Distribución de los esteranos regulares en fragmentogramas m/z 217.....	93
Figura 30. Gráfico ternario de esteranos regulares.	94
Figura 31. Relaciones de terpanos tricíclicos para determinar el tipo de materia orgánica.	98
Figura 32. Parámetros que permiten estimar la contribución de materia orgánica terrestre.	98
Figura 33. Gráficos de biomarcadores para inferir condiciones redox en el ambiente de sedimentación de la roca madre.	100
Figura 34. Gráficos de biomarcadores para inferir el tipo de litología de la roca madre.	102
Figura 35. Terpanos tricíclicos como indicadores de madurez.	104
Figura 36. Fragmentograma m/z 191. Relación del isómero R con respecto al isómero S en los homohopanos.	104
Figura 37. Isomerización del 22S y relación Ts/Ts + Tm y el equivalente en vitrinita % Ro.	105
Figura 38. Relación del Ts con respecto al Tm en el Fragmentograma m/z 191.....	106
Figura 39. Relación C ₃₀ -moretano/C ₃₀ -hopano (M30/H30) como indicador de madurez.	106
Figura 40. Gráficos que permiten inferir el tipo de materia orgánica.	108
Figura 41. Gráficos que permiten inferir condiciones redox en el ambiente de sedimentación.	109
Figura 42. Gráficos que permiten inferir el tipo de litología de las rocas madres	111

Figura 43. Relación isotópica del carbono para el crudo total vs Pristano/Fitano....	112
Figura 44. Cromatogramas de masa de crudo total para afloramiento ATA-35, Perla-2X y Perla-5X.....	114
Figura 45. Pristano/n-C ₁₇ vs. Fitano/n-C ₁₈ para crudos de los pozos Perlas y bitumen de la muestra ATA-35 y de Las Pailas-1X,.....	115
Figura 46. Grafico ternario que muestra la abundancia relativa de Pr/Ft, Ft/n-C ₁₈ y Pr/n-C ₁₇ en los crudos de los pozos Perlas y en el bitumen de ATA-35 y Las Pailas-1X.	116
Figura 47. Gráfico de correlación entre los crudos de los pozos Perlas y el bitumen de ATA-35, LP-2 y LP-4.	116
Figura 48. Calibración del modelo geológico con los pozos Gua-04X, Perla-1X y Coral-1X.	119
Figura 49. Madurez y tasa de transformación de las secuencias rocas madres SMA, SMc y SMP.	121
Figura 50. Gráficos de madurez y generación para la secuencia SMA, SMc y SMP en el pozo Perla-1X.	124
Figura 51. Gráficos de madurez y generación para la secuencia SMA, SMc y SMP en el pozo Coral-1X.	125
Figura 52. Gráficos de madurez y generación para la secuencia SMA, SMc y SMP en el punto PVS.....	126
Figura 53. Calibración del modelo geológico 1 D con los pozos Perla-1X y Mon-14X.	129
Figura 54. Evolución térmica de las secuencias SMA y SMc a lo largo del Surco de Urumaco.	131
Figura 55. Expulsión de hidrocarburos en la secuencia SMc y SMA a lo largo del Surco de Urumaco.	132
Figura 56. Madurez actual para la secuencia SMA.....	133

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros geoquímicos que describen: (a) Potencial Petrolífero; (b) Tipo de querógeno y (c) Madurez térmica	43
Tabla 2. Inventario de análisis existente en los pozos del Golfo de Venezuela.....	67
Tabla 3. Carbono orgánico total para los pozos del área.	69
Tabla 4. S ₁ y S ₂ promedios para los pozos del área.	73
Tabla 5. % Ro y Tmax promedios para los pozos del área.	80
Tabla 6. Parámetros que definen el tipo de materia orgánica.	97
Tabla 7. Parámetros que permiten inferir litología y condiciones redox en el ambiente de sedimentación.	101
Tabla 8. Parámetros que definen la madurez térmica	103
Tabla 9. Datos de roca para la muestra ATA-35 y el Pozo Las Pailas-1X	113
Tabla 10. Datos de bitumen para la muestra ATA-35 y el Pozo Las Pailas-1X	113
Tabla 11. Parámetros de correlación entre los crudos del campo Cardón IV y el bitumen de la Formación Agua Clara.	113

CAPITULO I INTRODUCCION

Las cuencas sedimentarias desarrolladas Costa Afuera de Venezuela presentan un marco tectono-estratigráfico que permite inferir la acumulación de hidrocarburos (Almarza, 1998) es por ello, que los estudios de exploración obedecen al objetivo principal de evaluar el potencial petrolífero presente y por descubrir en un área de 140.000 Km². En informes relacionados a la exploración petrolera en estas áreas, se ha concluido que las cuencas con mayor prospección petrolera son: Golfo de Venezuela, Ensenada de La Vela, Golfo Triste, cuenca de La Blanquilla, cuenca de Carúpano, Golfo de Paria y Delta de Orinoco (Almarza, 1998) siendo el Golfo de Venezuela el área de interés del presente trabajo (Figura 1).

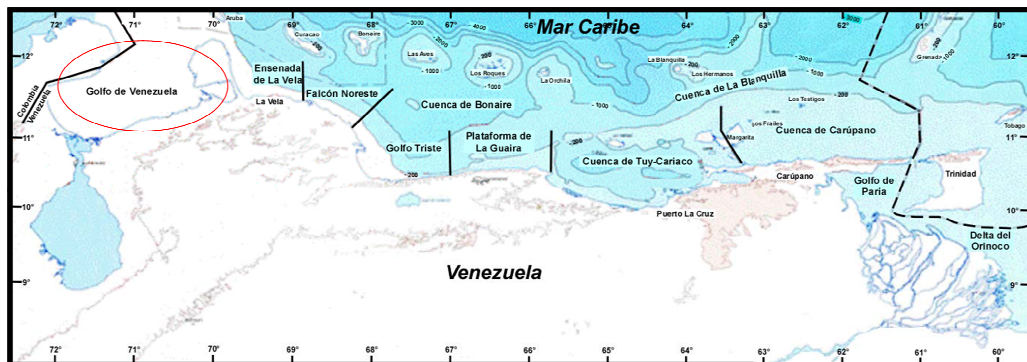


Figura 1. Ubicación de las cuencas sedimentarias en Costa Afuera, Venezuela (tomado de Terdaguila, 2008)

El Golfo de Venezuela se extiende al norte del Lago de Maracaibo hasta el Mar Caribe, entre la península de la Guajira al oeste y la península de Paraguaná en el este (Bonini et al., 1977; Zambrano et al., 1971). La Cuenca del Golfo de Venezuela se caracteriza por una amplia plataforma continental que se extiende en sentido sur-norte con profundidades de 118 pies en la parte interna y hasta 480 pies en el sector norte de la Plataforma. Se estima que El Golfo de Venezuela se desarrolló durante el

Oligoceno y que durante el Terciario tardío fue una región subsidente al igual que la Cuenca de Maracaibo-Falcón (Terdaguila, 2008).

Para la década de los 50, no se había perforado ningún pozo exploratorio en las aguas del Golfo, debido a la falta de acuerdo sobre la ubicación de la frontera entre Venezuela y Colombia. Sin embargo, por el hecho de encontrarse tan cercano a una de las cuencas más prolíferas de hidrocarburos, la Cuenca de Maracaibo, y con el interés de encontrar un análogo de dicha cuenca, el borde del Golfo de Venezuela (Guajira, Falcón, Paraguaná) ha sido objeto de una prospección activa, donde se han efectuado numerosos estudios de geología de superficie y se han grabado varios levantamientos geofísicos entre los años 50 y 70 (magnetométricos, gravimétrico, sísmicos de refracción y reflexión) (Maraven, 1985). Cerca de treinta pozos exploratorios han sido perforados, en diferentes épocas, en las áreas circundantes del Golfo, sin descubrir yacimientos comerciales de hidrocarburos. Los más profundos, QMD-1X (11.293'), que alcanzó la Formación La Quinta y QMC-1X (14.369', en el Basamento) perforaron atractivas trampas estructurales y una estratigrafía similar al campo Mara, sin resultado positivo. Sin embargo, estos pozos han confirmado la interpretación sismográfica de una espesa secuencia cretácica y terciaria que se extiende uniformemente de un extremo al otro del sur del Golfo, ratificando la existencia de una estratigrafía de excelentes rocas-madre y rocas-yacimiento, precisando el Golfo como un objetivo importante (Maraven, 1985).

En el año 2008 se inició una intensa actividad exploratoria que ha llevado a la perforación de por lo menos 6 pozos, de los cuales, en el 2009 fue descubierto los pozos del Campo Cardón IV, un gigante yacimiento de gas en el Golfo de Venezuela (<http://www.offshore-mag.com/articles/2011/02/eni-appraisal-well.html>). El Campo Cardón IV es el mayor descubrimiento de gas en el Caribe en la última década, con reservas probadas > 15 TCF, y se abre una nueva tendencia de exploración a lo largo de la costa del Caribe relacionadas a terrenos donde se han descubierto otros campos gigantes de gas (Escalona y Yang, 2013).

En tal sentido en los últimos años se han realizado estudios regionales en el Golfo de Venezuela, con la finalidad de evaluar el potencial petrolífero del área, y conocer el origen y la distribución de los hidrocarburos descubiertos en los nuevos pozos perforados: Es por esto que surge la necesidad de realizar el estudio geoquímico de los intervalos perforados en los pozos recientes para definir e identificar en lo posible las rocas responsables de los hidrocarburos encontrados en la región. Esto es de gran importancia en la exploración petrolera ya que permite definir los posibles intervalos de roca madre, que corresponde a uno de los elementos esenciales del sistema petrolífero de la zona en estudio.

Planteamiento del Problema

En toda la extensión del Golfo de Venezuela, se han realizado, como se mencionó anteriormente, la perforación de al menos ocho pozos, de los cuales los perforados en el Campo Cardón IV probaron hidrocarburos livianos (gas-condensado), en yacimientos de litología carbonática. Se estima una reserva de 1.551,8 MMBL de crudo y 19.082,5MMMPCG de gas en el Golfo de Venezuela.

Debido a esto, desde el punto de vista de evaluación de sistemas petrolíferos se han llevado a cabo un conjunto de actividades que involucran la evaluación y caracterización geoquímica de muestras de roca y de crudos con la finalidad de aportar información que permita dar una mayor comprensión acerca del origen y distribución de los hidrocarburos en el área, y su correlación con los ya probados en tierra. A pesar de que se han realizado estudios en el área, no se tiene aun definido los elementos del sistema petrolífero, entre ellos específicamente la roca responsable de esos crudos encontrados en el Campo Cardón IV, es por ello que surge la necesidad de estudiar los diferentes intervalos atravesados en los pozos perforados en el área para determinar cuáles de ellos presentan las mejores condiciones para haber generado los crudos acumulados en los pozos Perla. Adicionalmente, se requiere de la verificación con la herramienta del modelado geoquímico, para determinar si estas secuencias pudieron haber alcanzado la madurez necesaria para la generación de los

condensados que se conocen en el área. Esto es de gran importancia en la exploración petrolera ya que permite tener definido con mayor precisión el área donde se encuentre la roca madre activa, es decir, en ventana de generación, y tener mayor control de la ubicación de la posible cocina.

Objetivos

Objetivo General

Este trabajo de investigación tiene como objetivo fundamental, realizar la caracterización geoquímica de roca para 9 pozos, con la finalidad de definir, la presencia de intervalos con potencial para la generación de hidrocarburos de acuerdo a la cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica. Adicionalmente se realizará un modelado en un transecto 2D localizado en el área de estudio, con el propósito de determinar la madurez y las edades de expulsión de las posibles rocas madres, basado en datos geológicos, geoquímicos y geofísicos disponibles, mediante la aplicación de la plataforma *Openflow* (2-D).

Objetivos Específicos

- Determinar la cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica en secuencias terciarias de los pozos Atún-1X, Coral-1X, Lam-1X, Mero-1X, Perla-1X, Perla-2X, Perla-3X, Perla-4X, y Tuna-1X para definir posibles intervalos generadores con potencial de rocas madres.
- Utilizar el modelado de cuenca 2D (plataforma *OpenFlow*) en un transecto, para establecer la historia térmica y de soterramiento, y así obtener información sobre la madurez de los intervalos propuestos como roca madre.
- Establecer la historia de generación, expulsión y acumulación de hidrocarburos.

Ubicación del área de estudio

El área de estudio está situada dentro la plataforma continental del Golfo de Venezuela, entre las costas de los estados Falcón y Zulia, incluyendo la Península de

La Guajira, Falcón Septentrional, El Tablazo, Península de Paraguaná, las islas de Aruba y el Archipiélago de Los Monjes. La región considerada cubre una superficie aproximada de 31.000 Km², de los cuales unos 25.000 Km² corresponden al Golfo de Venezuela y alrededor de 6.000 Km² a la porción correspondientes a los estados Falcón y Zulia (Figura 2).

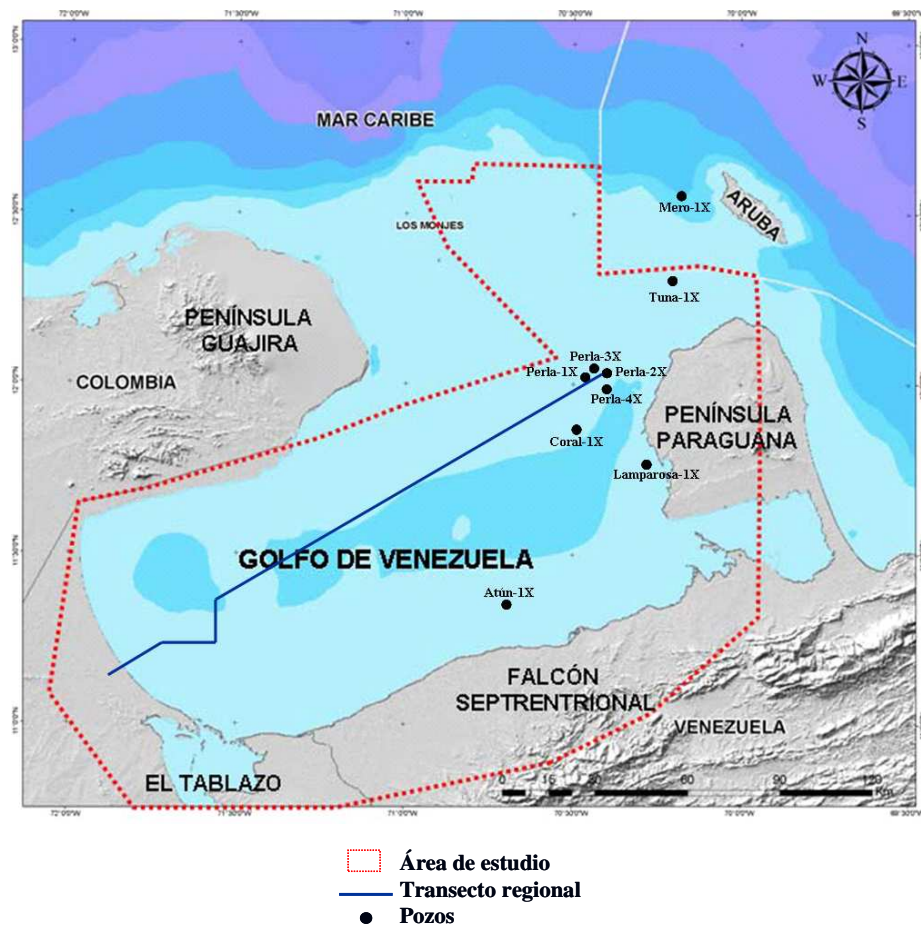


Figura 2. Ubicación geográfica del área de estudio

CAPITULO II

MARCO GEOLOGICO

Este capítulo muestra una síntesis de la evolución tectónica de la región del Caribe y su influencia en el Golfo de Venezuela así como las descripciones de las provincias geológicas y estructurales presentes; y finalmente, una breve descripción de la estratigrafía regional. El objetivo de este capítulo es ubicar al lector dentro del marco tectónico y estratigráfico del Golfo de Venezuela, de manera de asociar e identificar, los principales elementos y procesos geológicos que conllevan a entender y definir los posibles sistemas petrolíferos del área.

Geología Regional

El Golfo de Venezuela se caracteriza por una amplia plataforma continental que se extiende por unos 200 Km. en sentido sur-norte, con profundidades del orden de los 36 metros en la parte interna y hasta de 146 metros en la parte norte de la plataforma. Está dividido fisiográficamente en dos subcuencas, por un alto con profundidades menores de 20 m, conocido con el nombre de Risco de Calabozo, hacia el oeste se encuentra la Ensenada de Calabozo y a el este esta el golfo abierto, cuyo fondo forma un amplio valle de declive suave hacia el norte y noroeste (González de Juana et al., 1980).

La dinámica sedimentaria del Golfo de Venezuela se caracteriza por un aporte muy bajo de sedimentos desde las penínsulas de Paraguaná y de la Guajira. El río de mayor aporte clástico es el Mitare, que desemboca en el Golfete de Coro; otros ríos de menor caudal drenan hacia el golfo desde la sierra de Cerro Dorado en Falcón noroccidental. El río Limón desemboca en la Bahía de El Tablazo y solo los finos pasan al sistema del golfo, donde las corrientes costeras son convergentes hacia la barra de Maracaibo. De esta forma, tanto la costa de Falcón como la occidental de Zulia se caracterizan por zonas de erosión y playas de barrera (González de Juana et al., 1980).

La sedimentación moderna en el golfo se caracteriza por dos facies sedimentarias diferentes: una del tipo de arcillas deltaicas derivadas del estuario del Lago de Maracaibo y de los ríos falconianos y una facies calcáreas. La escasa profundidad del golfo condicionó su inundación total a finales de la trasgresión del Holoceno hace unos 6.000 años, en consecuencia, la mayor parte de los sedimentos presentes en el golfo son facies reliquia recubiertas localmente por una alfombra de facies deltaica marina o calcárea (Guevara et al., 1977).

El Golfo consta de tres dominios tectónicos mostrados en la Figura 3 (Arends et al., 2014):

1.- Dominio de afinidad de Arco u oceánico. Este dominio se encuentra en el noroeste de la península de la Guajira, en las islas de los Monjes, de Aruba hasta la cresta submarina de Las Aves. Llamado “Great Arc” (“of the Caribbean”) (Burke, 1988), los afloramientos presentan, rocas intrusivas metamórficas, rocas volcánicas o subvolcánicas de carácter basáltico metamórfico de edad Aptiense.

2.- Dominio continental, metamórfico. Este dominio corresponde a la parte noroccidental de la península de la Guajira, a la meta-arenisca del pozo Tuna-1X y el norte de la península de Paraguaná.

3.- Dominio continental, no metamórfico. Este dominio se ubica al sur de los dominios ante citados.

La distribución de estos dominios reflejan los profundos cambios geomorfológicos que se registraron en el área. De una manera generalizada, estos ciclos reflejan por una parte el periodo de separación de Norte y Suramérica (pre-discordancia Pérmico a Cretácico), lo cual en términos regionales, sometió el área norte de Suramérica en un régimen de tensión de dirección noreste-suroeste. Por otra parte, el ciclo post-discordancia (Eoceno medio-tardío-reciente), es consecuencia del cambio de patrón estructural ocurrido en el área del Caribe posiblemente al final del Cretácico. El desplazamiento lateral de la placa del Caribe frente a la parte norte de la placa de

reservorios, trampas e historia de migración que conforman el sistema petrolífero en si (Escalona y Mann, 2011).

Existen varios modelos tectónicos propuestos para explicar las etapas de deformación entre la colisión arco-continente del Caribe y el margen de la placa Suramericana. Sin embargo, para el presente trabajo se basa en el esquema evolutivo descrito por Arends et al., 2014; y que ha sido descrito previamente por Pindell y Barrett, 1990; Gorney et al., 2007 y Escalona y Mann, 2011.

Desde el punto de vista tectónico, la región del Golfo de Venezuela se localiza en el borde septentrional de la placa Suramérica, al norte de la falla transcurrente dextral de Oca y al sur de la “nueva zona de subducción” de la placa Caribe (Figura 4). Cabe destacar que el emplazamiento de la Placa Caribe durante el Mesozoico Tardío y el Cenozoico, destruyó todo registro de litósfera oceánica más antigua que el Cretácico Temprano, no obstante en la Península de la Guajira quedan algunos vestigios de la sedimentación del Jurásico - Cretácico Inferior no metamorfozido y metamorfozido. Dicha litosfera fue consumida por subducción a lo largo del arco de las Antillas Menores, que define el límite este de la placa Caribe. Los límites de la placa Caribe también están bien definidos al norte y suroeste, por fallamiento rumbo-deslizante y compresivo en las Antillas Mayores y por subducción de la placa Pacífica bajo América Central, respectivamente (PECA, 2000). La controversia se presenta en el límite sur, en el norte de Suramérica, donde se han propuesto diversas hipótesis para tratar de validar el desplazamiento dextral a lo largo del sistema de fallas transcurrentes como el Boconó - San Sebastián, Oca y El Pilar. No obstante, es con el estudio de Stephan, 1982 [y trabajos relacionados: Stephan et al., 1980; Stephan, 1985] que empezó la idea de una aloctonía; en particular para la Napa de Lara, que tendría su camino desde el Surco de Urumaco, desplazada posteriormente por la falla de Oca y la falla de Boconó.

Estilos Estructurales

Arends et al., 2014, lograron identificar, a partir de la interpretación de perfiles sísmicos, los estilos estructurales y elementos, que permiten caracterizar los principales eventos tectónicos que afectaron el Golfo de Venezuela.

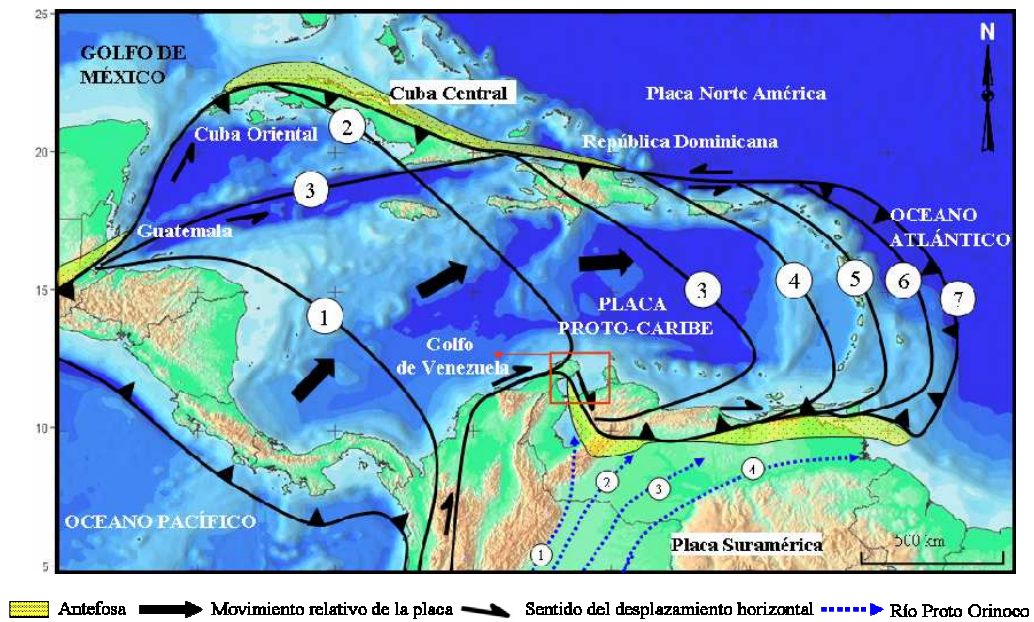


Figura 4. Desarrollo de la placa Caribe desde el Cretácico al presente y extensión de cuencas de antepaís que se forman por la flexión litósferica que ocurre como respuesta a la carga tectónica impuesta por los terrenos caribeños en acreción. El desarrollo de las antefosas ocurre progresivamente desde oeste a este. 1) Cretácico Tardío, 2) Paleoceno, 3) Eoceno, 4) Oligoceno, 5) Mioceno Medio, 6) Plioceno y 7) Reciente (tomado de Escalona y Mann, 2011)

Dentro de los elementos tectónicos más importantes de oeste a este (Figura 5) se tiene:

- Los bloques de la Serranía de Jarara y Macuira
- Monoclinal de Paraguaipoa
- El Bloque de Paraguaná
- La Fosa Guajirensis Oriental (continuación, dentro del golfo, de la Cuenca de Cocinetas)
- Fosa Sur Guajirensis
- Fosa de Aruba

- Fosa de Urumaco
- Fosa de Sinamaica
- Cuenca de Dabajuro
- Falla Macuira
- Falla Cuiza
- Falla norte y sur de Los Monjes
- Falla Algodones-Río Seco
- Falla de Oca – Ancón

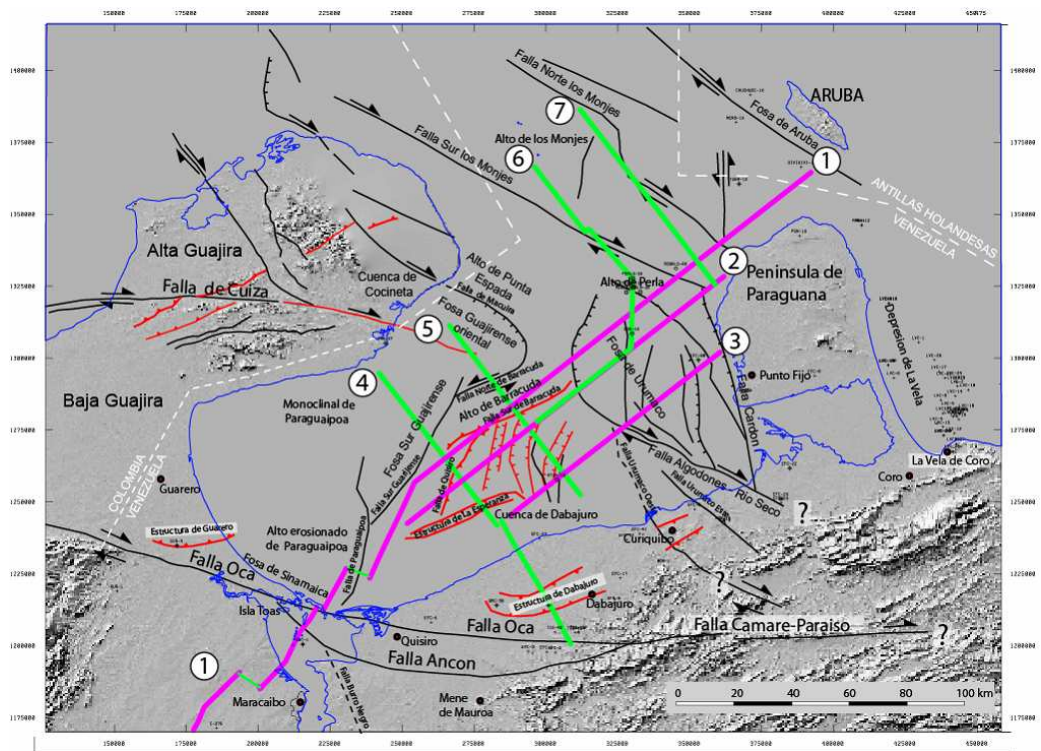


Figura 5. Mapa de las principales fallas y elementos tectónicos del Golfo de Venezuela con la ubicación de los transectos regionales (tomado de Arends et al., 2014)

La cuenca del Lago de Maracaibo y la del Golfo de Venezuela, son separadas por la falla transcurrente dextral mayor Oca-Ancón. Por su parte, la cuenca del Golfo de Venezuela muestra dos unidades estructurales distintas visualizadas en el transecto de la Figura 6.

la provincia Los Monjes-Paraguaná y la zona del Surco de Urumaco, mientras al suroeste, la provincia Dabajuro-Guajira quedaba emergida.

Durante el Mioceno-Plioceno, las fallas normales y de rumbo se desarrollaron principalmente en la provincia Los Monjes-Paraguaná mientras la provincia Dabajuro-Guajira se hunde progresivamente sin deformación mayor.

Modelo Geodinámico

En esta sección se describe la evolución tectónico-estratigráfica del Golfo de Venezuela y se propone un esquema de los principales eventos estructurales regionales desde el Jurásico hasta el Reciente. Donde estas unidades estructurales registran una larga historia de la evolución cuenca, que guardan una estrecha relación con la evolución de la Cuenca del Lago de Maracaibo. Esta historia geológica se expresa en una jerarquía de secuencias de depósito que corresponden a la sucesión del Mesozoico – Cenozoico, que contienen un conjunto de secuencias limitadas discordantemente, de un proceso de extensión a uno de colisión y transtensión.

Fase de Rift

Episodio de apertura de la corteza del Jurásico (sin desestimar la presencia de un Triásico y un Jurásico Inferior de origen “*Pacífico*” con dirección N-S). Esta fase caracterizada por la generación de fallas normales y estructuras de pilares y fosas (Figura 7). Estos depósitos son esencialmente conglomeráticos y arenosos interestratificados con limolitas y arcillitas. Este ambiente sedimentario continental incluye ocasionalmente niveles marinos y/o puede contener soleras (sills) de diabasas porfídicas.

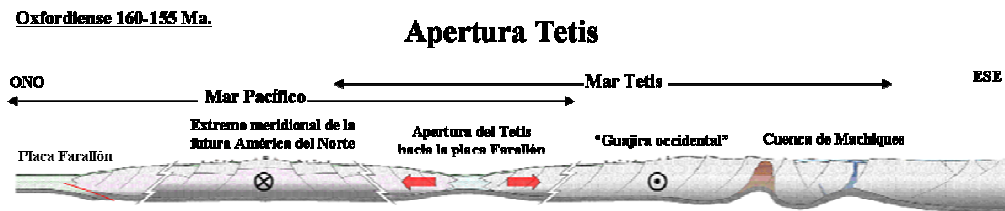


Figura 7. Esquema evolutivo para el Jurásico (Oxfordiense 160-155 Ma.)
(tomado de Arends et al., 2014)

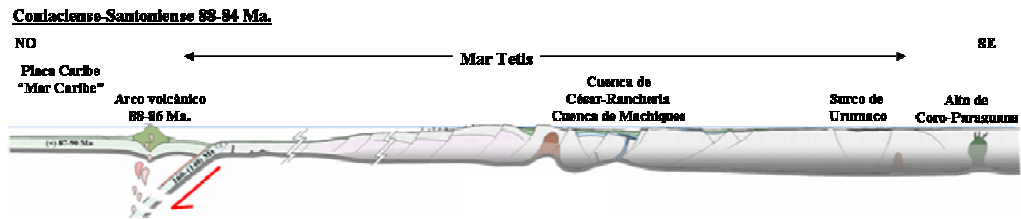
Fase Margen Pasivo (Plataforma meridional del Tetis)

Durante el Cretácico Temprano al Tardío, caracterizada por la subsidencia y depositación de plataforma con actividad de fallas normales. Durante el Coniaciense-Santoniense (88-84 Ma.) la corteza del mar Tetis pasa en subducción por debajo de la placa caribe más joven, desarrollando el Gran Arco Volcánico del Caribe (diagrama (a) de la Figura 8).

Durante el Campaniense-Maestrichtiense (84-69 Ma.) se bloquea la subducción contra el borde occidental de la futura península de la Guajira (diagrama (b) de la Figura 8). Esta fase implicó el inicio del levantamiento de la Cordillera Central (James, 1996) y el episodio metamórfico y magmático alrededores de 65 Ma (Cardona et al., 2011). Un período significativo de estructuración, levantamiento, no-sedimentación y/o, al menos, erosión local en el borde noroeste del margen pasivo de la placa de Sudamérica (Cooney et al., 1997), parece haber existido durante el Santoniense-Campaniense.

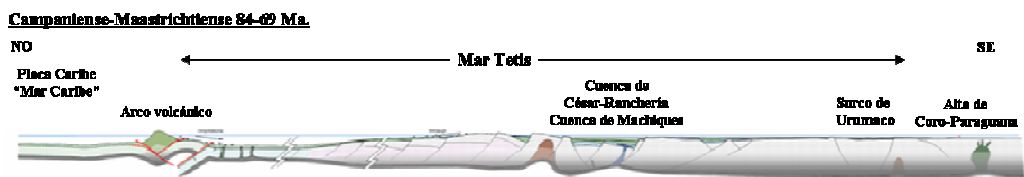
Para el Maastrichtiense ocurre un proceso de colisión (diagrama (c) de la Figura 8), provocando escamas tectónicas entre el arco extinguido y la Guajira (tal vez una obducción si parte de corteza oceánica tetisiana se encuentra como escama tectónica en el área oeste de la Guajira). Es durante este período de colisión que, por profundización de los terrenos, el metamorfismo se genera.

Subducción de la placa Tetis: volcanismo



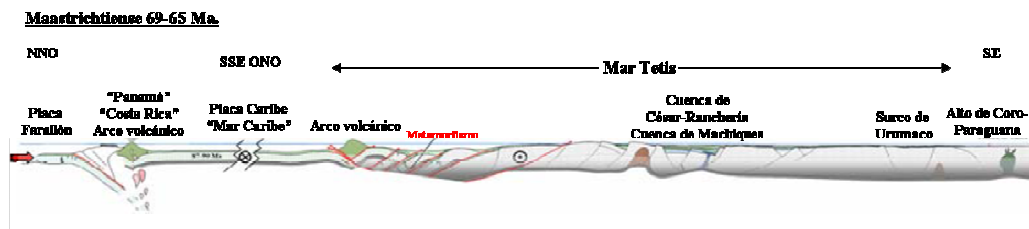
(a)

Bloqueo de la subducción



(b)

Colisión - metamorfismo



(c)

Figura 8. Esquema evolutivo para el (a) Coniaciense-Santonense (88-84 Ma.); (b) Campaniense-Maastrichtiense (84-69 Ma.) y (c) Maastrichtiense (69-65 Ma.) (tomado de Arends et al., 2014)

Fase Transición

Marca la transición a un régimen compresivo en el Cretácico Tardío y Paleoceno Temprano, que corresponde al fin de la plataforma occidental - meridional del Tetis y el principio de la fase caribe (Paleoceno Inferior), donde la colisión se acentúa. Todas las escamas y la península de la Guajira empiezan a pasar por encima de la placa caribe (es la inversión de la subducción Figura 9). Los terrenos levantados se erosionan y los terrenos metamórficos pasan hacia la superficie.

La orogénesis de la Cordillera Occidental y el levantamiento de la Cordillera Central de Colombia se traduce en Venezuela por la creación de una flexura de dirección NO-SE. Esta flexura llamada plataforma de Maracaibo está limitada por dos cuencas laterales: cuenca de Orocué en el sudoeste y depocentro de Trujillo en el nordeste (Pestman et al., 1998).

En el Golfo de Venezuela los depósitos paleocenos rellenan anchas ondulaciones relacionadas con el primer evento compresivo del área.

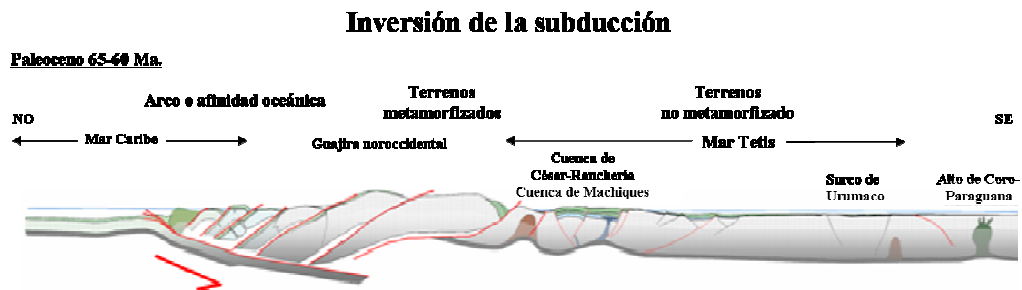


Figura 9. Esquema evolutivo para el Paleoceno (65-60 Ma.) (tomado de Arends et al., 2014)

Fase Compresiva o Caribe

Durante el Eoceno el esfuerzo compresivo local σ_1 pasa de una orientación N 90° E a una orientación N 120° E. Las antiguas fallas normales orientadas NE-SO se invierten y la falla de Cuiza empieza su movimiento dextral, siendo un periodo caracterizado por una emersión y fuerte erosión, discordancia EREO (Eoceno tardío-Oligoceno basal).

Durante esta época aparece el magmatismo tonalítico observado en el pozo Perla-3X (Weber B, 2012) y en la Guajira, dentro de la Formación Etpana (Lockwood, 1965). Esos plutones se asocian al magmatismo de la misma edad observada en Santa Marta (Cardona et al., 2008, 2011; Mejia et al., 2008; Duque et al., 2009) y se correlacionan a la nueva zona de subducción.

Fase Transpresión Oligoceno

Con un σ_1 N 150° E, movimiento dextral-normal de las fallas orientadas N 120° E, se crea para esta época, cuencas sedimentarias profundas y alargadas con dirección NO-SE (Urumaco, Aruba y Curazao). Es durante este período que se desplazan hacia el este-sureste los terrenos alóctonos (Los Monjes) y para-alóctonos (norte de Paraguaná). Luego de un período tranquilo (Mioceno basal), se inicia el desarrollo de la caliza tipo Perla.

Fase de Transtensión Mioceno

Finalmente la fase de transtensión es la responsable de la subsidencia del Surco de Urumaco y del hundimiento del Campo La Vela, se superpone la fase compresiva norte-sur responsable de la inversión de la fosa de Falcón, consecuencia del levantamiento de los Andes de Mérida y de la expulsión hacia el norte del bloque de Maracaibo. El movimiento dextral de la falla de Oca continúa durante el Mioceno. Algunas cuencas de distensión se desarrollan a lo largo de las fallas preexistentes. Dentro de esas cuencas “pull apart”, se depositaron sedimentos marinos (Muessig, 1984).

Estratigrafía Regional

La región de Costa Afuera es un área de exploración con muy pocos descubrimientos de hidrocarburos; sin embargo, esta región se encuentra próxima a una de las cuencas más prolíferas de hidrocarburos en el mundo, la Cuenca de Maracaibo. Estas dos provincias tienen diferentes características geológicas, que son controladas por la colisión diacrónica oeste a este del Cretácico al reciente entre las placas del Caribe y la Suramericana (Escalona y Mann, 2011).

La provincia caribeña (Provincia nororiental) se caracteriza principalmente por sedimentos terciarios terrígenos y bancos carbonatados situadas en la parte superior de la deformada y metamorfizada corteza oceánica y arco de islas (Gorney et al., 2007). En contraste, la cuenca de Maracaibo se encuentra en la provincia continental

de América del Sur (Provincia suroccidental) con sedimentos que van desde el Jurásico hasta reciente, los cuales incluye las lutitas marinas perteneciente a la Formación La Luna y los depósitos fluvio-deltaicos del Eoceno y Mioceno (Gorney et al., 2007; Escalona y Mann, 2011).

A partir de la exploración petrolera que se ha llevado a cabo en el Golfo se han derivado diversos informes geológicos basados en extrapolaciones de estudios realizados en las áreas circundantes; sin embargo, no es hasta el 2009 con la perforación del primer pozo en el área, que se conoce con precisión la estratigrafía presente en el Golfo. Sztrakos et al., (2011), realizaron una revisión de la estratigrafía de la parte septentrional del estado Zulia, de la parte occidental de Falcón, de la Península de La Guajira, del área del Golfo de Venezuela (con pozos perforados) y la cuenca de Aruba presentando un primer modelo estratigráfico en el Golfo.

El Golfo de Venezuela se divide en dos grandes provincias tectónicas, y por lo tanto en dos subcuencas sedimentarias. La subcuenca nororiental, posiblemente no más antigua que el Neógeno, se extiende hacia el Surco de Urumaco y está limitada en su parte sur por la falla de Lagarto. Se reconocen dos ciclos sedimentarios del Terciario, con una discordancia intermedia, descansando sobre un basamento ígneo-metamórfico de naturaleza alóctona, donde el Mioceno yace en discordancia sobre rocas alóctonas del sistema montañoso del Caribe. La Subcuenca suroccidental presenta una situación diferente, capas sub-horizontales del ciclo de sedimentación mas somero descansa en discordancia sobre un monoclinal de fuerte buzamiento al este, en el cual se han identificado reflectores sísmicos que posiblemente representan rocas cretácicas semejantes a las encontradas en la Plataforma del Lago de Maracaibo y en los pozos de la parte occidental del Alto de Dabajuro. En esta subcuenca está presente una secuencia cretácica penetrada por los pozos QMC-1X y QMD-1X (Plataforma de Dabajuro) que llegó al Jurásico (Formación La Quinta), encontrando una secuencia completa desde el Cretácico hasta el Mioceno, equivalente a la de la Cuenca de Maracaibo (www.pdv.com/lexico/lexico).

Marco Estratigráfico. Provincia suroccidental

Descansando sobre un basamento ígneo-metamórfico se presenta una secuencia continua depositada desde el Cretácico hasta el Plioceno reciente (Figura 10). A continuación se describe cada secuencia de lo más antiguo al reciente. Para facilitar el hecho de la presencia de formaciones geológicas cuyo nombre varía de acuerdo a la localidad, se utiliza la escala de 2do o 3er orden (megasecuencias). Los pozos que atravesaron estas secuencias son Gua-04X, QMC-30X, EFC-31X y Atún-1X.

Megasecuencia SK1. En esta se encuentran la Formación Río Negro, el Grupo Cogollo (formaciones Apon, Lisure y Maraca) y la Formación La Luna.

Formación Río Negro. Consiste en areniscas de grano grueso y conglomerados con intercalaciones de argilitas y limolitas negras. Presentan capas de caliza y de yeso. Su espesor es muy variable entre 5 y 1500 m. Es probable que esta unidad corresponda a las areniscas de base de la Formación Apón en las dos áreas y que su edad sea solamente Aptiense Temprano.

Grupo Cogollo. Constituido por tres formaciones en el área del Lago de Maracaibo: Apón, Lisure y Maraca.

Formación Apón. Comienza con calizas grises, fosilíferas que contienen intercalaciones de arcillas gris oscuro, margas y dolomitas, correspondientes al Miembro Tibú. El siguiente, Miembro Guáimaro se caracteriza por la presencia de arcillas con lentes de limolita. El Miembro Machiques es un nivel guía con calizas nodulares, muy bituminosas y algunas capas de arcillas (Sztrakos et al., 2011). El tope de la Formación Apón muestra índices de erosión (Pinto et al., 2009). El tope de la formación es una capa de caliza tipo *packstone-grainstone* con pelotillas. El contacto de esta capa es concordante, pero abrupto con las limolitas arcillosas-arenosas que constituyen la base de la Formación Lisure.

Formación Lisure. Según Pinto et al., (2009) es de edad Aptiense Tardío-Albiense. Constituida por areniscas glauconíticas de grano fino a medio y de areniscas arcillosas. El volumen de las areniscas esta reducido en los pozos del Lago de Maracaibo y la litología dominante consiste en calizas glauconíticas. La Formación Lisure se manifiesta como una transgresión mayor en los estados Falcón y Zulia septentrional. El espesor está entre 280 y 560 pies en Zulia Occidental.

Formación Maraca. Predominan las Calizas bioclásticas con areniscas glauconíticas en su base y con intercalaciones menores de arcillas y margas. Su espesor es de 10-42 m.

Formación La Luna. Se depositó en un ambiente euxínico. Consiste en alternancia de calizas y argilitas fétidas, con abundante materia orgánica. Presenta láminas de ftanitas negras. Su espesor varía entre 100-300 m. Su edad es Cenomaniense-Campaniense.

Megasecuencia SK2. Dentro de esta secuencia se encuentra la Formación Colón.

Formación Colón. Consiste en arcillitas gris oscuras y negras, micáceas, glauconíticas que predominan en la parte superior. Las arcillitas están más arenosas hacia la base y el tope de la formación. Su espesor es entre 210 y 900 m.

Megasecuencia SP. Dentro de esta secuencia se ubican las formaciones Mito-Juan, Guasare y Trujillo.

Formación Mito Juan. Los datos paleontológicos muestran que la Formación Mito Juan consiste en dos secuencias depositacionales, separadas por el hiato del Daniense basal. Ghosh et al., (1995) proponen llamar la parte Maastrichtiense de la Formación “Mito Juan inferior” y la parte Daniense-Selandiense “Mito Juan superior”. La Formación se caracteriza por arcillas laminares que permiten diferenciarlas de la Formación Colón.

Formación Mito Juan superior. Suprayace a la Formación Colón fuertemente erosionada. La litología consiste en una capa de arenisca a la base, seguida por arcillas negras, puras que indican la inundación máxima. La parte superior de la formación es una alternancia de arcillas negras y capas delgadas de areniscas que constituyen la transición hacia la Formación Guasare.

Formación Guasare. Consiste en calizas pardo grisáceo, glauconíticas con espesores entre 370-390 m; capas de lutitas, limolitas grises, glauconitas están ocasionalmente presentes. Es concordante sobre la Formación Mito Juan al norte de Zulia pero suprayace directamente a la Formación La Luna al sudeste del Lago de Maracaibo. Representa depósitos de plataforma, desarrollada desde el final del Daniense, como depósitos de alto nivel de una secuencia que comienza con la Formación Mito Juan superior al norte de Zulia.

Formación Trujillo Paleoceno. Está representada por arcillitas grises dominantes y areniscas turbidíticas menores. Localmente aparecen peñones de calizas de la Formación La Luna y otros constituyentes. Asociado a un ambiente de talud epicontinental profundo. Los depósitos abisales que corresponden a esta profundidad son arcillas rojas con radiolarios o diatomeas, encontrándose los foraminíferos disueltos. La edad de la formación se extiende del Paleoceno al Eoceno Medio. La parte paleocena de la Formación Trujillo comienza con una capa de caliza de 200-300 pies de espesor.

Secuencia SE. Dentro de esta secuencia está la Formación Trujillo del Eoceno.

Formación Trujillo Eoceno. Comienza con la alternancia de areniscas y arcillas negras y continúa con capas más arcillosas. La parte superior de la formación consiste en lutitas gris oscuro a negras, ligeramente micáceas y limosas. A esta formación la suprayacen las arcillas-areniscas de una secuencia equivalente de la Formación Misoa.

Secuencia SM. A esta secuencia pertenece la Formación Quisiro y la Formación Bariro.

Formación Quisiro. Su localidad tipo es el pozo QMC-1X. Consiste en una secuencia alternante de arcillas grises, localmente arenosas o carbonosas; limolitas arcillosas, areniscas de grano fino, numerosas capas de carbón, raras capas de calizas arenosas o dolomías.

Formación Bariro. Constituida por alternancia de areniscas de grano medio a fino, lentes de conglomerados a matriz arcillosa y arcillas grises o marrones, a veces carbonosas.

Marco Estratigráfico. Provincia nororiental

La provincia nororiental consiste de una secuencia Neógena, descansando discordantemente sobre un basamento Pérmico según dataciones con zircón (Baquero et al., 2010) (Figura 11). La estratigrafía de esta área del Golfo es descrita a partir de pozos perforados, entre ellos Perla-1X, Perla-2X, Coral-1X, Tuna-1X y Mero-1X. A continuación se describen cada una de ellas.

Secuencia SO. Esta secuencia cuenta con la Formación Castillo, ausente en la Provincia suroccidental.

Formación Castillo. La edad de la Formación es Oligoceno-Mioceno. Representa depósitos deltaicos marinos al oeste de la cuenca oligocena del Estado Falcón. Descansa con una discordancia angular sobre el basamento. Su litología cambia progresivamente del oeste al este, de depósitos continentales a depósitos neríticos internos. Capas de conglomerados y areniscas pertenecientes a un abanico aluvial están presentes en la sección. También presenta intercalaciones de areniscas y arcillas de aguas someras, las areniscas se vuelven más finas y con capas más delgadas hacia el mar abierto. Presenta calizas arrecifales y calizas arenosas al noreste de Lara. Su espesor varía entre 800 y 1477 m.

Secuencia SM. Dentro de esta mega secuencia se encuentra la “*Caliza de Perla*”, y las formaciones Agua Clara, Querales y Socorro.

“*Caliza de Perla*”. Capa delgada de calizas arrecifales constituidas de algas rojas, de color blanco o crema con glauconita y de arcillas de color gris oscuro a marrón oscuro. Las calizas son más frecuentes en el tope del intervalo. El ambiente de sedimentación fue nerítico interno.

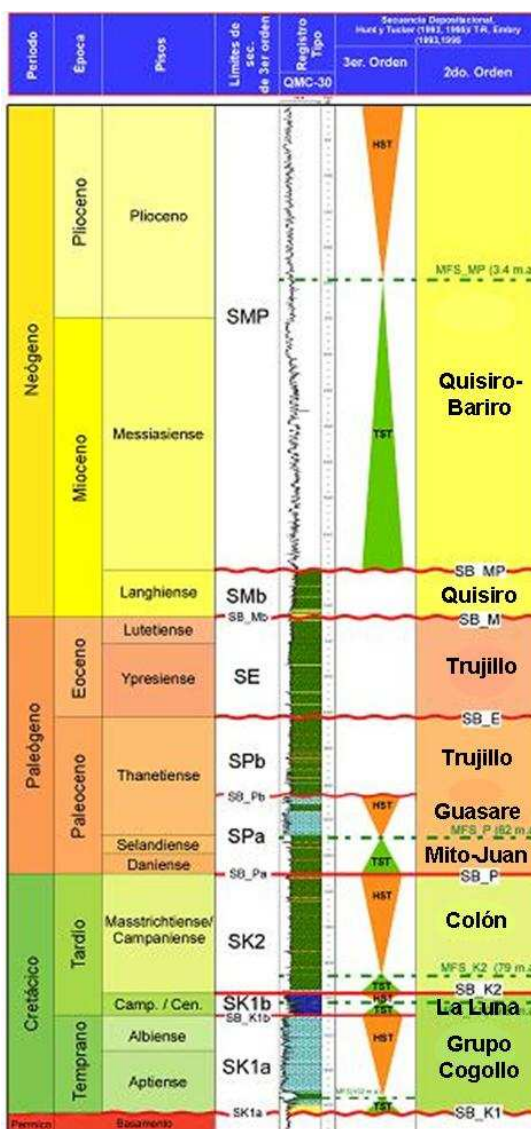


Figura 10. Columna generalizada para la provincia suroccidental (tomado de Arends et al., 2014)

Formación Agua Clara. Tiene una gran extensión regional. Su litología consiste en arcillas calcáreas con intercalaciones de areniscas calcáreas y calizas delgadas, arcillosas y fosilíferas. Su espesor se ubica entre 1300 y 1750 m. Su fauna contiene elementos que indican un ambiente batial y especies del dominio nerítico interno a medio. La edad de la formación es Mioceno temprano

Formación Querales. Conformada en un 90 % por arcillas de colores oscuros, con intercalaciones de arenas de grano fino en paquetes de hasta 4 m de espesor, con alto grado de bioturbación, escasas margas y capas delgadas de calizas conchíferas y algunos niveles carbonosos delgados. El ambiente de sedimentación es probablemente batial. Su espesor se ubica entre 300 y 500 m.

Formación Socorro. Está constituida por areniscas, arcillas, margas fosilíferas y calizas en su base y areniscas, turbas, arcillas laminadas, sin elementos calcáreos en su parte superior. El ambiente de sedimentación es deltaico a marino somero. Edad Mioceno tardío-Plioceno temprano.

Secuencia SMP. Dentro de esta secuencia se encuentra las formaciones Socorro, Caujaro y La Vela.

Formación Socorro. Esta formación se extiende desde Mioceno Tardío hasta el Plioceno, y cuya característica ya fueron descritas.

Formación Caujaro. La parte inferior de la formación es arcillosa con raras intercalaciones de arenas, que se vuelven más importantes hacia el tope y sus espesores pueden alcanzar entre 20-80 pies. El tope de la formación es una superficie de erosión.

Formación La Vela. La litología consiste en arenas de grano medio a grueso, capas delgadas de arcillas gris verdoso con moluscos y corales. La fauna muestra el ambiente nerítico interno. Es de edad Plioceno temprano.

CAPITULO III

GEOQUIMICA REGIONAL

En los últimos años se han realizado diversos estudios en el Golfo de Venezuela, con la finalidad de evaluar el potencial petrolífero del área, entender el origen y la distribución de los hidrocarburos descubiertos, específicamente en el Campo Cardón IV. Estos estudios se basan no solo en datos reportados en trabajos previos sino, también los obtenidos de la perforación de al menos 9 pozos en Costa Afuera, los cuales han contribuido con información importante que ha ayudado a definir la geología, la estratigrafía, y geoquímica del área. A continuación se resumen los trabajos realizados más importantes.

Pérez et al., (2013) realizaron un estudio de correlación geoquímica entre los hidrocarburos producidos en el Golfo de Venezuela y los probados en la Cuenca de Maracaibo y Falcón, con la finalidad de comparar diversos aspectos relacionados con el origen y madurez de estos hidrocarburos y establecer alguna correlación genética entre ellos. Las principales conclusiones de este trabajo fueron:

- Los gases de pozos perforados en el área del Golfo de Venezuela presentan un origen termogénico. Asociados a una materia orgánica de querógeno mixto (tipo II-III). El nivel de evolución térmica de estos hidrocarburos gaseosos se ubica en una madurez cercana al límite de un craqueo primario sin llegar un craqueo secundario.
- El origen de los hidrocarburos descubiertos en el Golfo de Venezuela (Campo Cardón IV), mostraron una asociación a una roca fuente con litología de tipo siliciclástica, depositada en un ambiente con influencia de material orgánico marino y terrígeno, con cierta disponibilidad de oxígeno, probablemente en un ambiente transicional o marino con influencia terrígena (carácter mixto).
- Los crudos evaluados en la Cuenca de Maracaibo no se correlacionaron con los crudos del Golfo, pues los de Maracaibo mostraron una tendencia a una roca madre depositada en un ambiente reductor con una litología carbonática y con materia

orgánica predominantemente marina, típico de crudos provenientes de la Formación La Luna.

- Los hidrocarburos del Golfo no muestran correlación con los crudos del área de Falcón como los campos Tiguaje y La Vela, los cuales presentaron un carácter mucho más terrígeno y de ambiente más oxidante para la roca generadora, en comparación a los crudos del Campo Cardón IV. Solo en el caso del Campo Cumarebo, se observó cierta similitud en las características y condiciones de sedimentación de las rocas madres.
- El nivel de madurez varía regionalmente. Es mayor el nivel de madurez de los hidrocarburos detectados en el Golfo en relación a los encontrados en el área de Falcón y Maracaibo, siendo éste último variable pero menores a los del campo Perla.

Pérez et al., (2011) caracterizaron geoquímicamente los fluidos (gas y crudo) producidos en el intervalo carbonático de edad Mioceno temprano del Pozo Perla-3X. Ambas fracciones fueron caracterizadas y correlacionadas con algunos crudos y gases de áreas cercanas (Cuenca Falcón y Maracaibo). Algunas conclusiones de este estudio fueron:

- El gas es de origen termogénico. Es asociado a hidrocarburos livianos tipo condensado. De acuerdo a los datos isotópicos el gas han sido generado a partir del craqueo térmico de un querógeno mixto (tipo III-II), compuesto por una mezcla de materia orgánica predominantemente terrígena y marina.
- El nivel de madurez del gas presenta un rango entre 1,0-1,3 % Ro, siendo generado en una etapa tardía durante la generación de hidrocarburos, pero sin alcanzar un craqueo secundario.
- La fracción líquida corresponde a un crudo liviano, cercano a condensado, parafínico, con bajo contenido en azufre, vanadio y níquel.
- El origen de estos hidrocarburos, se asocia a una roca madre de carácter mixto, depositada en un ambiente transicional o marino con influencia terrestre, en condiciones subóxicas. La litología asociada es del tipo siliciclástica (lutitas).

- Los crudos del pozo Perla-3X muestran ciertas similitudes con los crudos del campo Cumarebo, sugiriendo que las rocas madres de ambos crudos fueron depositadas bajo condiciones similares.
- La edad sugerida para la roca madre a partir de datos isotópicos del $\delta^{13}\text{C}$ es del Mioceno.
- La madurez de los crudos, presentan un rango amplio, entre 0,9 a 1,6 % Ro, esto pudiera ser un efecto de una mezcla de hidrocarburos con diferentes grados de evolución térmica.
- El crudo presentan un nivel muy bajo o nulo de biodegradación.
- Tanto los hidrocarburos líquidos como gaseosos mostraron características similares, lo cual implica que existe una correlación genética entre estos.
- Los hidrocarburos del Perla-3X presentaron una correlación con los del Perla-2X, lo que sugiere que están asociados a una misma roca generadora.
- Los hidrocarburos del Perla no mostraron una correlación positiva con los crudos del Campo La Vela, Mara, La Concepción, Tablazo, entre otros. Solo en el caso del Campo Cumarebo se observó cierta similitud en ambiente de sedimentación de las rocas madre y su litología.

Pérez et al., (2011) caracterizaron geoquímicamente los fluidos (gas y crudo) producidos en el intervalo carbonático de edad Mioceno Temprano del pozo Perla-5X. Ambas fracciones fueron caracterizadas y correlacionadas con los pozos Perla-2X, Perla-3X y Perla-4X y con algunos crudos y gases de áreas cercanas (Cuenca Falcón y Maracaibo). Algunas de las conclusiones de este fueron:

- Los hidrocarburos gaseosos presentaron un origen termogénico, asociado a acumulaciones de hidrocarburos livianos.
- Su origen se correlaciona con una roca fuente de carácter mixto, es decir con mezcla de materia orgánica marina y terrestre, siendo mayor predominio del material terrestre.

- Los niveles de madurez se va entre 0,9 a 1,3 % Ro, ubicándolo en ventana de generación tardía, pero sin evidencia de craqueo secundario.
- La fracción líquida se asocia a un crudo liviano con muy bajo contenido de metales y azufre.
- El origen se correlaciona con el obtenido en los gases, asociado a un origen mixto. En cuanto a la roca madre que lo generó presenta litología siliciclastica (lutitas), depositada en un ambiente donde hubo aporte de material marino y terrestre y con disponibilidad de oxígeno, pero permitiendo la preservación de la misma.
- Se asocia la roca madre a una edad del Mioceno (Neógeno).
- El nivel de madurez va desde 0.9 a 1.3 % Ro. Estos hidrocarburos se encuentran afectados ligeramente por procesos de fraccionamiento evaporativo y menor proporción por biodegradación.
- Los hidrocarburos producidos en el Pozo Perla-5X y los producidos en los pozos Perlas-4X, Perla-3X y Perla-2X se correlacionan, es decir fueron producidos por una misma roca madre. Solo se diferencian en que el Perla-3X es ligeramente más maduro al resto de los pozos.
- Finalmente, a partir de la correlación realizada con los crudos evaluados en campos cercanos adyacentes al Golfo de Venezuela, se pudo observar que los crudos del Campo Cardón IV presentan características que la difieren de los crudos asociados a una roca madre Cretácica por excelencia en la Cuenca de Maracaibo correspondiente a la Formación La Luna. De igual manera, se distinguen estos hidrocarburos de los producidos en los campos La Vela y Tigujaje. Solo en el caso de los crudos del campo Cumarebo se obtuvo una correlación entre los mismos, asociada principalmente a el tipo de litología de roca madre, y condiciones de sedimentación, lo cual sugiere cierta similitud en este aspecto.

Pirela et al., (2011) caracterizaron geoquímicamente los fluidos (gas y crudo) producidos en el pozo Perla-4X en el intervalo carbonatico cuya edad reportada es del Mioceno Temprano. Las conclusiones de este estudio fueron las siguientes:

- Los hidrocarburos gaseosos son de origen termogénico, asociado a acumulaciones de tipo condensado.
- El gas es asociado a una roca madre con mezcla de materia orgánica marina y terrestre, siendo mayor el predominio del material terrestre.
- Los niveles de madurez se ubican en un rango entre 0,9-1,3 % Ro. Lo cual indica una madurez de generación tardía; sin embargo, no se observó craqueo secundario.
- Los hidrocarburos líquidos, se correlaciona con el gas producido en este pozo, y se asocia la misma roca generadora con carácter mixto y mayor aporte de material orgánico terrígeno.
- La roca fuente presenta un litología siliciclástica (lutitas), depositadas en un ambiente con aporte de material marino y terrestre, probablemente en un ambiente transicional o marino con aporte de fuentes cercano. Depositada en un ambiente subóxico.
- La edad de la roca es probablemente del Mioceno.
- La madurez va entre 0,9 y 1,3 % Ro. A diferencia de los crudos de los pozos Perla 2X y 3X, estos hidrocarburos se encuentran ligeramente afectados por procesos de fraccionamiento evaporativo, y en menor grado por biodegradación.
- Los hidrocarburos producidos en los pozos Perla-4X, Perla-2X y Perla-3X presentan una correlación positiva, es decir, es probable que hayan sido generados a partir de la misma roca madre. Solo en madurez el Perla-3X es ligeramente mayor en comparación a los pozos Perla-2X y Perla-4X.

Pirela et al., (2010) caracterizaron los fluidos (gas y crudo) producidos en el pozo Perla-2X en el intervalo carbonatico cuya edad reportada es del Mioceno. Dentro de las conclusiones de este estudio se tiene:

- Los resultados obtenidos de los diversos análisis realizados tanto en la fracción gaseosa como líquida sugieren que hay una correlación genética entre el gas y el crudo.

- La roca madre que dio origen a estos hidrocarburos es una roca de facies siliciclástica, depositada en un ambiente subóxico, probablemente del Neógeno.
- En cuanto a la madurez, se reporta que han sido generados en niveles de madurez superior a la ventana de petróleo, ligeramente superior a 1 % de reflectancia de vitrinita.
- El gas es mayoritariamente de origen termogénico, con características húmedas, con contenido de CO₂ bajo y no se le detectó H₂S.
- El tipo de materia orgánica que le dio origen, es el punto más controversial en el presente estudio, debido a que muchos de los parámetros de origen no se han podido obtener, debido a que la fracción nafténica, remanente en los crudos y genéticamente vinculada con su precursor se encuentran ausentes en la muestra líquida, impidiendo obtener resultados confiables. En tal sentido, los resultados que se pudieron obtener, no son conclusivos ya que unos indican un origen tipo II, otros tipo III y otros una mezcla de tipo II y III. Sin embargo, la correlación realizada con algunos campos cercanos como Cumarebo, La Vela, Tiguaje, Mara, La Concepción, entre otros, no muestra una correlación positiva con los hidrocarburos de los pozos Perlas. Solo en los casos del Campo Cumarebo se muestra algunas similitudes.

Pérez et al., (2010) realizaron una caracterización geoquímica de 41 muestras de canal de secuencias perforadas en el pozo Coral-1X, las cuales fueron analizadas mediante pirólisis Rock Eval, para determinar sus características en términos de riqueza orgánica, calidad y madurez de la materia orgánica. En este estudio se analizaron 7 secuencias estratigráficas que va desde el Mioceno temprano al Pleistoceno, las formaciones corresponden a Agua Clara, Querales, Cerro Pelado, Urumaco, Socorro, Codore y una secuencia aun sin definir del Pleistoceno. Dentro de las conclusiones de este estudio están:

- La riqueza orgánica en todas las secuencias varía entre 1,16 y 0,87 de COT. De las formaciones perforadas, la sección de edad Pleistoceno, y las formaciones Codore y Socorro presentaron los valores más altos en COT, clasificando estos intervalos

como buenos para la generación de hidrocarburos. El resto de las formaciones se clasificó con un potencial de generación medio.

- La calidad de la materia orgánica corresponden a un querógeno mixto.
- En cuanto a su madurez toda la secuencia estudiada se ubica por debajo de la ventana de madurez, es decir, no han alcanzado la madurez suficiente para la generación de hidrocarburos en esta posición de la cuenca.
- Las secuencias evaluadas corresponden a potenciales rocas madres especialmente la Formación Socorro dado a su contenido de materia orgánica y a la calidad de la misma.

Meléndez y Duran (2009) evaluaron el potencial petrolífero de las formaciones presentes en el pozo Tuna-1X del Golfo de Venezuela. Analizaron mediante pirólisis (Rock Eval 6) 24 muestras distribuidas entre las formaciones La Vela, Caujarao, Agua Clara y Guarabal. El análisis de pirólisis en el pozo permitió estimar el potencial petrolífero de las formaciones en términos de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica presentes en los intervalos seleccionados. Dentro de las conclusiones de este estudio resaltan las siguientes:

- Las unidades de lutitas de las formaciones La Vela, Guarabal y el intervalo perteneciente al Eoceno en el pozo Tuna-1X poseen concentraciones de COT (< 1%) de regular a pobre para la generación de hidrocarburos.
- Las formaciones Caujarao y Agua Clara pueden considerarse potenciales rocas madres de buena calidad por presentar concentración de COT entre 1 % y 2 %, adicionalmente este intervalo, presenta predominantemente querógeno tipo II. Sin embargo, en este pozo, estas secuencias no han alcanzado la madurez suficiente para la generación de hidrocarburos.

Pérez (2005) realizó una recopilación de la información geoquímica de algunos pozos ubicados en el área adyacente al Golfo de Venezuela, con la finalidad de presentar un compendio y análisis de la data geoquímica disponible de siete pozos (AMF-1X, QMC-1X, QMD-1X, PPN-AX, TAB-1X, NOC-1X y Lam-1X) ubicados

en zonas cercana al Golfo de Venezuela. Los estudios geoquímicos realizados en las muestras de rocas se basaron en la determinación del contenido de materia orgánica (COT) y la descripción de macérales. Dentro de las conclusiones que se presentaron en este trabajo tenemos:

- En el área de Falcón Occidental, las secuencias del Mioceno (Formación Agua Clara), Oligoceno (formaciones Churuguara y Guacharaca) y Cretácico (Formación La Luna) presentan características de rocas generadoras; sin embargo, la sección del Cretácico se encuentra sobremadura y el resto de las unidades presentan una madurez adecuada para la generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos con materia orgánica mixta (querógeno tipo II y III).
- Los fluidos detectados en el área oeste de Falcón (Campo Tigujaje) sugieren que fueron generados de la Formación Agua Clara.
- Al oeste del estado Zulia, los estudios geoquímicos indican que la Formación La Luna se encuentra sobremadura y la secuencia del terciario es inmadura.
- Los fluidos caracterizados en los pozos Tablazo-1X y Noroca-1X presentan características que sugieren un origen a partir de la Formación La Luna.
- El Golfo de Venezuela ha sido evaluado mediante correlaciones de datos obtenidos tanto al oeste del estado Zulia como en Falcón, incrementando la prospectividad del área, con analogías tanto de secuencias cretácicas como terciarias. Sin embargo, hasta la fecha no se dispone de pozos perforados en el Golfo.

Cassani et al., (1998) realizaron una caracterización geoquímica de rocas y crudos para el pozo NOC-1X y un modelado de generación de hidrocarburos al norte de la cuenca de Maracaibo. En este estudio se recolectaron y se efectuaron análisis geoquímico a 44 muestras de núcleo en intervalos lutíticos y carbonáticos de las formaciones La Luna y Apón y de una muestra de crudo. Con este estudio se concluyó lo siguiente:

- El 60 % de la Formación La Luna contiene rocas madre con querógeno del tipo II (marino), de calidad excelente para la generación de hidrocarburos.

- Aproximadamente el 8 % de la Formación Apón pudiera contener rocas madre de pobre calidad para contribuir a dicha generación. Estas rocas alcanzaron un nivel de madurez orgánica de alrededor de 0,8 % Ro.
- En cuanto al crudo, pudiera ser más maduro que las rocas del pozo (% Ro equivalente de la roca madre = 1,1-1,2 %). Es probable que el crudo haya sido generado en las partes más profundas de área de Sinamaica, localizada al este del pozo.
- En cuanto al modelado del pozo NOC-1X, los autores indicaron que la expulsión de petróleo parece haber ocurrido en dos periodos (38-32 Ma. y 18-0 Ma.) y que la Formación La Luna pudo haber expulsado alrededor del 60-70 % de su capacidad.

Mompart (1995) realizó interpretaciones de resultados geoquímicos de 23 muestras del pozo Gua-04X, con el objetivo de determinar la madurez de las secciones terciarias y cretácicas a las que se encuentran las potenciales rocas generadoras representadas en el pozo, adicionalmente se analizó una muestra de crudo. Los resultados de este trabajo se resumen a continuación:

- La sección del Terciario se encuentra inmadura ($T_{max} = 430 \text{ }^{\circ}\text{C}$), mientras que la sección Cretácica se encuentra a comienzos de generación de petróleo líquido ($T_{max} = 435 \text{ }^{\circ}\text{C}$).
- La distribución de materia orgánica, basado en COT, indica que los mejores valores se encuentran en la secuencia cretácica (Formación La Luna) con valores $\gg 1,8\%$. La sección terciaria presenta valores entre 0,60 a 1,0 % de COT.
- En cuanto a la calidad de la materia orgánica, la secuencia perteneciente a la Formación La Luna presenta un querógeno tipo II, mientras que la sección terciaria tiene características que lo clasifican como querógeno tipo III.
- Se sugiere que la Formación La Luna está en el comienzo de generación de hidrocarburos, lo que explicaría la presencia de manifestaciones de petróleo durante la perforación del pozo.

- En cuanto a los análisis del crudo, este se caracteriza por una baja proporción de resinas y asfáltenos (< 10 %), con la muy baja relación pristano/fitano (P/F = 0,62), lo que sugiere un origen marino, y se socia a una roca fuente tipo la Formación La Luna.
- La madurez del Cretácico en el pozo determinado con geoquímica de roca, es mucho más baja que la madurez determinada en el crudo, por lo que el crudo producido migró desde un área donde la roca tiene mayor madurez.

Jordan (1990) realizó la evaluación geoquímica 54 muestras de ripios en el pozo Mero-1X, con la finalidad de determinar el grado de madurez y potencial generador de crudo y/o gas, a través de los parámetros de reflectancia de vitrinita, temperatura máxima de pirólisis Rock Eval (Tmax.), contenido de carbono orgánico total (COT) y tipo de material orgánico (% MO). La secuencia estudiada está constituida por rocas de edad Oligo-Mioceno del Terciario. Se concluye en este estudio lo siguiente:

- El intervalo estudiado del pozo Mero-1X posee COT entre 0,67 a 1,97 % (de mediano a rico en cuanto a el potencial de generación), siendo el intervalo superior (entre 3680' - 4360'), donde se obtienen los mayores valores en materia orgánica (> 1,2 %), y valores en el índice de hidrogeno entre 100 y 200 mg HC/g COT. El resto de las muestras presentan valores menores a 100 mg HC/g COT.
- En cuanto a el potencial petrolífero para las muestras entre 3680' y 4360' se encuentra entre 2 y 5 Kg HC/t roca (mediano) pero el resto es débil, menor a 2 Kg HC/t roca.
- Estas características le confieren solo al intervalo entre 3680'- 4360', una calidad media de roca madre para la generación de crudo y gas. Sin embargo, en el pozo esta secuencia se encuentra inmadura, sin alcanzar la ventana de petróleo (Tmax entre 411 – 434 °C; y Ro= 0,30 - 0,6 %).

Buiskool et al., (1980) realizaron la evaluación de rocas madres y una descripción macérales de 20 muestras de sedimentos penetrados por el pozo QMC-1X, con el propósito de detectar la presencia o no de intervalos con características de rocas

madres y determinar la calidad de la materia orgánica. De este estudio se concluyó lo siguiente:

- Las muestras entre 320'- 4400' contienen muy poca cantidad de materia orgánica como para ser consideradas rocas madre.
- El intervalo entre 4450' a 5700' muestra variabilidad en el contenido orgánico, y solo dos muestras presenta valores altos, con % COT de 4,6 y 7,6. La calidad de este intervalo es de materia orgánica tipo húmica.
- El intervalo 5750 a 7200 muestra valores en COT desde 4,2 a 37,3 %. La calidad de la materia orgánica es del tipo húmica. Este intervalo consta de carbones y lutitas carbonosas; es inmaduro pero tiene potencial para la generación de petróleo en una parte de la cuenca donde pueda alcanzar la madurez.

Guevara et al., (1977) elaboraron el primer informe completo donde evaluó el potencial de hidrocarburos en el Golfo de Venezuela. El objetivo de este trabajo fue estudiar la geología y formular recomendaciones para la exploración de la región, a partir de información de geología en las áreas adyacentes al Golfo así, como de interpretaciones del levantamiento sismográfico realizado en los años 1967-1968. Las principales conclusiones a la que llegaron los autores fueron:

- En cuanto a la generación y acumulación de hidrocarburos, se proponen los sedimentos del Cretácico inferior específicamente a la Formación La Luna tienen probabilidades de generación hidrocarburos que en el subsuelo del Golfo, equivalente al Lago de Maracaibo.
- Las posibles rocas yacimientos del Cretácico en el Golfo, igualmente por analogía con la de la Cuenca de Maracaibo, estarían constituidas principalmente por los carbonatos del Grupo Cogollo.
- Las formaciones Agua Clara, Peyaca y Jarillal poseen condiciones de roca generadora y son las principales responsables de las acumulaciones de crudos en el estado Falcón, equivalentes a estas formaciones se interpretan en la Depresión Oriental del Golfo.

- Las probables rocas yacimientos del Oligo-Mioceno del Golfo de Venezuela son facies arenosas equivalentes a las formaciones Castillo, Guarabal y La Puerta y desarrollos de facies carbonatitos equivalentes a las formaciones Sillamana, San Luis, y Jimol.

Finalmente concluyen que existen las condiciones geológicas para la presencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos en el Golfo de Venezuela. Con la información de este trabajo se evaluaron 16 áreas prospectivas, las cuales en conjunto tienen una expectativa de 4849 MMBls de petróleo liviano a mediano.

CAPITULO IV

MARCO TEORICO

Identificación de Rocas Madres

Una roca madre es definida como cualquier roca que tenga la capacidad de generar y expulsar suficiente hidrocarburos para formar una acumulación de crudo o gas (Hunt 1995). Las rocas sedimentarias que son, que pueden llegar a ser, o han sido capaces de generar petróleo son rocas generadoras (Tissot y Welte, 1984).

La generación de crudo y gas depende de la riqueza orgánica, del tipo de materia orgánica y del nivel de madurez térmica de las rocas. Para llevar este calificativo, una roca debe cumplir con tres requisitos fundamentales:

- 1.- Poseer suficiente cantidad de materia orgánica (expresada como carbono orgánico total, COT).
- 2.- Poseer el tipo de materia orgánica adecuada (expresada como tipo de querógeno).
- 3.- Haber experimentado una historia térmica apropiada.

De acuerdo a la madurez térmica que haya experimentado una roca madre, ésta puede ser clasificada en: una *roca madre potencial*, aquella que contiene suficiente materia orgánica, pero debido a su baja madurez térmica, no ha generado petróleo en su entorno natural. Pudiera generar cantidades significativas de crudo o gas, si fuese sometida a altas temperaturas en el laboratorio, o si se sometiera a mayores profundidades. Una *roca madre efectiva*, es aquella roca que esta generando o ha generado y expulsado hidrocarburos. Una *roca madre activa* está generando y expulsando petróleo, y se encuentra en la ventana máxima de generación (Dow, 1977). Una *roca madre inactiva* ha parado su generación de petróleo, aunque todavía tiene potencial de generación (Barker, 1979). Y finalmente, una *roca madre agotada*, es aquella roca que ha llegado a la etapa de madurez tardía y es incapaz de generar petróleo, sin embargo, aún puede ser capaz de generar gas húmedo y gas seco.

Para estudiar y caracterizar a rocas madres, es necesario realizar diferentes análisis geoquímicos, estos análisis, son una herramienta útil en la exploración de una cuenca, que permiten evaluar de manera rápida y económica, un gran número de muestras de rocas de pozos y afloramientos. Los diferentes análisis en muestras de rocas permiten estudiar la distribución, la riqueza, el tipo de la materia orgánica, la madurez térmica y el espesor de las rocas madres en una cuenca. La evaluación de la roca madre es fundamental en el análisis de cuencas sedimentarias, identificar el área donde se encuentre activa la roca madre, es el primer paso en la evaluación del sistema petrolífero (Peter y Cassa, 1994).

El método de detección más eficaz para muestras de rocas de pozos y afloramientos combina mediciones de pirólisis Rock Eval y COT. Estos datos se complementan generalmente con la reflectancia de vitrinita y coloración de esporas para construir registros detallados de parámetros geoquímicos (Peter y Cassa, 1994).

Carbono Orgánico Total (COT)

La cantidad de materia orgánica, es uno de los primeros criterios a considerar para la identificación de rocas madres. Es una medida de la cantidad de materia orgánica que fue incorporada durante la sedimentación y que se preservó en la roca. Este es usualmente medido por el porcentaje en masa de carbono orgánico total (% COT).

La materia orgánica incorporada al sedimento es derivada de una gran variedad de organismos biológicos, la cual ha sido inicialmente depositada y enterrada a través del tiempo geológico (Hunt, 1979; Tissot y Welte, 1984). La mayor parte del petróleo es formado por la transformación térmica de ésta materia orgánica a través del tiempo.

El potencial de crudo y gas de una formación es relacionado con su contenido de carbono orgánico, por medio del análisis del contenido de carbono orgánico total (% COT), que normalmente es uno de los primeros trabajos realizados en el laboratorio.

Las rocas que contienen COT < 0,5 %, se consideran rocas madres pobres. Estadísticamente, las mayores acumulaciones de petróleo en el mundo se asocian a valores de COT > 2,5 % y, con frecuencia, hasta 10 %. En general, se utilizan los rangos para estimar la riqueza de una roca madre en términos de COT (Tabla 1). Sin embargo, el COT por sí solo no es un claro indicador del potencial petrolero, tal como es el parámetro S₂, ya que el COT puede incluir “carbón muerto” incapaz de generar petróleo, ejemplo de ello es el grafito que es esencialmente 100 % carbono, pero no generará petróleo. Algunas pizarras deltaicas del Terciario contienen hasta 5 % en peso COT, pero generan poco o nada de petróleo porque la materia orgánica es del tipo adecuado para la generación de gas (*gas prone*), y no para generar hidrocarburos líquidos (Peter y Cassa, 1994).

Pirolisis Rock Eval

La pirolisis es un proceso donde una alícuota de muestra de roca pulverizada o de querógeno previamente aislado, es sometida a un calentamiento bajo condiciones de temperatura controlada y ausencia de oxígeno, durante cierto intervalo de tiempo. En la primera etapa del proceso, son liberados los compuestos libres contenidos en la roca, que pueden ser volatilizados sin craqueo del querógeno (equivalente S₁). En la segunda etapa, a una temperatura más elevada, son generados por craqueo térmico del querógeno los hidrocarburos adicionales, los cuales son una medida del potencial residual que tiene la roca (equivalente S₂). A estos compuestos se le suma la liberación de CO₂ proveniente de los compuestos orgánicos que contienen oxígeno en sus grupos funcionales.

Los compuestos liberados son integrados y registrados en un gráfico de tres picos denominados pirógrama. El área bajo la curva de los picos denominados S₁, S₂ y S₃, representan la concentración de los componentes producidos. El pico S₁, primera señal del pirógrama, constituye los hidrocarburos (bitumen) liberados térmicamente a 250 °C, a partir de un gramo de roca. La segunda señal (S₂) corresponde a los miligramos de hidrocarburos generados por craqueo pirolítico del querógeno (desde

205 °C hasta 550 °C) a partir de un gramo de roca. El tercer pico (S_3) representa los miligramos de CO_2 generados a partir de un gramo de roca, este CO_2 mide el contenido de oxígeno presente en la materia orgánica.

La temperatura a la cual es generada la máxima cantidad de hidrocarburos por el craqueo térmico del querógeno (tope del pico S_2) es también registrada y se denomina temperatura de máxima generación de hidrocarburos (T_{max}), su valor representa un índice del grado de madurez alcanzado por la materia orgánica (Espitalié et al., 1985).

A partir de los valores S_1 , S_2 y S_3 se calcula una serie de parámetros que han sido interpretados para definir la calidad y la madurez térmica de las rocas madres, así como también suministra información sobre la cantidad y el tipo de hidrocarburos generados por la roca prospectiva (Espitalié et al., 1985).

Parámetros claves de Pirólisis Rock Eval y COT

S_1 mide la cantidad de hidrocarburos libres que pueden ser volatilizado en la roca sin craqueo del querógeno (mg HC/g roca). S_1 aumenta con la madurez, a expensas de S_2 , y luego del pico máximo de generación, disminuye.

Las muestras que presenten altos valores de S_1 son el resultado de: 1) rocas madres potenciales o efectivas o 2) rocas que contienen petróleo migrado o están contaminados por aditivos de perforación. Las muestras que contienen petróleo migrado o aditivos de perforación, se distinguen fácilmente de las rocas generadoras por el índice de producción (IP) anormalmente alto, para su nivel de madurez térmica. Las muestras que no cumplan con los siguientes criterios (Tabla 1) se supone que son contaminados por aditivos de perforación o por crudo migrado:

- Si el $T_{máx}$ esta en el rango 390 - 435 °C, el IP debería ser $\leq 0,1$
- Si el $T_{máx}$ esta en el rango 436 - 445 °C, el IP debería ser $\leq 0,3$
- Si el $T_{máx}$ esta en el rango 445 - 460 °C, el IP debería ser $\leq 0,4$

Este criterio debe ser aplicado con precaución porque la relación entre $T_{\text{máx}}$ y el índice de producción (IP) varía con el tipo de querógeno (Peters y Cassa, 1994).

S_2 mide el rendimiento de hidrocarburos a partir del craqueo del querógeno (mg HC/g roca) y representa el potencial existente en la roca para generar petróleo. El parámetro S_2 es una medida más realista del potencial de una roca que el COT, debido a que la medida del COT puede incluir capas de carbones, que son incapaces de generar petróleo (Peters y Cassa, 1994).

Índice de Producción [$IP = S_1/(S_1+S_2)$] (mg HC/g roca) representa la tasa de generación de hidrocarburos por parte de la evolución térmica de la materia orgánica.

Índice de Hidrogeno [$IH = (S_2/COT)*100$] (mg HC/g COT) es proporcional a la cantidad de hidrógeno en el querógeno y por lo tanto indica el potencial de la roca para generar petróleo. La relación del índice de hidrógeno (IH) versus el índice de oxígeno (IO) es un indicador generalmente confiable para estimar el tipo de querógeno (Peters, 1986). El IH en un intervalo de roca se determina a partir de la pendiente de una línea de regresión en un gráfico de S_2 Versus COT. (Langford y Blanc-Valleron, 1990).

Índice de Oxígeno [$IO = (S_3/COT)*100$] (mg CO_2 /g COT) está relacionado con la cantidad de oxígeno en el querógeno (Peters y Cassa, 1994).

Temperatura máxima de pirólisis (T_{max}) corresponde a la temperatura máxima que alcanza el pico S_2 en la pirólisis Rock Eval. Es una medida que permite determinar la madurez térmica de la materia orgánica (Peters, 1986).

Índice del Potencial Petrolero [$SPI = S_1 + S_2$] (mg HC/g roca) se define como la cantidad de hidrocarburos (toneladas métricas) que se pueden generar en una columna de roca madre bajo un metro cuadrado de área de superficie (Demaison y Huizinga,

1994). Es un método simple para la clasificación de la productividad de una roca madre ya que integra tanto la riqueza orgánica, como el espesor de la roca (Peters y Cassa, 1994).

Tabla 1. Parámetros geoquímicos que describen: (a) Potencial Petrolífero (cantidad) de una roca madre inmadura; (b) Tipo de querógeno (cualitativo) y productos expulsados y (c) Madurez térmica (Peters y Cassa, 1994).

Potencial Petrolífero	COT (wt. %)	Rock Eval (mg/g roca)		Bitumen (ppm)	Hidrocarburos (ppm)
		S1 ^a	S2 ^b		
Pobre	0 - 0,5	0 - 0,5	0 - 2,5	< 500	< 300
Medio	0,5 - 1	0,5 - 1	2,5 - 5	500 - 1000	300 - 600
Bueno	1 a 2	1 a 2	5 a 10	1000 - 2000	600 - 1200
Muy bueno	2 a 4	2 a 4	10 a 20	2000 - 4000	1200 - 2400
Excelente	> 4	> 4	> 20	> 4000	> 2400
(a)					
Tipo de Querógeno	Índice de Hidrogeno (mg HC/g COT)	S ₂ /S ₃	Atomic H/C	Producto Expulsado ^c	
I	> 600	> 15	> 1,5	Petróleo	
II	300 - 600	10 a 15	1,2 - 1,5	Petróleo	
II/III	200 - 300	5 a 10	1,0 - 1,2	Petróleo y gas	
III	50 - 200	1 a 5	0,7 - 1,0	Gas	
IV	< 50	< 1	< 0,7	Nada	
(b)					
Estado de Madurez Térmica	Madurez			Generación	
	Ro (%)	T _{max} (°C)	TAI	Bitumen (mg/ g roca)	IP (S ₁ /S ₁ +S ₂)
Inmaduro	0,20 - 0,60	< 435	1,5 - 2,6	< 50	< 0,10
Madurez					
Temprana	0,60 - 0,65	435 - 445	2,6 - 2,7	50 - 100	0,10 - 0,15
Máxima	0,65 - 0,90	445 - 450	2,6 - 2,7	150 - 250	0,25 - 0,40
Tardía	0,90 - 1,35	450 - 470	2,9 - 3,3	-	> 0,40
Sobremaduro	> 1,35	> 470	> 3,3	-	-
(c)					

^aHidrocarburos libres presente en la roca; ^bhidrocarburos craqueados; ^cBasados en una roca térmicamente inmadura. Rangos aproximados. Ro, reflectancia de vitrinita; TAI, Índice de alteración térmica; T_{max}, máxima temperatura que alcanza el pico S₂; COT, carbono orgánico total.

Petrografía Orgánica

Índice de Alteración Térmica (IAT). Es una escala numérica basada en cambios de color inducidos térmicamente en las esporas y el polen. Varias escalas IAT se han

publicado. Una ventaja de IAT es que los mayores cambios de color se producen en la ventana de petróleo. Sin embargo, las mediciones de IAT son imprecisas porque la descripción de color es subjetiva, el espesor y tipo de palinomorfos afectan los resultados, y muchas muestras contienen pocos palinomorfos. Es un parámetro que debe ser usado en conjunto con otros indicadores de madurez (Peters y Cassa, 1994).

Reflectancia de Vitrinita (% Ro). Es uno de los métodos utilizados para medir la madurez térmica del querógeno presente en las rocas sedimentarias. El Ro está relacionado a la influencia térmica experimentada por el maceral vitrinita. Los valores de Ro promedio obtenidos de las medidas, se relacionan con los siguientes estados de generación de hidrocarburos (Tissot y Welte, 1984):

- $Ro < 0,5 - 0,7 \%$: estado de diagénesis, roca inmadura.
- $0,5 - 0,7 \% < Ro < 1,3 \%$: estado de catagénesis, zona de máxima generación de crudo.
- $1,3 \% < Ro < 2 \%$: estado de catagénesis, zona de generación de gas húmedo y condensados
- $Ro > 2 \%$ estado de metagénesis, zona de gas seco (CH_4)

El Ro aumenta durante la madurez térmica debido a reacciones complejas de aromatización. Los valores aproximados Ro, IAT, y Tmax han sido asignados para el inicio y final de la generación de petróleo (Tabla 1). Al graficar Ro versus la profundidad generalmente muestra una tendencia lineal (Dow, 1977). Esta relación puede ser usada para validar la existencia de fallas, intrusiones, cambios en el gradiente geotérmico y para estimar espesores erosionados. El Ro proporciona una información valiosa a la hora de calibrar modelos de cuencas.

Modelado de Cuencas

Las técnicas geoquímicas descritas en la sección anterior, son útiles para evaluar la profundidad y la madurez térmica actual de una roca madre específica, especialmente

cuando se combina con otros indicadores de madurez (biomarcadores). Sin embargo, no ofrece información de cuando comenzó la generación de petróleo, cuánto tiempo duró, ni a qué profundidad realmente ocurrió. El tiempo de generación de petróleo es particularmente importante en relación con la formación de estructuras, trampas estratigráficas y fallas que pudieran actuar como vías de migración. Tal información puede obtenerse mediante el modelado de la historia de una roca madre.

El Modelaje de Cuencas, consiste en un modelo matemático, que permite la simulación de procesos tales como la transferencia de calor, sedimentación, compactación, madurez de las rocas generadoras y la generación-expulsión-acumulación de hidrocarburos (Ungerer et al., 1990). El modelado numérico de cuencas sedimentarias ha llegado a convertirse en una herramienta poderosa para el entendimiento y establecimiento de la efectividad de éstos procesos en los sistemas petrolíferos (Rodríguez, 2000).

Para efectuar el modelado de cuenca en este estudio, se utilizó el modulo *TemisFlow* 2D® desarrollado por el Instituto Francés de Petróleo, para describir la efectividad de los procesos de degradación térmica del querógeno, generación, expulsión y acumulación de hidrocarburos.

Fundamentos teóricos del *TemisFlow*®

El modelado de Cuenca es el principal proceso de evaluación en áreas de exploración de la industria petrolera. Mediante la integración de diversos datos geológicos, geoquímicos y de ingeniería en un marco coherente, el *TemisFlow*® simula dinámicamente la evolución de una cuenca sedimentaria a través del tiempo geológico. La generación, migración, acumulación y entrapamiento de hidrocarburos contribuye a fondo la evaluación de un prospecto. El *TemisFlow*® es un modulo del *OpenFlow*®, programa de modelado 1D, 2D y 3D desarrollado por el Instituto Francés de Petróleo para trabajar en áreas tectónicamente estables que permite desarrollar modelados de cuenca en ambientes tectónicos simples a lo largo

de una línea vertical, un transecto o un mapa, permitiendo modelar individualmente diferentes bloques tectónicos superpuestos en un mismo punto de la cuenca. El modulo *TemisFlow*® permite reconstruir el soterramiento, madurez térmica, y los procesos de generación y expulsión de petróleo de aquellos elementos localizados a lo largo de una secuencia vertical (Guía del Usuario OpenFlow, 2014).

En este trabajo se utilizó específicamente el modelado 2D de un transecto. La metodología del *TemisFlow*® describe a un transecto como un mallado, con ubicación XY, que contiene toda la información necesaria para definir el modelo de cuenca en el presente y en el pasado. El modelo 2D es creado a través de varias secciones (Guía del usuario OpenFlow, 2014):

- *Modelo sedimentario*
- *Condiciones Térmicas*
- *Condiciones Laterales*
- *Condiciones del Basamento*

A continuación se detalla cada una de estas secciones que permiten llevar a cabo el modelado 2D.

Modelo Sedimentario

Es la primera fase del modelo sedimentario es el definir la geometría de la sección 2D, donde se describe la escala estratigráfica de acuerdo a los horizontes interpretados, las edades, profundidad, espesor y la presencia o no de superficies erosionadas (Figura 12). Asociado a la sección se encuentra una tabla de *descripción geológica actual (Present day geol. Description)* (Figura 13) donde se define, cada secuencia, la litología, los elementos del sistema petrolífero y las características de la roca madre propuesta (COT, IH original y tipo de querógeno). El *TemisFlow*® dispone de una librería de litología y de tipos de querógenos, sin embargo, es posible diseñar litologías y querógenos propios de la cuenca. Para definir el querógeno es

necesario especificar en primer lugar las rocas madres, luego se selecciona de la librería de querógenos el correspondiente a la roca madre propuesta. Este querógeno llevará a cabo un modelo cinético que se explicará en la siguiente sección. De esta manera queda definido el modelo sedimentario.

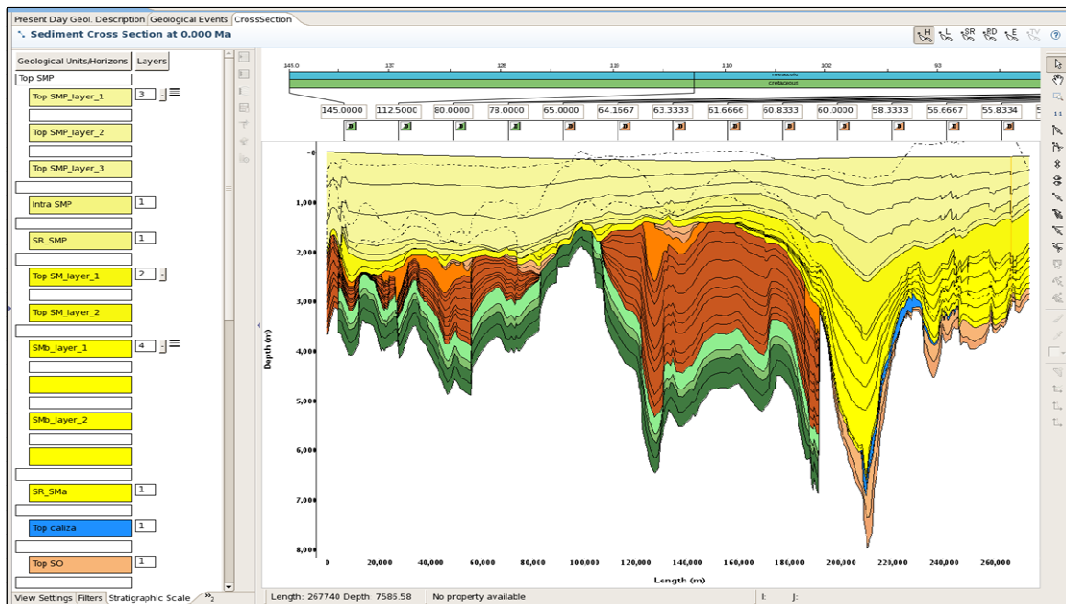


Figura 12. Geometría del Transecto 2D modelado

Modelo cinético

Debido a que la generación de hidrocarburos es una función que depende tanto de la temperatura como del tiempo, la mayoría de los hidrocarburos acumulados en las cuencas sedimentarias se generan debido a la degradación térmica del querógeno, como consecuencia del continuo soterramiento a través del tiempo en las rocas generadoras (Tissot y Welte, 1984). Dos parámetros, el potencial genético y la tasa de transformación (TR) son utilizados para caracterizar el proceso de transformación del querógeno a petróleo. El primero describe la cantidad de hidrocarburos que una roca madre puede generar y el último está definido como la relación entre la cantidad de petróleo generado y el potencial genético original (Rodríguez, 2000).

La conversión del querógeno a hidrocarburos, está ligada al calor y al tiempo por medio de relaciones cinéticas basadas en fórmulas clásicas de primer orden, el cual permite tomar en consideración la variedad de composición y los tipos de enlaces químicos presentes en el querógeno (Tissot, 1969; Tissot y Espitalié, 1975). Por lo tanto, es posible describir la degradación del querógeno a petróleo (craqueo primario) y la conversión de petróleo a gas y “coke” (craqueo secundario), así como también estimar la composición del petróleo generado. El concepto de modelado cinético requiere que la molécula del precursor (el querógeno) tenga que absorber cierta cantidad de energía cinética, para que los enlaces químicos se rompan para formar el producto (el petróleo).

Geological Units/Horiz	Layers	Horizon (TOP) (m)	Thickness (m)	Lithology	Petroleum System Element	HC Source	Initial TOC (%)	Initial HI (m*kg/m³)
Top SMP								
Top SMP_layer_1	3	Edited	Deduced	0.0 Top SMP_layer_1I	Overburden			
Top SMP_layer_2		Defined	Deduced	2.6599 Top SMP_layer_2	Overburden			
Top SMP_layer_3		Edited	Deduced	5.3332 Top SMP_layer_3	Overburden			
Intra SMP	1	Edited	Deduced	11.3 Intra SMP Trans	Seal Rock			
SR_SMP	1	Edited	Edited	12.0 SR_SMP Transsect	Source Rock	12.0 SR_SMP Transsect3B J-I	2.0	
Top SM_layer_1	2	Edited	Deduced	14.0 Top SM_layer_1I	Seal Rock			
Top SM_layer_2		Defined	120	15.0 Top SM_layer_2I	Source Rock	2	1.3	
SM_layer_1	4	Edited	Deduced	16.0 SM_layer_1 Tran	Seal Rock			
		Defined	Deduced	17.0 Unit TranssectoB	Seal Rock			
SM_layer_2		Defined	Deduced	18.0 SM_layer_2 Tra	Seal Rock			
		Defined	Deduced	19.0 Unit TranssectoB	Seal Rock			
SR_SMA	1	Edited	Edited	20.0 SR_SMA Transsect	Source Rock	20.0 SR_SMA Transsecto1E_refi	1.3	
Top caliza	1	Edited	Deduced	21.5 Top caliza Trans	Reservoir Rock			
Top SO	1	Edited	Deduced	26.5 Top SO Transsect	Seal Rock			
Oligoceno	1	Edited	Deduced	28.0 Oligoceno Trans	None			

Figura 13. Tabla de descripción geológica actual para el transecto 2D

Para el modelo cinético, los programas computarizados de Modelaje de Cuencas, como el *TemisFlow*®, necesitan información geológica necesaria para resolver, al final, la siguiente ecuación:

$$(1) \frac{-dx}{dt} = X * A * e^{-Ea/RT}$$

Donde X es la cantidad de querógeno inicial, t el tiempo geológico, A la constante absoluta de velocidad de reacción (factor de frecuencia), E_a la energía de activación, R es la constante universal de los gases (8,3143 J/K mol) y T la temperatura.

Esta ecuación diferencial (1) calcula la cantidad de petróleo dx generado en cada uno de los incrementos de tiempo dt , para cada una de las rocas madres que se han sido indicadas en la cuenca. Las cantidades generadas en cada espacio de tiempo dt , son así substraídas de la cantidad de querógeno presente inicialmente en una roca madre (X) y son sumadas progresivamente para construir la medida de petróleo generado en la zona del modelado después de cada espacio de tiempo.

La cantidad y composición de los hidrocarburos generados dependen entonces de la naturaleza del querógeno y de su historia térmica (Tissot y Welte, 1984).

El proceso de expulsión de hidrocarburos desde las rocas generadoras (migración primaria) está básicamente controlado por el aumento de la presión, debido a su progresiva compactación y expansión volumétrica causada por la generación de petróleo (Tissot y Welte, 1984; Ungerer et al., 1988). La saturación es la fracción de volumen de poro en la roca generadora que es ocupada por petróleo. La premisa básica de este modelo empírico es que la expulsión comienza cuando la cantidad de petróleo generado alcanza un límite de saturación mínimo (*threshold saturation*). A partir de este punto, el petróleo en exceso puede ser expulsado, mientras que el petróleo remanente permanece en la roca generadora.

El modelo de saturación, aunque muy simple, permite buenas estimaciones de los tiempos de generación y expulsión de hidrocarburos, así como la eficiencia de expulsión y las tasas de transformación de las rocas generadoras (Rodríguez, 2000).

Condiciones térmicas

La historia térmica de una cuenca representa las temperaturas a las que han sido sometidos los sedimentos durante el transcurso de su soterramiento. Debido a la dificultad en obtener la evolución de estas temperaturas a lo largo de la historia geológica, la reconstrucción de la historia térmica es uno de los procesos más críticos en el modelado de generación y expulsión de hidrocarburos. La historia térmica se puede representar por una curva de variación de flujo de calor en el tiempo, en la cual se reflejará el efecto térmico producto de la sucesión de eventos geológicos significativos de una determinada región, tales como la divergencia y/o convergencia de placas (Hernández, 2001).

Para poder calcular o estimar la evolución térmica de una zona, es de vital importancia contar con los indicadores paleo-termales o contar con el flujo de calor actual, el cual es calculado a partir de las temperaturas de fondo de pozo (BHT) disponibles. Además de esto, es necesario considerar todos aquellos eventos geológicos que de alguna manera pudieron afectar el paleo-flujo de calor (Hernández, 2001). Por otro lado, deben ser consideradas las condiciones térmicas en la base y en el tope de las columnas sedimentarias de los pozos a modelar. La *condición límite en la base* está determinada por la entrada del flujo de calor desde el basamento (corteza y manto superior), el cual controla el calor dentro de la cuenca y el *límite superior* por las temperaturas que prevalecen en la superficie de la tierra (Yalcin et al., 1997).

Estimadas las condiciones térmicas en el tope y en la base de las columnas sedimentarias en función del tiempo y el espacio, se debe conocer cómo cambian las temperaturas de los sedimentos a través de la cuenca. En este sentido Sclater y Christie (1980) proponen la siguiente ecuación:

$$(2) T(z, t) = T_s + \int_0^z \frac{F(t)}{Ks(z, t)} dz$$

Siendo $F(t)$ el flujo de calor, $K_s(z,t)$ la conductividad térmica de los sedimentos como una función del tiempo y profundidad; $T_s(z=0, t)$ la temperatura de superficie, y $T(z,t)$ representaría las paleo-temperaturas a calcular a cualquier profundidad.

El flujo de calor (F), representa la cantidad de calor por unidad de tiempo y de superficie que atraviesa la interface sólida de la tierra, y es expresado por la Ley de Fourier,

$$(3) F = -K \left(\frac{dT}{dz} \right)$$

Siendo K la conductividad térmica y (dT/dz) el gradiente geotérmico.

Estimación del flujo de calor (límite base)

La Cuenca del Golfo de Venezuela ha sido definida con dos provincias tectónicas. La provincia suroccidental es asociada a la historia de la cuenca de Maracaibo, es decir, un tipo de cuenca “*foreland*” que ha sido sobrepuesto sobre un margen pasivo Mesozoico-Paleógeno, y este último a su vez sobrepuesto a una fase Rift del Jurásico Tardío. Mientras que la provincia nororiental, donde se ubica el Campo Cardón IV, es asociado a una cuenca tipo “*Back-arc*” producto a la migración del Arco Caribeño Mesozoico y de la subducción del proto-Caribe por debajo del arco, sobrepuesto sobre un basamento Pérmico. Entonces es lógico pensar que las historias de flujo de calor asociadas a las diferentes fases tectónicas cambiaron a través del tiempo geológico. En este orden de ideas, para la provincia suroccidental, se sugiere, un modelo básico de extensión litósferica (fase Rift), seguido por un enfriamiento (subsistencia térmica), como punto de partida para el análisis de flujo de calor y de la subsistencia del margen pasivo. Mientras que para la cuenca nororiental, un modelo podría ser el considerar una historia similar a la zona suroccidental hasta finales del Oligoceno, donde comienza la subducción de la placa Caribe por debajo de la placa suramericana formando cuencas profundas y alargadas como la del Surco de Urumaco.

Cada evento ocurrido a lo largo de la evolución de la Cuenca Golfo de Venezuela tiene un valor en el flujo de calor determinado, mientras que el flujo de calor actual es calculado a partir de las temperaturas de fondo de pozo (BHT). En el capítulo de metodología se explica la historia de flujo de calor utilizado para llevar a cabo el modelaje.

Otros factores que afectan el flujo de calor

Además de la historia de flujo de calor estimada para el manto superior y corteza, existen otros factores que podrían afectar la historia térmica de las cuencas sedimentarias y está relacionado a la generación de calor radiogénico producido por los minerales radioactivos (uranio, torio y potasio), que están presentes en bajas concentraciones en la mayoría de los sedimentos. En el caso del calor radiogénico, Yalcin et al., (1997) establecen que la generación de calor radioactivo debe ser considerado para efectos del modelado cuando las cuencas son suficientemente profundas (> 5 Km), cuando se tienen litologías predominantemente de clásticos finos y cuando el relleno de la cuenca es más antiguo que 10 Ma.

Condiciones Laterales

Las condiciones laterales están controladas por dos factores, la presión y la temperatura. En las *condiciones de presión*, se define la evolución de los límites de presión a través del tiempo y a lo largo de las diferentes capas del modelo. Los diferentes tipos de presión que pueden ser aplicados al modelo son:

Sin permeabilidad (No flux), que corresponde a un límite con cero permeabilidades.

Hidrostatica (Hydrostatic), que permite la configuración de la cuenca a los límites de la presión hidrostática. En este caso, la profundidad de la secuencia y la densidad del agua son elementos tomados en cuenta a la hora de la simulación.

Cabezal de pozo (Well Head), permite incluir una altura en la columna de agua a partir del cual se calcula la presión hidrostática en el límite de la cuenca. Esta condición es interesante cuando se trata de una zona con alto relieve.

Presión (Pressure), permite directamente la definición de un valor constante para la presión en el límite de la cuenca.

Sobrepresión (Overpressure), permite la definición de un valor de sobrepresión que se añade a la presión hidrostática normal en el límite de la cuenca.

En cuanto a las condiciones de temperatura, de igual manera el modelo permite describir la evolución de la temperatura a través del tiempo y en las diferentes secuencias estratigráficas. Las diferentes condiciones de temperatura que se pueden aplicar al modelo son los siguientes:

Sin efecto térmico (No Flux), que corresponde a un límite sin conductividad térmica.

Temperatura (Temperature), la cual le permite definir directamente un valor constante para la temperatura en el límite de la cuenca.

Condiciones del Basamento

Esta sección puede ser la parte más compleja del modelo puesto que no siempre se dispone de información acerca del basamento de una cuenca, es por ello que la mayoría de las veces se toma de los datos que dispone el programa, los parámetros requeridos para simplificar el modelo. Sin embargo, es importante conocer cuáles son estos parámetros que definen las condiciones del basamento y que influyen en un estudio de modelado.

En esta sección, se define las condiciones térmicas avanzadas del basamento en función de la geometría y la litología al presente. También permite definir la evolución del basamento a través del tiempo e incorporar eventos del pasado tales

como ruptura de márgenes (*rifting*) y cambios de litologías en función de su aplicabilidad en el contexto geológico.

En el caso de eventos de ruptura (*rifting*), el modelo permite describir dos parámetros, respectivamente llamados perfil de adelgazamiento de la corteza y perfil de adelgazamiento térmico.

Adelgazamiento de la Corteza (factor beta), describe la evolución del valor $\beta(x)$ a lo largo del eje x, y se define como sigue:

$$(4) \beta(x) = \frac{hctb(x)}{hcte(x)}$$

Donde $hctb(x)$ es el espesor de la corteza (hc = corteza superior + inferior) en el inicio del *rifting* (tb) en la abscisa x; y $hcte(x)$ es el espesor de la corteza (hc) al final del *rifting* (te) en la abscisa x.

Estos parámetros se infieren de acuerdo a la geometría de la corteza, al principio de la ruptura (*rifting*), y son definidos por el usuario de acuerdo al conocimiento que disponga de la cuenca.

Adelgazamiento Térmico ($bth(x)$), describe cómo las isotermas son variables en el manto durante el período de ruptura (*rifting*). Durante un evento de *rifting*, la parte superior del manto se adelgaza, pero en el mismo tiempo algo de material se obtiene de la parte inferior del manto, como resultado, el límite inferior del basamento térmico no es modificado por el *rifting*. Por lo tanto, el adelgazamiento térmico no puede ser definido por la geometría de la capa inferior antes y después del *rifting*. Hablando estrictamente, el adelgazamiento térmico es derivado de la velocidad de flujo del manto fundido a través del límite inferior del modelo del basamento ($V(x)$). La relación entre el adelgazamiento térmico y de la corteza es:

$$(5) V(x) = \frac{(httb(x) - hctb(x)) * \ln(bth(x)) + hctb(x) * \ln(bc(x))}{te - tb}$$

Donde $httb(x)$ es el espesor total del basamento al inicio del Rift (tb) en la abscisa x ; $hctb(x)$ es el espesor total de la corteza al inicio del Rift (tb) en la abscisa x ; $bth(x)$ es el factor de adelgazamiento térmico en la abscisa x ; $bc(x)$ es el factor de adelgazamiento de la corteza en la abscisa x ; y $te - tb$ es la duración en tiempo, del evento rifting.

Con *TemisFlow*[®], dos soluciones son posibles a la hora de definir este parámetro: 1) Si el *rifting* es homogéneo (por defecto), el adelgazamiento térmico es el mismo que el adelgazamiento de la corteza., 2) Si el *rifting* no es homogéneo, entonces el adelgazamiento térmico debe ser definido explícitamente por el usuario.

En cuanto a la litología del basamento, es una versión simplificada de la litología sedimentaria. Las litologías del basamento son definidas de acuerdo a sus propiedades térmicas: conductividad térmica, coeficientes de anisotropía, capacidad calórica y producción de calor radiogénico. Solo algunas capas, dependiendo de su litología, contribuirán o no con el flujo de calor radiogénico.

CAPITULO V

METODOLOGIA

Para el desarrollo de este proyecto se establecieron lineamientos, que incluyeron dos etapas generales, las cuales se muestran en la Figura 14. La primera etapa, consistió en la revisión y creación de la base de datos de análisis de rocas de los pozos a estudiar, con el objetivo de definir la presencia de intervalos productores de hidrocarburos. La segunda etapa, correspondió en la creación del modelo geológico que permitió llevar a cabo la simulación de madurez y generación de los intervalos definidos en la primera etapa.

Revisión Bibliográfica

Esta primera fase permitió comprender el marco geológico regional y local de la zona de estudio. Así como también permitió, a través de la búsqueda de trabajos previos, conocer y recopilar la información necesaria para construir una base de datos, tanto de geoquímica de rocas como de información geológica necesaria para llevar a cabo el modelado de cuenca.

Base de datos geoquímicos de roca

Este proyecto se basó en campañas de muestreo y de análisis de caracterización geoquímica realizada en el Golfo de Venezuela por parte de PDVSA-Intevep, de donde se obtuvo la información de 9 pozos del área (Figura 15), de los cuales fueron analizadas químicamente 574 muestras de rocas (núcleo, canal y tapón). Entre los análisis recopilados se incluyen: pirólisis de Rock Eval y petrográfica orgánica. Adicionalmente se contó con análisis de extracciones en secuencias del pozo Tuna-1X, dentro de éstos análisis de extracción se tienen: composición SARA, cromatografía de gases (CG) en la fracción de hidrocarburos saturados C₁₅₊ y cromatografía de gases acoplado a masas (GC-MS) en la fracción de hidrocarburos saturados para la identificación de los biomarcadores.

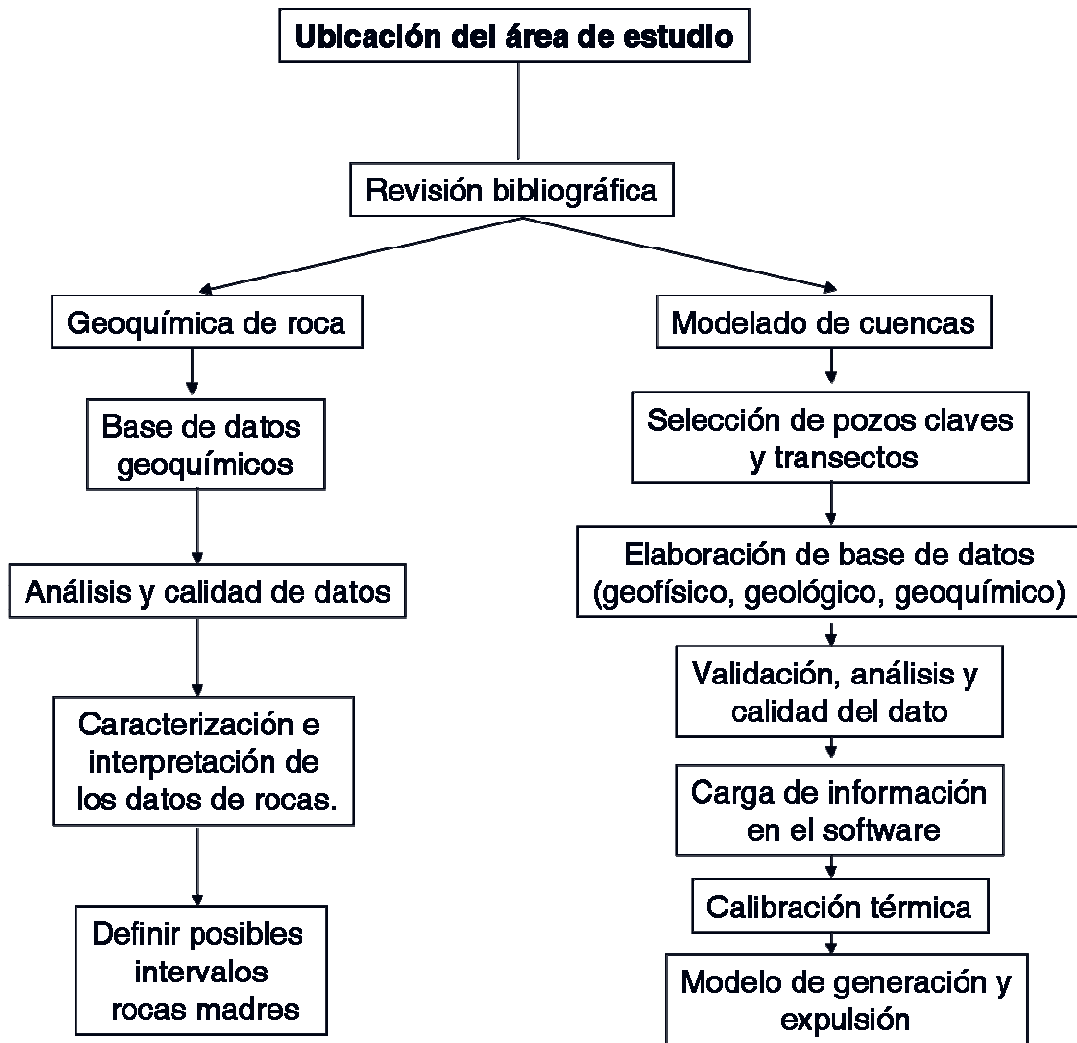


Figura 14. Esquema de la metodología

Las técnicas y procedimientos analíticos estandarizados, seguidos para el análisis, corresponden a los aplicados en los laboratorios de Geoquímica Orgánica y Petrografía Orgánica de PDVSA Intevep. A continuación se resumen la metodología experimental seguida para cada análisis.

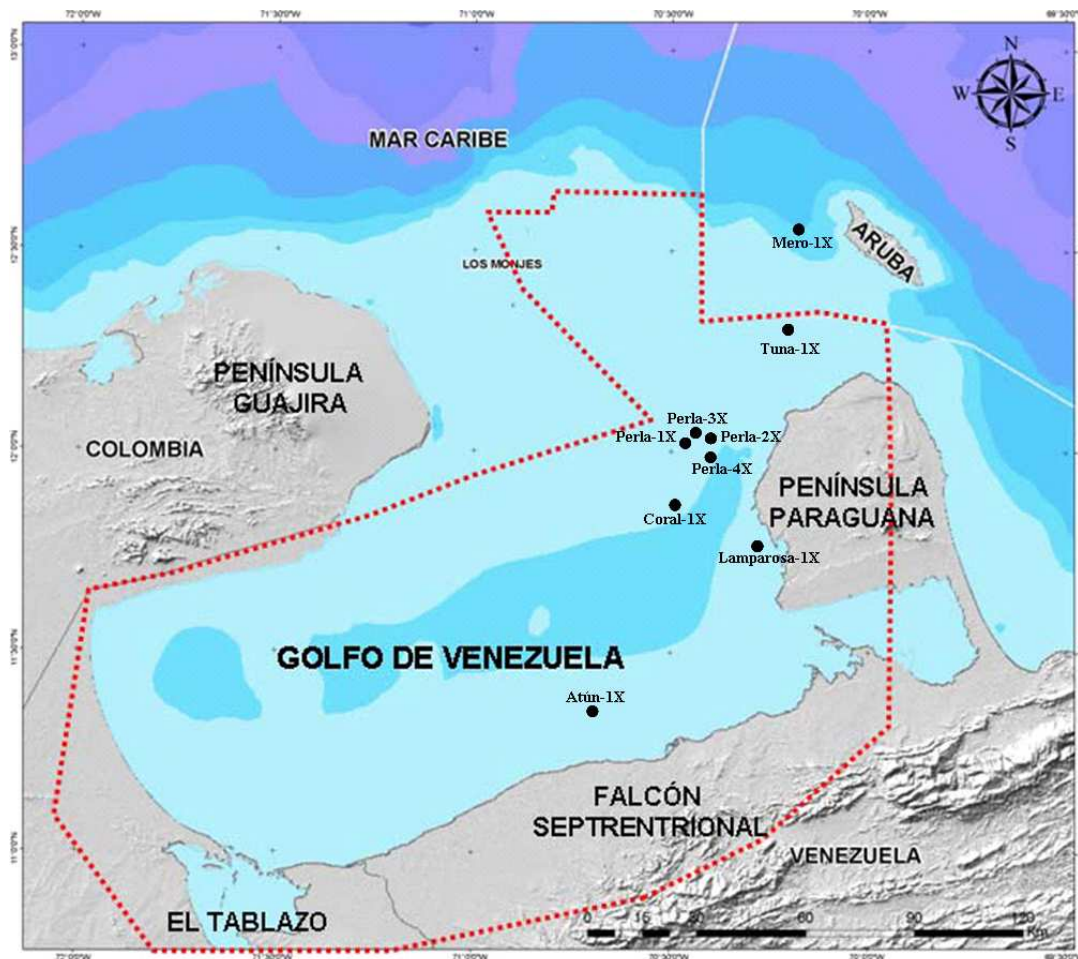


Figura 15. Ubicación geográfica de los pozos a estudiar con análisis geoquímicos de rocas

Análisis de laboratorio

Análisis de Pirólisis Rock Eval 6

Se analizaron 574 muestras de 9 pozos, con la finalidad de obtener información en cuanto a la concentración de carbono orgánico total (COT % m/m), además de un conjunto de parámetros de pirólisis que permitieron evaluar la madurez y la calidad de la materia orgánica, contenida en las rocas analizadas. Para estos análisis, las muestras fueron trituradas y lavadas con agua para eliminar el lodo de perforación en el caso de los núcleos y/o ripios. Luego se secaron en una plancha a no más de 50 °C. Posteriormente las muestra fueron pulverizadas y tamizadas, seguidamente, se tomó

una pequeña porción de cada muestra (entre 70 y 100 mg) para ser tratada mediante el procedimiento de pirólisis abierta, según Behar et al., (2001) y Lafargue et al., (1998), utilizando un equipo Rock Eval 6.

Análisis de Petrografía Orgánica

Para petrografía orgánica se evaluaron un conjunto de muestras con la finalidad de establecer la madurez, medida en términos de reflectancia de vitrinita y poder obtener una descripción visual del tipo de materia orgánica.

Inicialmente en la preparación de las muestras, éstas fueron sometidas al ataque consecutivo de HCl y HF para obtener los residuos orgánicos (querógeno) y separarlas de la matriz mineral. El querógeno aislado, fue montado en tacos de resinas epoxi y en láminas de tipo palinológicos. Los tacos desbastados, pulidos, secados y medidos en un microscopio Marca Leíca modelo DM4500P provisto de un fotómetro de alta resolución marca TIDAS previamente calibrado con un estándar de 0,586 de reflectancia y con un objetivo de 50X de magnificación bajo luz blanca incidente. Las láminas fueron evaluadas visualmente con el mismo equipo con luz blanca transmitida y Epí fluorescencia.

A partir de los resultados de éstos análisis se llevo a cabo la caracterización geoquímica de las rocas y se determinó en función de cantidad, madurez y calidad de la materia orgánica los posibles intervalos potenciales para la generación de hidrocarburos. Adicionalmente se contó con los análisis de la extracción de materia orgánica en el pozo Tuna-1X. A continuación se detallan los análisis realizados en el bitumen.

Extracción Orgánica

La extracción orgánica, consiste en separar la fracción de la materia orgánica extraíble en las muestras de rocas; esto se realiza a través del uso de solventes

orgánicos lipídicos (diclorometano, cloroformo). En este caso después de disgregadas y homogeneizadas las muestras, se les aplicó el siguiente procedimiento:

Se pesaron entre 1 - 2 gramos de muestra en un dedal de celulosa, el cual se colocó en un equipo soxhlet, en el balón se colocaron 350 mL de diclorometano, y se mantuvo en reflujo durante 24 horas. Posteriormente se elimina el solvente en un rotaevaporador, se transfirió al vial, se dejó evaporar el solvente a temperatura ambiente, y luego la muestra líquida contenida en el balón se extrajo cuantitativamente.

Determinación de la composición SARA

La composición SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos) se determinó utilizando un equipo HPLC WATERS provisto de un controlador 600, un detector rotatable de absorbancia 486 nm y un refractómetro diferencial 410.

Una vez separados los asfáltenos, se separó la fracción de maltenos en sus componentes principales: saturados, aromáticos y resinas. Para esto se pesó 100 mg de muestra, que fue disuelta en *n*-hexano, y posterior a la verificación de las condiciones del equipo de HPLC, fue inyectada. La misma, pasa por una pre-columna donde quedaron adsorbidas las resinas. La muestra pasa por una columna de gel de sílice 60-200 mesh de 90 cm de largo. El equipo está programado para que a los 8 minutos comience la separación de los hidrocarburos saturados y a los 18 minutos comience a separarse la fracción de aromáticos.

Para extraer las resinas de la pre-columna se utilizó una mezcla diclorometano (80%), metanol (10%), acetona (10%). Posteriormente, se procedió a evaporar los solventes de las tres fracciones para realizar su cuantificación.

Cromatografía de gases, fracción saturada C15+

Para este análisis una fracción de hidrocarburos saturados fue pesada y diluida en disulfuro de carbono (CS₂) en una relación de 1,0mL de CS₂/80 mg de muestra. Posteriormente, se colocó en el inyector automático del cromatógrafo modelo HP-6890, 0,2 L de la solución para su análisis. La columna posee dimensiones de 12 m x 200 µm, con una película de 0,33 µm de espesor. La fase estacionaria es de metilsilicona. El Helio fue utilizado como gas de arrastre, inyectado a una presión de 20 psi con un flujo de 30 mL/min. El detector que posee este equipo es de ionización a la llama (FID), manteniéndose a una temperatura de 360 °C, con un flujo de H₂ a 45 mL/min y de aire a 450 mL/min.

A medida que los compuestos emergen de la columna en el detector FID se produce una señal directamente proporcional a la concentración en la muestra. La identificación de las señales se lleva a cabo por comparación de los tiempos de retención de los patrones utilizados. El integrador acoplado al FID proporciona los valores de las áreas bajo los picos, las cuales son utilizadas en su cuantificación.

Análisis de biomarcadores en las fracciones de hidrocarburos saturados por CG-EM

Las fracciones de hidrocarburos saturados fueron analizadas por cromatografía de gases acoplado a un equipo de espectrometría de masas. Se utilizó un equipo HP modelo 6890, con un detector selectivo de masas HP-5973 cuádruplo MSD.

Los análisis de los biomarcadores saturados por CG-EM fueron realizados en una columna de DB-1 (60 m x 0,32 mm x 0,25 µm). La temperatura inicial del horno fue de 160°C con una velocidad de calentamiento de 3 °C/min. La presión de inyección del flujo del gas de arrastre (helio 99,95 % pureza) fue de 16 psi.

Modelado de cuencas

El modelado de cuencas, consiste en un modelo matemático, que permite la simulación de procesos tales como la transferencia de calor, sedimentación, compactación, madurez de las rocas generadoras y la generación-expulsión-acumulación de hidrocarburos (Ungerer et al., 1990). El modelado numérico de cuencas sedimentarias ha llegado a convertirse en una herramienta poderosa para el entendimiento de estos procesos y para el establecimiento de la efectividad de ellos en los sistemas petrolíferos.

En este estudio, se utilizó el software OpenFlow 2D desarrollado por el Instituto Francés de Petróleo, para describir la efectividad de los procesos de madurez térmica, generación, expulsión y acumulación de hidrocarburos. Se detallan a continuación las etapas (Figura 16) que permitió llevar a cabo el modelado de cuencas.

Búsqueda de información

Esta primera etapa constituyó parte fundamental del trabajo dado que permitió comprender el marco geológico regional y local de la zona de estudio, así como, a través de la búsqueda de trabajos previos en el área, conocer y recopilar la información existente en la Cuenca del Golfo de Venezuela.

Selección de pozos claves y transectos a modelar

Para la realización del modelado se seleccionó 1 transecto y 3 pozos. La selección del transecto fue hecha en base a zonas de interés, es decir, entre los transectos donde se visualizó la posible existencia de estructuras para la acumulación de hidrocarburos y/o aquellos transectos que estuviesen en zonas donde la roca madre se encuentre activa (posible cocina). Complementariamente, se seleccionó aquellos transectos que dispusieran de pozos cercanos con información litológica, térmica y geoquímica para calibrar el modelo.

Recopilación de los datos de entrada para el programa OpenFlow

Esta etapa permite construir la base de datos sobre el cual se efectuó tanto el modelo cinético como térmico. Estos datos se encuentran en una serie de documentos internos tales como, informes técnicos, proyectos realizados en el área de estudio y carpetas de pozos (Meléndez et al., 2009; Pérez et al., 2010; Pirela et al., 2010; Pérez et al., 2011; Pérez et al., 2012; Pérez et al., 2013; Arends et al., 2014). En estos documentos se encuentra información esencial para el modelado, como datos de madurez de las rocas, el contenido de carbono orgánico total, las edades absolutas y relativas de las secuencias, datos geoquímicos de pirólisis Rock Eval, temperaturas, flujos de calor, litologías, espesores, entre otros. En la Figura 16 se presenta la información necesaria para llevar a cabo el modelado.

Síntesis de la historia geológica

La determinación de los eventos geológicos del área se realizó principalmente a partir de la información sísmica (transecto sísmico), donde se identificaron los topes secuenciales, las estructuras presentes (posibles trampas), los espesores efectivos y/o erosionados. Las edades de cada una de las secuencias fue determinada a partir del estudio bioestratigráfico, donde cada una fue datada según el contenido fosilífero presente en las rocas.

Síntesis de información petrofísica y sedimentológica

La litología y sus porcentajes presentes en cada secuencias se determinó a partir de el estudio de registros eléctricos de GR (gamma-ray), SP (potencial espontáneo) y ILD (resistividad eléctrica). La interpretación de estos registros se realizó de manera general, mediante la identificación de una línea base de lutitas y arenas, dependiendo de si la señal es por encima o por debajo de esta línea base corresponderán a un tipo de litología. Según del registro eléctrico que se elija (GR, SP, ILD) se obtendrán diferentes respuestas, pero en general éstos permiten la diferenciación entre litologías arenosas, lutíticas y carbones.

Síntesis de información geoquímica

En cuanto la información geoquímica, se obtuvo a partir de análisis de muestras de rocas realizadas durante la perforación de los pozos (rocas de subsuelo), las cuales permitió determinar el contenido de carbono orgánico total (COT), la madurez térmica (%Ro, T_{máx.}) y el tipo de materia orgánica.

Una vez obtenido la información necesaria para la realización del modelado, se procedió a incorporarla dentro del programa (*OpenFlow*), comenzando con los datos estratigráficos, geoquímicos y sedimentológicos de los pozos y del transecto seleccionado.

Calibración del modelo con datos de BHT y %Ro

Este proceso permitió minimizar las diferencias entre los valores medidos (datos reales) y los valores calculados por el modelo, sin perder en ningún momento conexión con la realidad geológica. El proceso de calibración consistió en interaccionar con el modelo hasta obtener el mejor resultado, de tal manera que los datos medidos y los datos calculados deben ser similares o iguales. Esto es fundamental para completar el modelado de la cuenca.

El uso de varios parámetros de calibración es lo ideal para de manera más coherente calibrar la historia térmica. Sin embargo, diversos autores han enfatizado que la combinación de dos juegos independientes de parámetros de calibración, por ejemplo, uno derivado de los índices de madurez y otro de la geotermometría, son necesarios para la reconstrucción de una historia confiable de temperatura (Rodríguez, 2000). En este sentido se utilizó datos de reflectancia de vitrinita y temperaturas de fondo de pozo (BHT) de 3 pozos ubicados en el área para obtener los ajustes entre los parámetros calculados y los medidos.

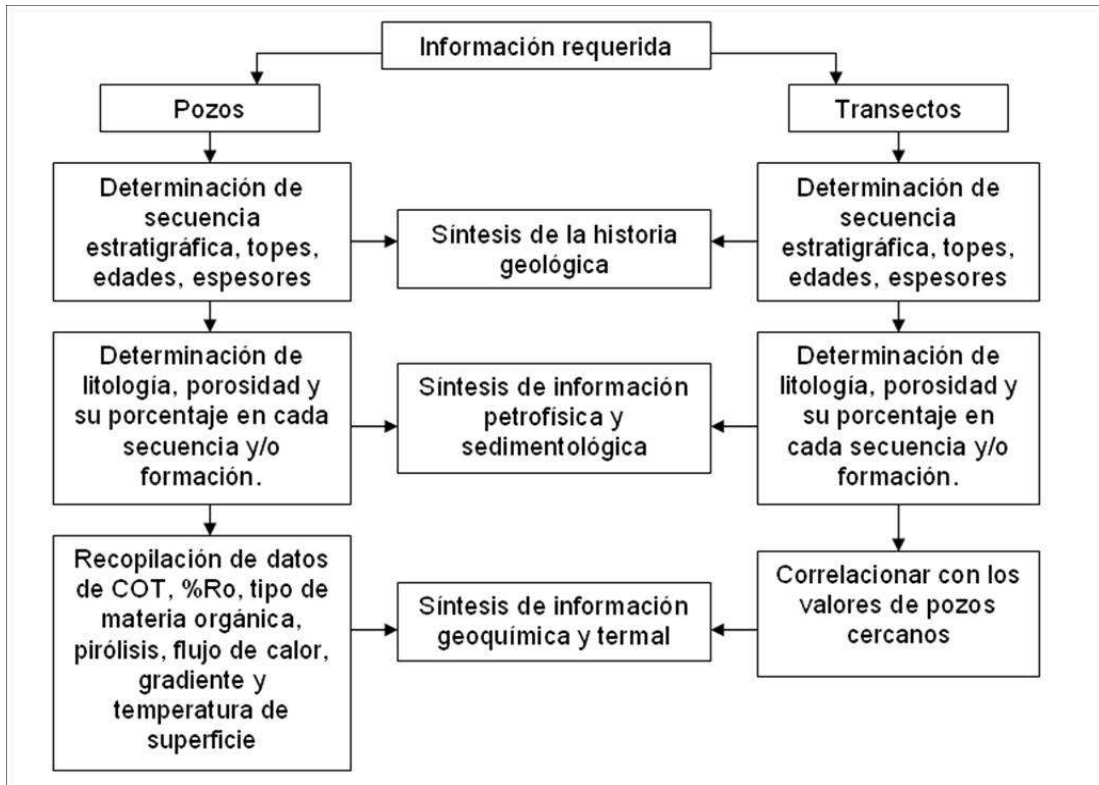


Figura 16. Datos de entrada para la construcción del modelo geológico

Modelo de madurez, generación y expulsión

El modelado 2D se efectuó mediante la aplicación de la plataforma *OpenFlow* en 1 transecto, mientras que el 1D se llevo a cabo en 5 puntos virtuales a lo largo de un transecto, con el software *Genex*, con la finalidad de determinar la madurez de las posibles rocas generadoras y la edad de generación y expulsión de hidrocarburos. Asimismo, se estimo la sincronización entre el tiempo de formación de la trampa con el de la expulsión de hidrocarburos.

Consideraciones del Modelado

La evaluación geoquímica de rocas realizada en el presente estudio, permitió determinar la presencia de al menos tres intervalos como posibles rocas madres del Neógeno, la secuencia SMa, SMc y SMP. Para los efectos del modelado se

consideraron estos intervalos como rocas madres. La secuencia SMA de edad Mioceno Temprano, es la equivalente a la Formación Agua Clara en la Cuenca de Falcón, mientras que SMC de edad Mioceno Medio es equivalente a la Formación Socorro. Para la roca madre SMA, SMC y SMP se consideró un querógeno compuesto de 50 % tipo II y 50 % tipo III, y un valor en contenido de COT de 1,20 % para SMA y SMC, mientras que para la secuencia SMP un contenido de COT de 2 %. El espesor efectivo fue de 120 metros para las tres rocas.

La roca yacimiento considerada para el modelaje es la correspondiente a la “Caliza del Perla” que es el yacimiento por excelencia del Campo Cardón IV. Este yacimiento es de edad Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano. De acuerdo a los análisis petrofísicos, las porosidades de ésta roca varía de 18 a 22 %, y es de muy buena calidad según Arends et al., 2014.

La roca sello considerada para el modelado pertenece a las lutitas de las secuencias SMA, SMB y SMC de edad Mioceno Temprano a Mioceno Tardío, la cual constituye el sello principal de las acumulaciones de hidrocarburos ubicadas en el subsuelo del Campo Cardón IV.

CAPITULO VI

PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Evaluación de rocas para su potencialidad de generación de hidrocarburos

Para identificar las posibles rocas madres en el Golfo de Venezuela se consideraron 6 tectonosecuencias estratigráficas del Neógeno, que fueron perforadas en los 9 pozos del área. En esta sección se presenta los resultados y la discusión correspondiente a los análisis geoquímicos recopilados sobre estas muestras de rocas. En la Tabla 2 se encuentra el número, tipo de muestra y los análisis que se disponen para cada pozo.

Tabla 2. Inventario de análisis existente en los pozos del Golfo de Venezuela

Pozo	Nº de muestras	Tipo de muestra	Laboratorio	COT (%)	Pirólisis Rock Eval	Ro (%)
Atún-1X	62	Canal y Pared	Wheatherford	X	X	X
		Canal	Intevep	X	X	X
		Canal	Universidad de Oklahoma	X	X	X
Coral-1X	32	Canal	Intevep	X	X	X
Lam-1X	16	Ripios	Intevep	X	X	
Perla-1X	275	Ripios	ENI - GEBA	X	X	X
			Intevep	X	X	X
Perla-2X	48	Núcleo y Ripios	Intevep	X	X	
Perla-3X	48	Ripios	Intevep	X	X	
Perla-4X	19	Ripios	Intevep	X	X	
Tuna-1X	21	Canal	Intevep	X	X	X
			Universidad de Oklahoma	X	X	X
Mero-1X	53	Ripios	Intevep	X	X	X

Los parámetros utilizados para evaluar la capacidad de generación de hidrocarburos en las secuencias estudiadas son: 1) la concentración de carbono orgánico total (% COT); 2) la calidad de materia orgánica expresada en función del tipo de querógeno, determinado a partir del pico S₂ medido por pirólisis Rock Eval y 3) el grado de madurez térmica alcanzado por la materia orgánica determinada mediante la reflectancia de vitrinita (% Ro) y la temperatura máxima de pirólisis (Tmax). Estos

parámetros se muestran en la Tabla 1. La discusión de los resultados se desarrolla en función de las tectonosecuencias analizada de tercer orden, interpretadas en el área de estudio, cada secuencia puede incluir una o varias formaciones estratigráficas tal como se muestra en la Figura 17.

Concentración de Carbono Orgánico Total (% COT)

El COT actual de las secuencias estudiadas se muestra en la Tabla 3. Los resultados para la secuencia *SMP* en los pozos Perla-1X, Coral-1X, Mero-1X, Tuna-1X y Atún-1X se encuentra entre 1,15 a 2,10 %, valores relacionado a un potencial bueno a muy bueno para la generación de hidrocarburos; mientras que para los pozos Perla-2X y Lam-1X, el COT es entre 0,66 y 0,99 %, presentando un menor potencial de generación.

La secuencia *SMc* presenta concentraciones de COT entre 1,11 y 1,70 % en los pozos Perla-1X, Mero-1X y Tuna-1X, indicando un buen potencial para la generación de hidrocarburos; en el resto de los pozos esta secuencia presenta un potencial medio con valores < 1 % COT. Por su parte la secuencia *SMa* presenta buen potencial con valores de COT entre 0,95 a 1,73 %, en los pozos Perla-1X, Perla-2X, Perla-3X, Mero-1X y Tuna-1X, mientras que en los pozos Coral-1X, Perla-4X y el Lam-1X, el potencial determinado es medio, debido a que sus concentraciones de COT están en el rango de 0,55 y 0,80 %. La secuencia *SMB*, *SMa_Caliza* y *SO* presentan a nivel regional, de acuerdo a los resultados de los pozos, un potencial de pobre a medio para la generación de hidrocarburos con valores de COT entre 0,25 a 0,89 %.

La Figura 18 muestra la correlación para COT entre los principales pozos del estudio, donde se definió un *punto de corte* de 1 % en COT para seleccionar las secuencias que tengan mayor riqueza orgánica para la generación de hidrocarburos. En la figura se muestra que regionalmente las secuencias *SMP*, *SMc* y *SMa* son las que presentan mayor riqueza orgánica en los pozos Atún-1X, Perla-1X, Tuna-1X y Mero-1X.

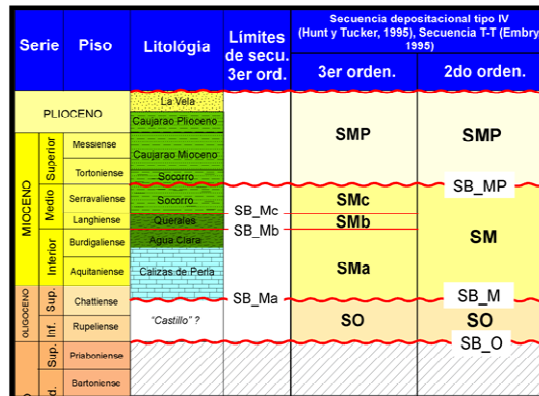


Figura 17. Tectonosecuencias interpretadas para los pozos del área (tomado de Arends et al., 2014)

Tabla 3. Carbono orgánico total (COT % m/m) para los pozos del área

POZOS	Secuencia SMP			Secuencia SMc			Secuencia SMb		
	COT (%)			COT (%)			COT (%)		
	min.	máx.	Prom.	min.	máx.	Prom.	min.	máx.	Prom.
Perla-1X	0,20	9,05	1,97	0,61	1,97	1,21	0,54	1,17	0,80
Perla-2X	0,58	0,79	0,66	0,57	1,23	0,88	0,65	0,89	0,77
Perla-3X	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Perla-4X	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Coral-1X	1,03	1,32	1,15	0,43	0,95	0,63	0,57	0,87	0,67
Lam-1X	0,71	1,2	0,99	0,57	0,58	0,58	0,89	0,89	0,89
Mero-1X	1,27	1,97	1,56	0,81	1,49	1,11	0,72	0,96	0,82
Tuna-1X	1,40	2,20	1,75	1,70	1,90	1,80	ND	ND	ND
Atún-1X	0,63	9,26	2,10	0,10	4,48	0,95	ND	ND	ND
POZOS	Secuencia SMa			Secuencia Caliza			Secuencia SO		
	COT (%)			COT (%)			COT (%)		
	min.	máx.	Prom.	min.	máx.	Prom.	min.	máx.	Prom.
Perla-1X	0,66	1,50	0,96	0,12	0,97	0,32	0,20	1,76	0,49
Perla-2X	0,54	1,8	1,14	0,10	0,88	0,25	ND	ND	ND
Perla-3X	0,28	1,5	0,99	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Perla-4X	0,58	1,38	0,80	0,77	0,85	0,81	0,43	0,85	0,73
Coral-1X	0,44	0,63	0,55	0,46	0,55	0,51	ND	ND	ND
Lam-1X	0,66	0,86	0,78	0,39	0,95	0,67	ND	ND	ND
Mero-1X	0,67	1,58	0,95	ND	ND	ND	0,85	0,85	0,85
Tuna-1X	1,17	2,00	1,73	ND	ND	ND	0,26	1,20	0,81
Atún-1X	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0,28	1,53	0,50

ND: No determinado

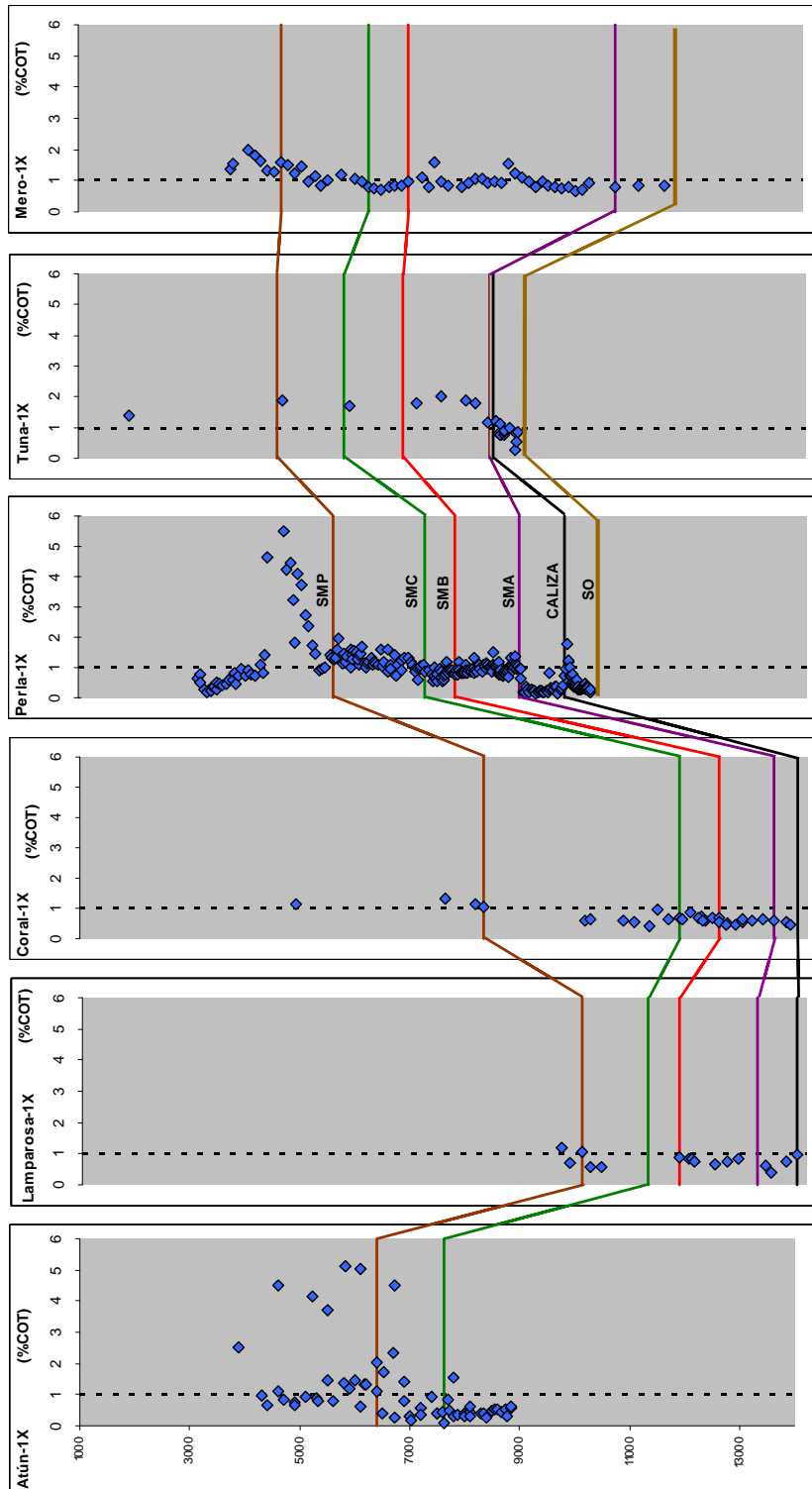


Figura 18. Correlación de riqueza orgánica (% COT) para los pozos del área

Potencial petrolífero (cantidad) de las rocas

El potencial petrolífero en cantidad para las rocas, está definido según su concentración de carbono orgánico total (COT % m/m) y los parámetros medidos a partir de la pirólisis Rock Eval, S_1 y S_2 , que se describen en la Tabla 1. A continuación se presentan los resultados de estos parámetros en las secuencias estudiadas.

Parámetros de Pirólisis Rock Eval S_1 y S_2

El parámetro S_2 respecto a COT, según Peter y Casas (1994), es una mejor medida del potencial de generación de una roca, en la Tabla 4 se muestran los valores promedios de S_1 y S_2 para cada secuencia en los diferentes pozos estudiados. Los hidrocarburos libres (S_1) son bajos en el rango 0,04 - 0,74 mg HC/g roca, estos valores pueden reflejar la baja madurez de la materia orgánica en las secuencias estudiadas, esta idea es soportada por la concentración relativamente baja del potencial de hidrocarburos (S_2) el cual está en el rango entre 0,32 - 7,35 mg HC/g roca (Tabla 4).

La Figura 19 relaciona las medidas de S_2 con la riqueza orgánica (COT) para determinar el potencial de generación de hidrocarburos a partir de la materia orgánica. Para la secuencia *SMP* (gráfico a), se observa que los valores de S_2 son muy dispersos, incluso en un mismo pozo; pero en general esta secuencia presenta un potencial de pobre a medio (< 5 mg HC/g roca). Sin embargo, en algunas muestras de los pozos Atún-1X (entre 5200 - 6720'), Tuna-1X (a 4640'), Coral-1X (a 3820') y Perla-1X (4300 - 4330') se determinó un potencial para la generación de hidrocarburos entre bueno a muy bueno con valores > 5 mg HC/g roca.

Para la secuencia *SMc* (gráfico b), el potencial de generación es pobre para los pozos Mero-1X, Lam-1X y Coral-1X (< 2,5 mg HC/g roca), mientras que para el pozo Perla-1X se determinó un potencial medio con valores entre 2,50 a 5,00 mg HC/g roca; en cuanto a el pozo Atún-1X, el potencial para la generación de hidrocarburos

es variable, desde pobre a bueno, presentando los mejores valores a 6500 - 6720' de profundidad para la generación de hidrocarburos.

La secuencia *SMB* (gráfico c), presenta un potencial pobre ($< 2,5$ mg HC/g roca) en los pozos Coral-1X, Mero-1X, Lam-1X y Perla-2X, mientras que para el pozo Perla-1X presenta un potencial medio (2,50 - 5,00 mg HC/g roca) para la generación de hidrocarburos.

Por su parte la secuencia *SMA* (gráfico d), en los pozos Coral-1X, Mero-1X, Lam-1X, Perla-4X y en su mayoría del Perla-3X presentan un potencial $S_2 < 2,50$ mg HC/g roca, lo que corresponde a un potencial pobre para estos pozos, mientras que las muestras del Perla-1X presentan un potencial medio para la generación de hidrocarburos con valores de S_2 (entre 2,50 - 5,00 mg HC/g roca); en cuanto al pozo Tuna-1X, presenta los mayores valores de S_2 (5 - 10 mg HC/g roca) con un potencial bueno para la generación de hidrocarburos en esta secuencia.

Finalmente las secuencias *SMA_caliza* y *SO* (gráfico e y f) presentan un potencial de pobre a medio para la generación de hidrocarburos con valores entre 2,50 a 5,00 mg HC/g roca en todos los pozos del área.

En resumen, en cuanto a la potencialidad de los intervalos estudiados, se puede decir, que las secuencias *SMB*, *SMA_Caliza* y *SO* presentan un potencial entre pobre a medio para la generación de hidrocarburos en los pozos del estudio. Por su parte, las secuencias *SMP*, *SMc* y *SMA* presentan intervalos que pueden ser consideradas con buen potencial para la generación de hidrocarburos, esto se visualiza adicionalmente en la Figura 20, donde se correlacionan los pozos del área de acuerdo a valores de S_2 considerando una línea de corte de S_2 igual o mayor a 5 mg HC/g roca, para definir los intervalos que presenten una buena potencialidad para la generación de hidrocarburos, tal como lo describe la Tabla 1. En el mismo, se observa, que estas

secuencias, *SMP*, *SMc* y *SMa* presentan los mejores intervalos de potencialidad para la generación de hidrocarburos en los pozos Atún-1X, Perla-1X y Tuna-1X.

Tabla 4. S_1 y S_2 promedios para los pozos del área

POZOS	SMP		SMc		SMb	
	S_1	S_2	S_1	S_2	S_1	S_2
Perla-1X	0,09	2,58	0,11	3,26	0,11	2,76
Perla-2X	0,12	1,41	0,10	2,03	0,06	1,23
Coral-1X	0,40	5,86	0,05	1,14	0,03	1,05
Lam-1X	0,06	0,76	0,04	0,32	0,05	0,36
Mero-1X	0,18	2,03	0,06	0,85	0,02	0,40
Tuna-1X	0,62	4,96	0,90	7,35	ND	ND
Atún-1X	0,09	3,46	0,06	2,31	ND	ND
POZOS	SMa		Caliza		SO	
	S_1	S_2	S_1	S_2	S_1	S_2
Perla-1X	0,12	3,15	0,05	1,68	0,13	1,38
Perla-2X	0,18	3,53	0,19	1,44	ND	ND
Perla-3X	0,06	1,74	ND	ND	ND	ND
Perla-4X	0,04	0,87	0,03	0,83	0,04	0,76
Coral-1X	0,05	0,87	0,05	0,91	ND	ND
Lam-1X	0,06	0,34	0,09	0,76	ND	ND
Mero-1X	0,01	0,45	ND	ND	0,04	0,45
Tuna-1X	0,74	6,64	ND	ND	0,08	1,13
Atún-1X	ND	ND	ND	ND	0,06	1,03

ND: No determinado

Calidad o tipo de materia orgánica de las rocas

La calidad de la materia orgánica está definida de acuerdo al tipo de querógeno, que se obtiene a partir de la relación atómica H/C vs O/C, representada en el gráfico van Krevelen, que también puede construirse a partir de los valores del índice de hidrógeno (IH) con el índice de oxígeno (IO), parámetros obtenidos a partir de la pirólisis Rock Eval.

A continuación se interpretan los tipos de querógenos de las secuencias estudiadas, tomando en cuenta la Tabla 1.

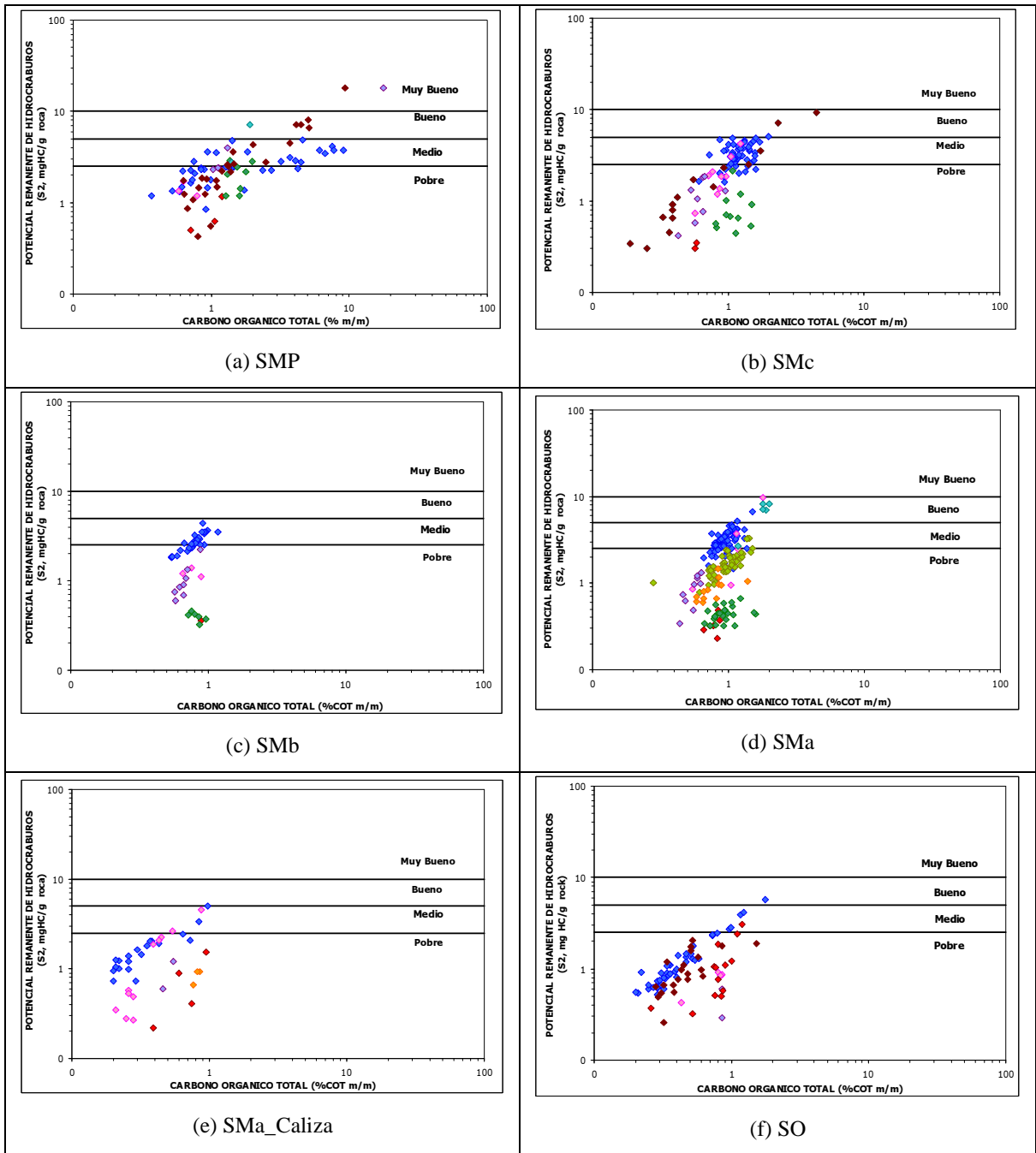


Figura 19. Calidad de la materia orgánica a partir de la relación COT vs S_2 para las secuencias en estudio

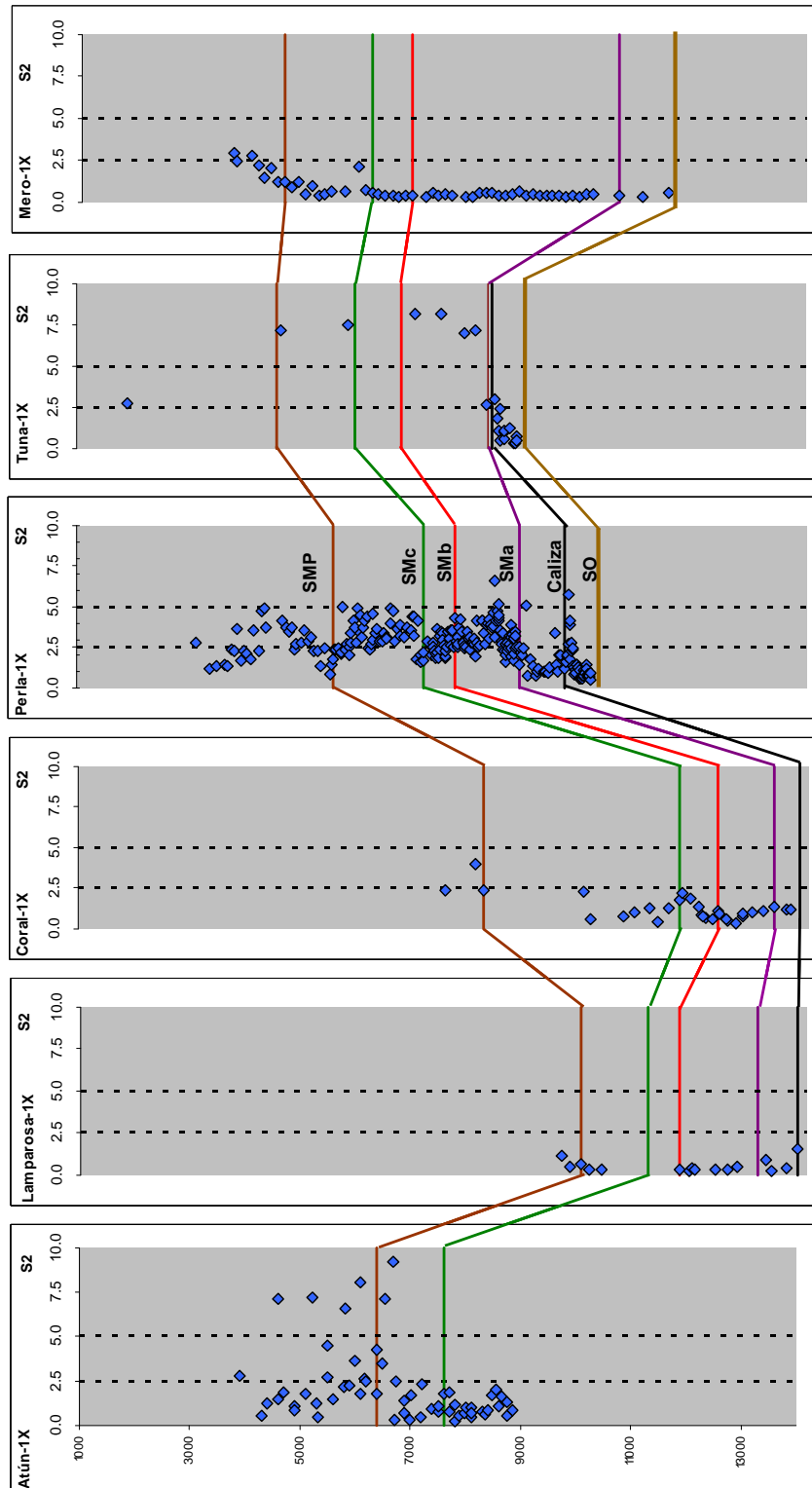


Figura 20. Correlación del parámetro S_2 para los pozos del área

La Figura 21, muestra los gráficos de van Krevelen para cada una de las secuencias estudiadas en los pozos del área. En el gráfico (a) se observa que para la secuencia *SMP*, la mayoría de las muestras se ubican en el campo de querógeno tipo II/III; sin embargo, el pozo Lam-1X y algunas muestras del pozo Atún-1X se ubican en campo de querógeno tipo III, posiblemente en estos pozo la facies *SPM* es mas terrígena; y las muestras de los pozo Perla-1X y Tuna-1X se ubican en el campo de querógeno tipo II. Esta variación en la secuencia *SMP* podría indicar un cambio en las condiciones redox del ambientes durante la sedimentación de la materia orgánica, siendo mas anóxico en el norte donde están los pozos Perla-1X y Tuna-1X y posiblemente se hace mas subóxico-óxico hacia el sur y suroeste donde está el pozo Lam-1X y Atún-1X. De acuerdo al tipo de querógeno la secuencia *SMP*, tiene el potencial para generar una mezcla entre crudo y gas, siendo mayor la contribución de gas hacia el sur-suroeste.

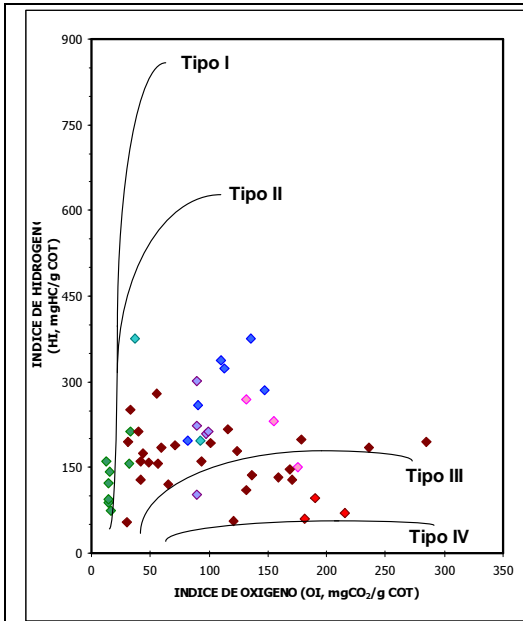
La secuencia *SMc* (gráfico b), presenta un querógeno tipo II para el pozo Tuna-1X, con un potencial para generar principalmente crudo. Al otro extremo, se encuentra las muestras de los pozos Lam-1X y Mero-1X donde se ubican en un querógeno tipo III, con un potencial de generación principalmente de gas. Para el resto de los pozos, las muestras, se ubican en el campo de querógeno tipo II/III, presentando un potencial de generación de crudo y gas.

El diagrama van Krevelen de la secuencia *SMB* (gráfico c), se observa que el pozo Perla-1X presenta un querógeno tipo II, mientras que los pozos Coral-1X y Perla-2X presenta valores entre tipo II y III; por su parte, los pozos Mero-1X y Lam-1X se ubican en el campo de querógeno tipo III. Para el caso del pozo Perla-1X presenta un potencial para generar principalmente crudo, el Perla-2X y el Coral-1X, presentan un potencial menor en esta secuencia con generación de crudo y gas. Para el caso de los pozos Mero-1X y Lam-1X, de acuerdo a su tipo de querógeno generarían principalmente gas.

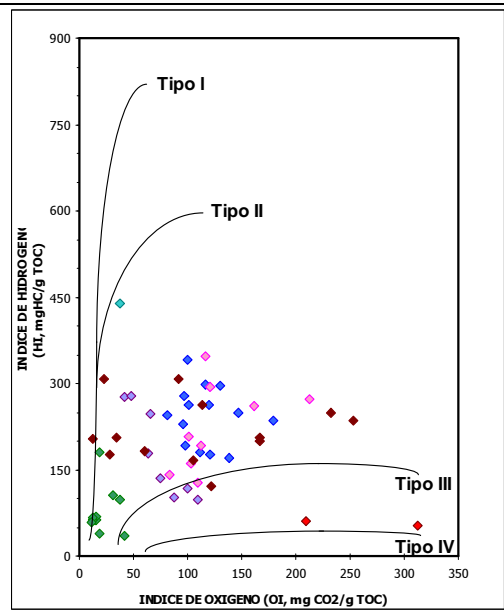
Para el caso de la secuencia *SMa*, según el gráfico d, los pozos Perla-1X y Tuna-1X presentan un querógeno tipo II, es decir, compuestos por una materia orgánica característicos de ambientes marinos, reductores, y que presentan un potencial para la generación principalmente de crudo. Para el caso de los pozos Perla-2X, Perla-3X y Coral-1X presentan una mezcla entre un querógeno tipo II y III, compuestos por materia orgánica depositado en un ambiente subóxico, este tipo de materia orgánica presenta un potencial para generar crudo y gas. En cuanto al pozo Perla-4X y Mero-1X presentan un querógeno tipo III, característico de ambientes más óxicos, en estos pozos la secuencia tendría potencial para generar principalmente gas. Finalmente para el pozo Lam-1X el querógeno es más tipo IV que tipo III. Posiblemente hacia el sur donde se ubica este pozo se encuentra la facies mas terrígenas, donde el potencial para generar crudo es nulo, solo generaría pequeñas cantidades de CH₄, CO₂ y H₂O.

El gráfico e, muestra el tipo de querógeno de acuerdo a la relación IH vs IO de la secuencia *SMa_Caliza*, esta secuencia presenta un querógeno variable de tipo II para los pozos Perla-1X y Perla-2X, es posible que hacia estos pozos la facies de esta secuencia haya tenido un ambiente más reductor. Mientras que para el pozo Coral-1X presenta un querógeno tipo II y tipo III, lo que sugiere un ambiente más subóxico. Los pozos Perla-4X y Lam-1X presentan un querógeno tipo III.

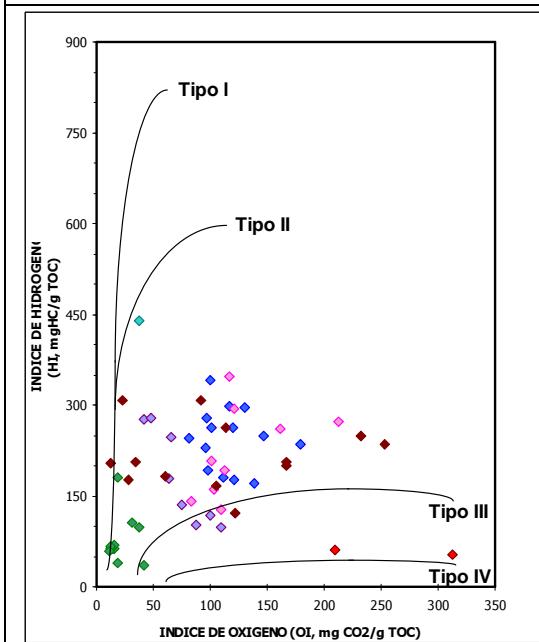
Finalmente para la secuencia *SO* (gráfico f), representada en el diagrama de van Krevelen, se observa que las muestras del pozo Atún-1X se caracterizan por una variabilidad entre querógenos tipo II y II/III, siendo mayoritario el tipo II/III, lo que indica sedimentación en ambientes variables. El pozo Tuna-1X presenta por su parte un querógeno tipo II/III; y los pozos Perla-4X y Mero-1X un querógeno tipo III. Esta secuencia en el área de estudio pudiera estar relacionada con un ambiente más subóxico, con mayor aporte continental. El potencial de generación para este tipo de roca es de crudo y gas, con predominio en gas.



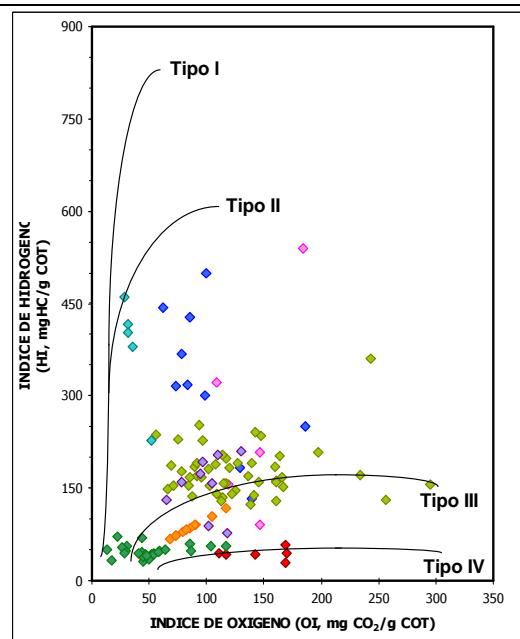
(a) SMP



(b) SMc



(c) SMB



(d) SMa

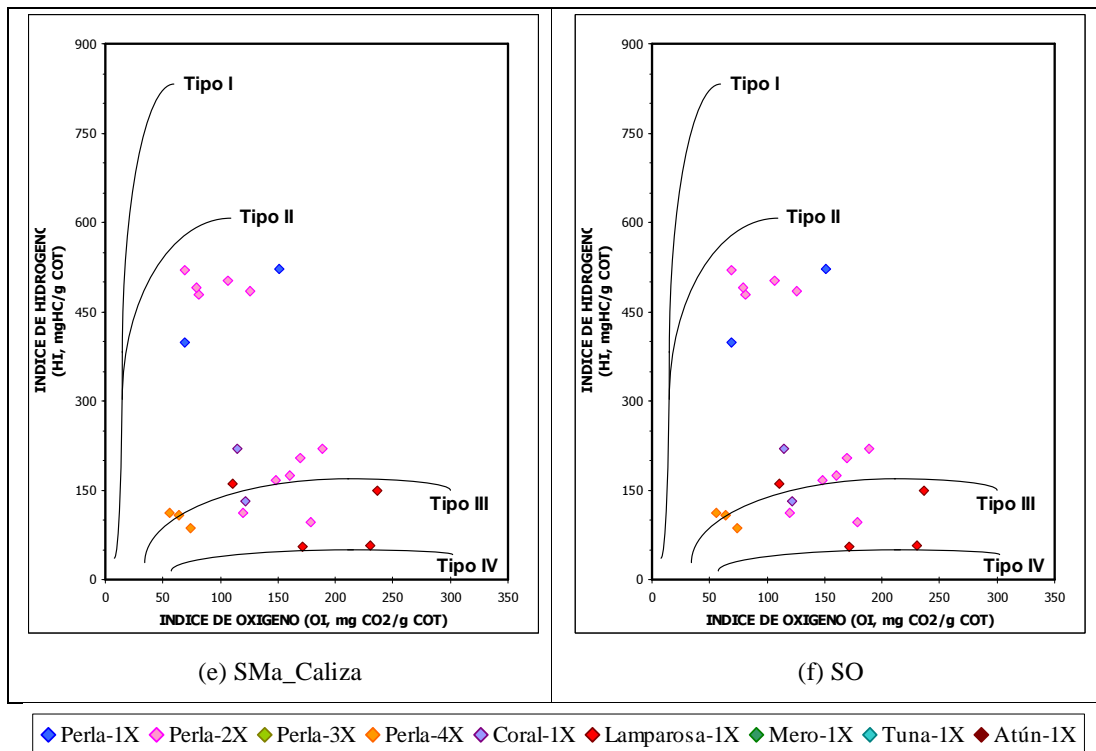


Figura 21. Gráficos de van Krevelen para las secuencias estudiadas

Madurez Térmica de las rocas

El grado de madurez de la materia orgánica producto de la evolución térmica de la cuenca, es determinada mediante las medidas de reflectancia de vitrinita (% Ro) y el parámetro de temperatura máxima de pirólisis (Tmax). Estos parámetros se muestran en la Tabla 5, de acuerdo a estos valores, todas las secuencias del Neógeno perforadas por los pozos del área se encuentran en una madurez temprana a inicio de la ventana de generación alcanzando los mayores valores de madurez en las secuencias *SMA_Caliza* y *SO* del Oligo-Mioceno en el pozo Perla-1X. Esto es muy importante debido a que, a pesar de tener el potencial para la generación de hidrocarburos algunas de las secuencias estudiadas, no poseen la suficiente madurez térmica en los pozos para haber generado los fluidos encontrados en el Campo Cardón IV, es decir, que la generación no fue *in situ*, y estos hidrocarburos debieron ser generados por otra secuencia, en otra parte de la cuenca, donde hayan alcanzado la madurez necesaria

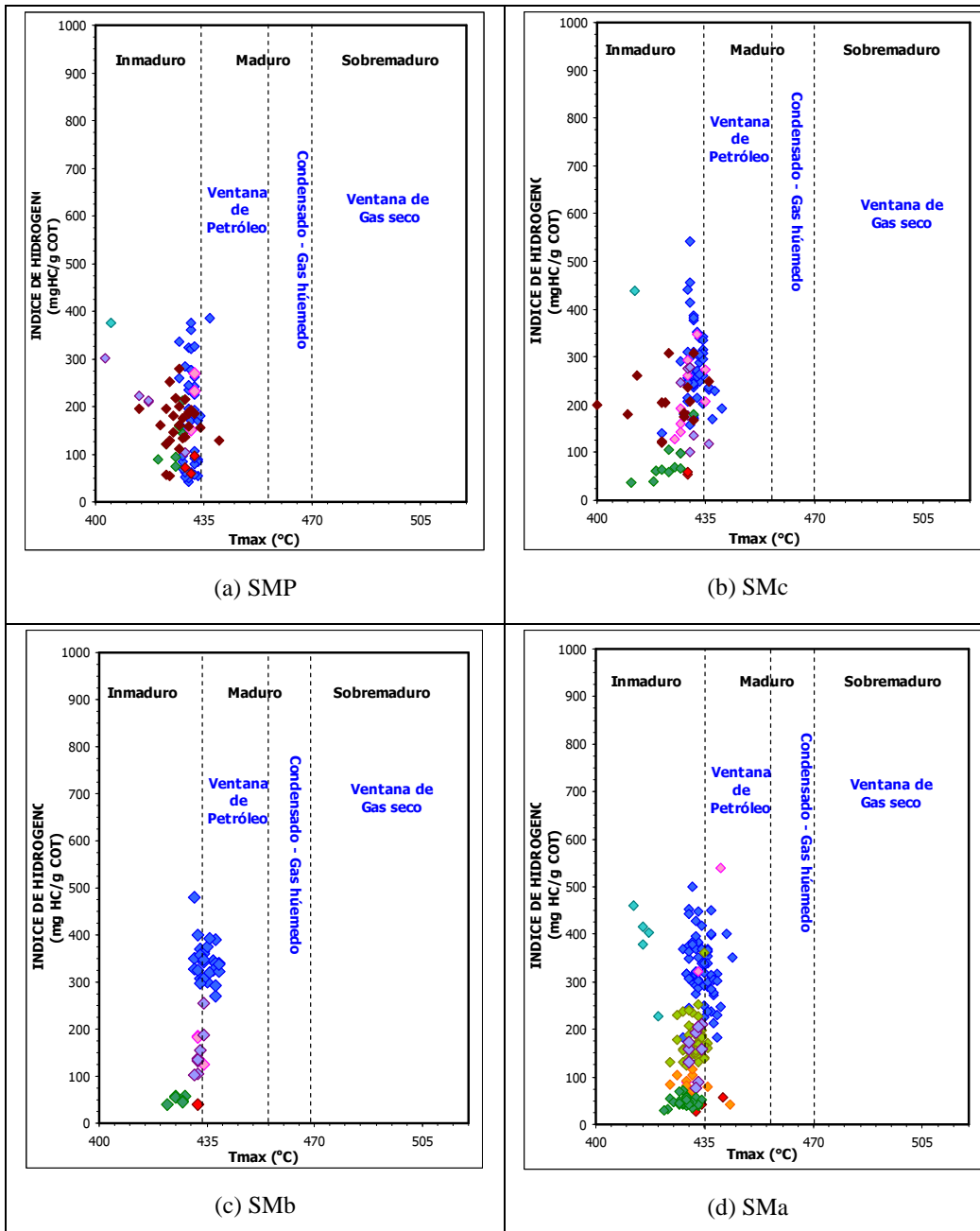
para la generación de los fluidos almacenados en los yacimientos. A continuación se presentan algunos gráficos que permiten visualizar la madurez de cada una de las secuencias estudiadas.

Los gráficos de la Figura 22, relacionan el parámetro Tmax con el índice de hidrógeno (IH), para visualizar la tasa de transformación de la materia orgánica a medida que incrementa la madurez. Como se ha mencionado, en general, la madurez en las secuencias es de temprana a inicio de generación, se observa los mayores valores de Tmax en las secuencias *SMa_Caliza* y *SO*, de los pozos Perla-1X, Perla-2X, Perla-3X y Perla-4X, en el resto de los pozos todas las secuencias incluso las más profundas poseen valores menores a 435 °C.

Tabla 5. % Ro y Tmax promedios para los pozos del área

POZOS	SMP		SMc		SMb	
	% Ro	Tmax (°C)	% Ro	Tmax (°C)	% Ro	Tmax (°C)
Perla-1X	0,42	430	0,44	432	ND	435
Perla-2X	ND	431	ND	430	ND	433
Coral-1X	ND	416	0,51	430	0,53	433
Lam-1X	ND	431	ND	431	ND	432
Mero-1X	0,35	426	0,33	424	ND	426
Tuna-1X	ND	405	ND	412	ND	ND
Atún-1X	0,33	427	0,35	423	ND	ND
POZOS	SMa		Caliza		SO	
	% Ro	Tmax (°C)	% Ro	Tmax (°C)	% Ro	Tmax (°C)
Perla-1X	0,58	434	ND	444	ND	441
Perla-2X	ND	433	ND	432	ND	ND
Perla-3X	ND	432	ND	ND	ND	ND
Perla-4X	ND	430	ND	429	ND	428
Coral-1X	0,55	432	ND	432	ND	ND
Lam-1X	ND	434	ND	428	ND	ND
Mero-1X	0,32	429	ND	ND	0,31	429
Tuna-1X	0,35	417	ND	ND	0,38	427
Atún-1X	ND	ND	ND	ND	0,48	417

ND: No determinado



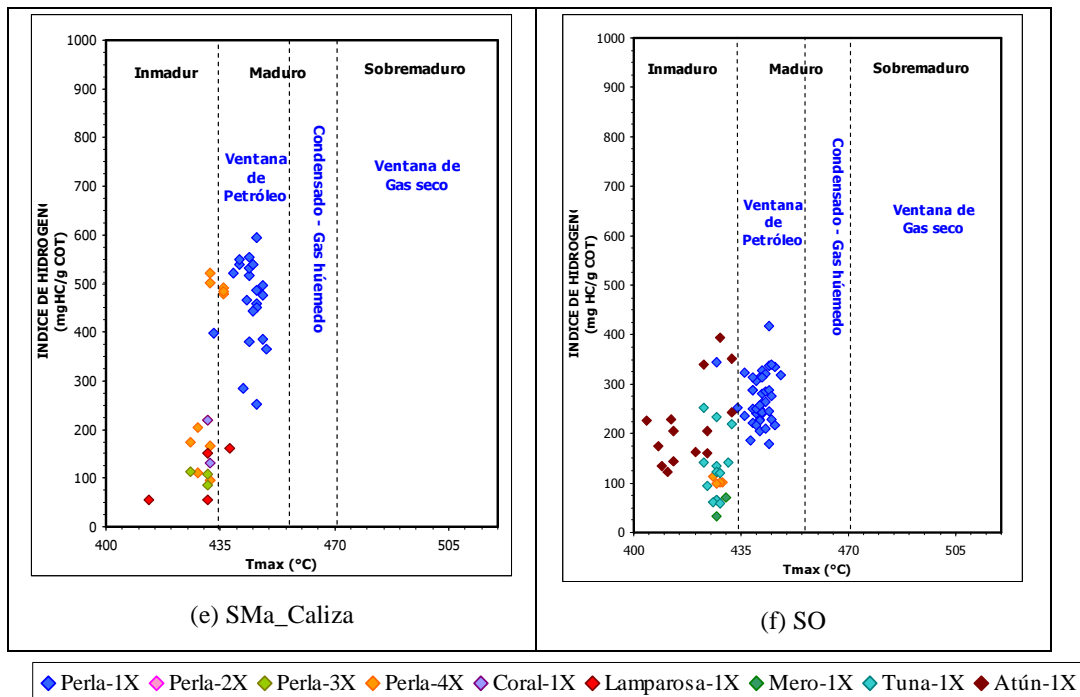


Figura 22. Gráficos de Tmax vs índice de hidrógeno (IH) para las secuencias estudiadas

Completando este orden de idea en cuanto a la madurez, los gráficos de la Figura 23, relaciona el índice de producción ($IP = S_1 / (S_1 + S_2)$) con el parámetro de madurez (Tmax), lo cual permite visualizar, a medida que aumenta la madurez un incremento en el IP. Tal como se mencionó, el nivel de madurez es bajo para las secuencias estudiadas, y se observa en estos gráficos, donde las muestras de los pozos se ubican en un nivel de bajo craqueo térmico. Sin embargo, también hay un grupo específicamente del pozo Perla-1X en las secuencias *SMa_Caliza* y *SO* (gráficos e y f) donde a pesar de tener mayores valores de Tmax (> 435 °C) se ubican en la zona de bajo craqueo térmico. Adicionalmente también se puede visualizar que aquellas muestras donde el $IP > 0,1$; y que poseen valores en el parámetros de Tmax < 435 °C presentan indicios de contaminación, posiblemente asociado al lodo de perforación.

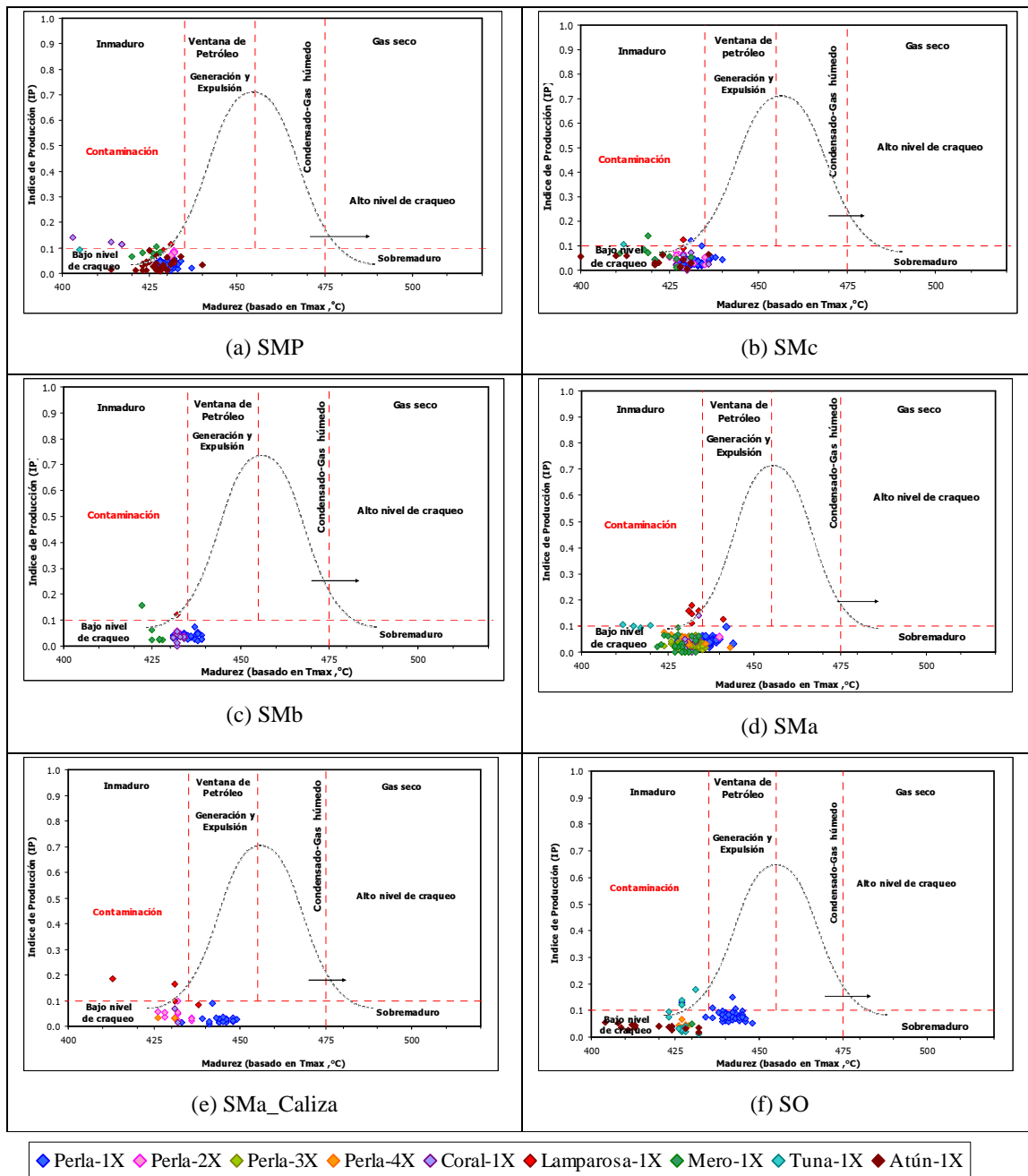


Figura 23. Nivel de madurez, a partir de la relación Tmax vs IP para las secuencias del estudio

Con el fin de integrar los resultados, los gráficos de la Figura 24 reúnen las secuencias estudiadas con los parámetros claves, como cantidad de la materia orgánica (COT), la potencialidad de acuerdo a los parámetros S_2 e IH; y la madurez

térmica a partir del parámetro Tmax. Con esta figura se pretende visualizar las secuencias que pudieran ser consideradas como posibles rocas generadoras en el área. Es importante resaltar que un factor limitante en los pozos estudiados, es la madurez térmica del área, es decir, las secuencias desde el Oligoceno hasta el Plio-Plioceno, se encuentran en una madurez temprana a inicio de la ventana de generación en todos los pozos, por lo tanto se puede concluir que no existe una *roca madre activa*, y es probable que los fluidos del área no hayan sido generados *in situ*. Sin embargo, deben existir una o varias *potenciales rocas madre*, que en otra parte de la cuenca, hayan alcanzado la madurez térmica para generar los hidrocarburos encontrados en el Campo Cardón IV.

En cuanto a las posibles *potenciales rocas madres*, las secuencias que presentan mayor riqueza orgánica (% COT) y mejor potencialidad para la generación de hidrocarburos son las secuencias *SMa*, *SMc* y *SMP*. En la Figura 24 se observa que presentan una riqueza orgánica que varía entre medio a bueno. En cuanto a la potencialidad, la secuencia *SMP*, presenta un potencial para generar crudo y gas entre pobre y medio. En cuanto a las secuencias *SMa* y *SMc* presentan una potencialidad variable en el área, que va entre medio a bueno para la generación de crudo y gas hacia el norte, donde están los pozos Perlas y Tuna-1X, y hacia el sur presentan una potencialidad para generar gas.

Con estas observaciones, y tomando en cuanto la variabilidad de la facies a nivel regional, se sugiere las secuencias *SMP*, *SMc* y *SMa* como posibles *potenciales rocas madres* en el área de estudio. Partiendo de esta idea se elaboraron mapas de tendencias geoquímicas para COT, IH y Tmax para estas tres secuencias.

La Figura 25 muestra los mapas de tendencia en riqueza orgánica actual para las secuencias *SMP*, *SMc* y *SMa*. Para la secuencia *SMP* (gráfico a) se observa una tendencia que aumenta la riqueza orgánica en dirección noroeste, teniendo los valores más altos hacia el Perla-1X, Tuna-1X y Mero-1X.

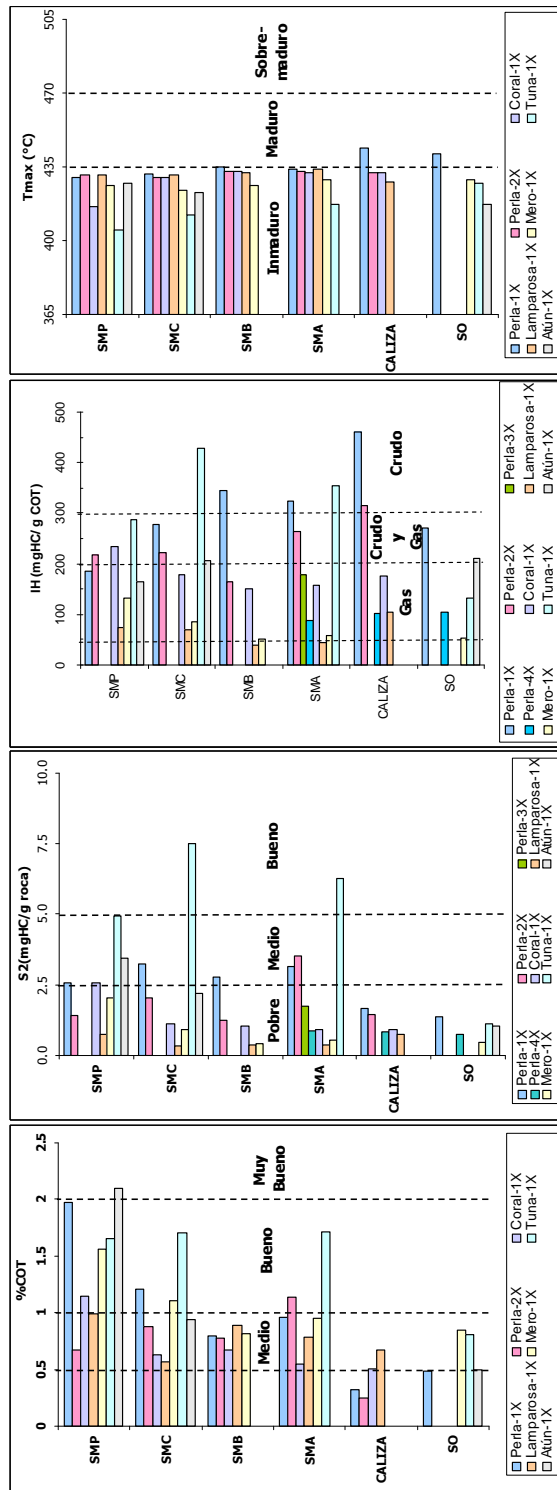


Figura 24. Correlación de los parámetros de riqueza orgánica (COT), potencialidad (S_2 y IH) y madurez térmica (T_{max}) para los pozos del área

También se observa que hacia Falcón, se presenta la menor riqueza orgánica, con un potencial medio para la generación de hidrocarburos. En el caso de la secuencia *SMc* (gráfico b), se observa mayor enriquecimiento hacia los pozos Perla-1X, Tuna-1X y Mero-1X y disminuye el potencial de generación al igual que las otras secuencias hacia los pozos de Falcón. Finalmente la secuencia *SMa* (gráfico c) la extrapolación fue más restringida, debido a que los pozos ubicados en tierra no tienen presente esta secuencia. Con los pozos del área, se observa que el aumento de la cantidad de materia orgánica es mayor en los pozos Tuna-1X y Mero-1X, mientras que hacia el sur disminuye el COT.

En cuanto al tipo de querógeno se realizaron mapas de tendencias a partir de los valores de IH (mg HC/g COT) de cada secuencia y los mismos se muestran en la Figura 26. En el gráfico (a), se muestra los valores del IH para la secuencia *SMP*, se observa que esta secuencia presenta valores entre 150 - 300 mg HC/g COT, con potencial para generar crudo y gas, los menores valores se presentan en el pozo Lam-1X al sur, es posible que esta facies se haga más terrígena hacia este pozo. Para el caso de la secuencia *SMc*, en el gráfico (b), se observa que hacia los pozos Perlas se presentan valores entre 200 - 250 mg Hc/g COT, potencial para generar crudo y gas, hacia el norte los valores aumentan para el pozo Tuna-1X con valores > 300 mg HC/g COT potencial para la generación de crudo, y hacia el sur donde está el pozo Lam-1X disminuyen los valores a < 75 mg HC/g COT, con potencial para generar principalmente gas.

Finalmente la secuencia *SMa* (gráfico c), presenta un comportamiento similar a la secuencia *SMc*, es decir, hacia el sur el pozo Lam-1X tiene los menores valores de IH (50 mg HC/g COT), los pozos Perlas valores que van desde 175 - 250 mg HC/g COT con potencial para la generación de crudo y gas y hacia el norte un enriquecimiento en el IH con valores mayores a 325 mg HC/g COT en el pozo Tuna-1X. Las variaciones en los tres casos sugieren un ambiente de sedimentación del tipo subóxico hacia el sur y anóxico hacia el norte.

Los últimos mapas elaborados, fueron los de madurez térmica actual, a partir de T_{max} (Figura 27). Las tres secuencias *SMP*, *SMc* y *SMa* están en una madurez temprana ($T_{max} < 435$ °C) en los pozos del área; sin embargo, existe un sistema petrolífero comprobado por la presencia de los fluidos en el Campo Cardón IV, lo que sugiere que la generación ocurrió en aquellas zonas donde estas secuencias alcanzaron mayor madurez. Este lugar pudiera ser el Surco de Urumaco, partiendo de esta hipótesis se realizó un modelado 2D para simular la madurez de estas secuencias y los resultados se presentan en la sección de modelado de este capítulo.

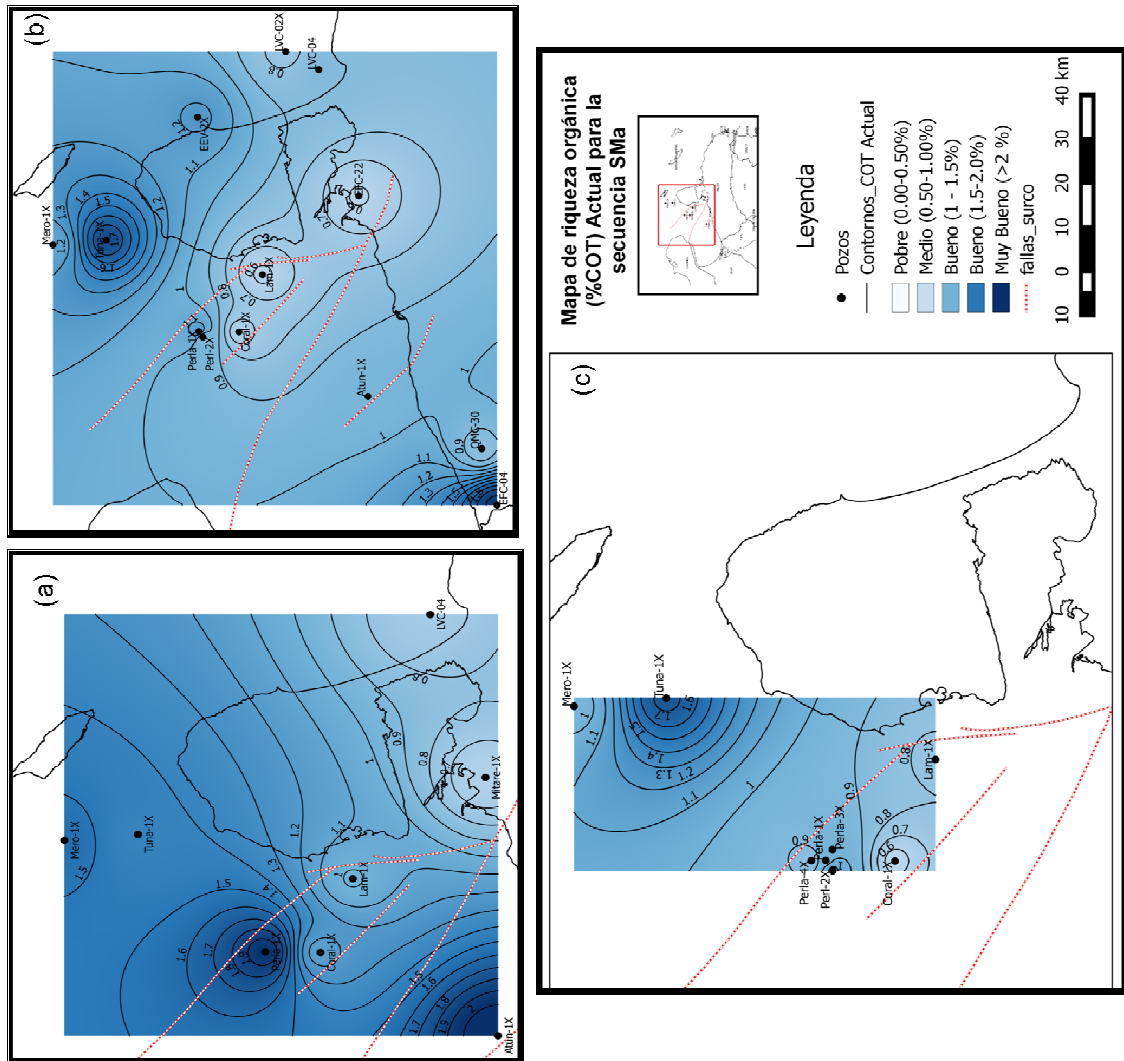


Figura 25. Mapa de riqueza orgánica (% COT) actual para las secuencias: (a) SMP, (b) SMc y (c) SMA

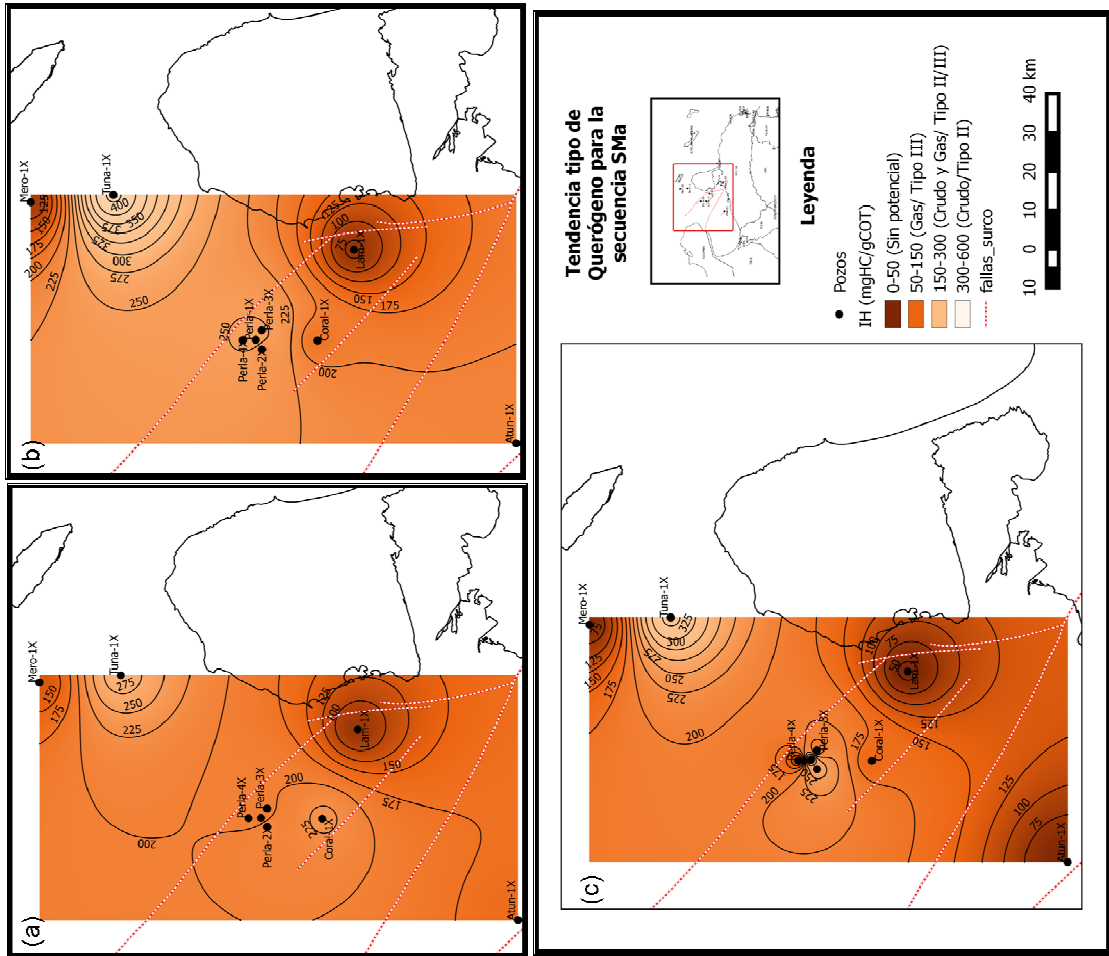


Figura 26. Mapa de índice de hidrógeno (IH) para las secuencias: (a) SMP, (b) SMc y (c) SMA

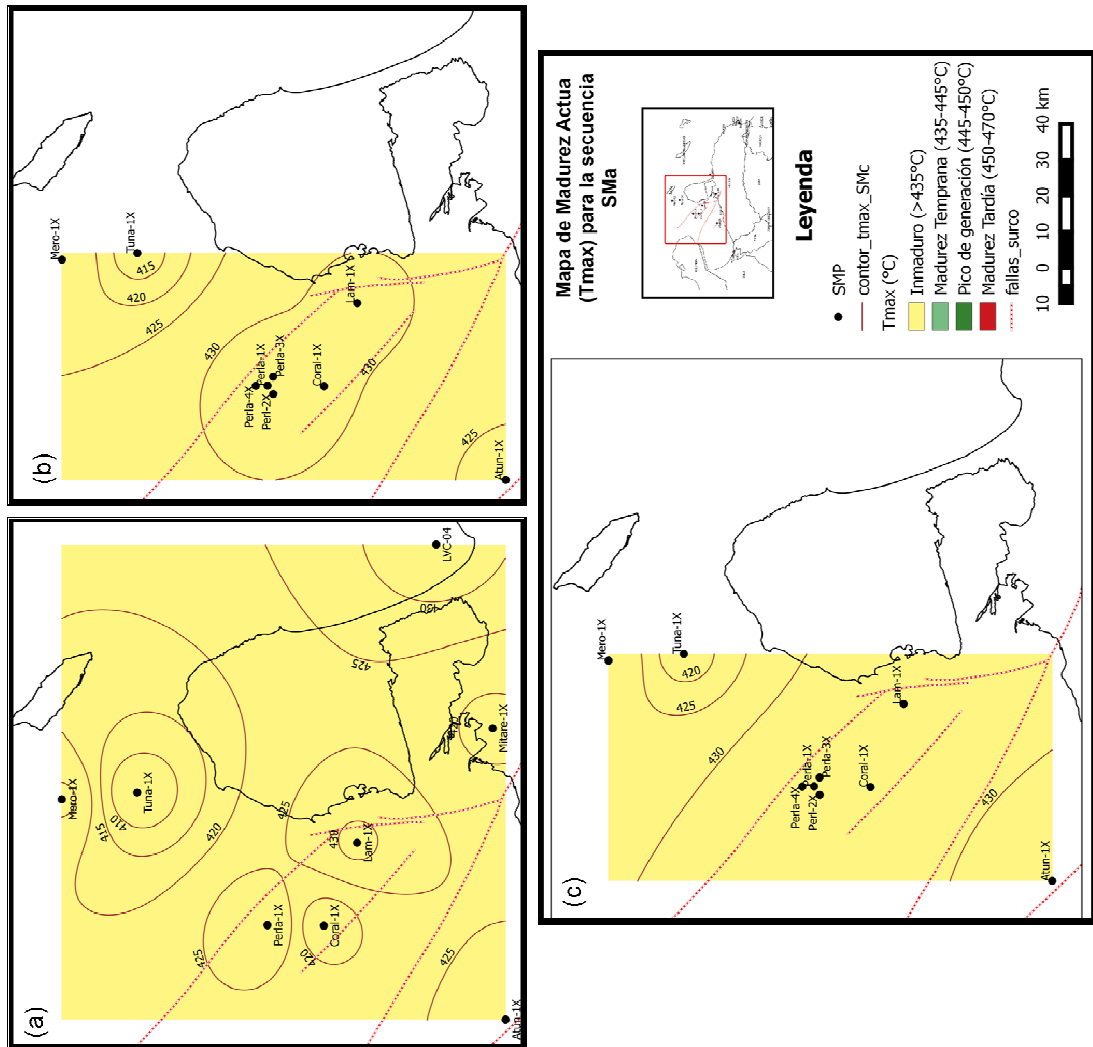


Figura 27. Mapa de madurez actual (Tmax) para las secuencias: (a) SMP, (b) SMC y (c) SMA

Evaluación de extractos del Pozo Tuna-1X

La siguiente etapa en la caracterización de las rocas, consistió en la extracción de bitumen, realizado a quince muestras del pozo Tuna-1X. Una vez obtenido el extracto, se realizaron análisis de los biomarcadores a la fracción de hidrocarburos saturados, con el fin de obtener información sobre el origen de la materia orgánica, litología, condiciones en el ambiente de sedimentación y la madurez térmica.

Condiciones paleoambientales de sedimentación de las rocas madres

En esta sección se muestran los parámetros que permitieron describir las características geoquímicas de los extractos para su posterior correlación con los crudos del área. La Figura 28 y Figura 29 muestran los fragmentogramas de los terpanos ($m/z = 191$) y esteranos ($m/z = 217$).

Tipo de materia orgánica

Los extractos se caracterizan por la presencia de los terpanos tricíclicos, específicamente, por la abundancia relativa del terpano C_{23-3} , seguido del C_{24-3} y C_{21-3} , este comportamiento es asociado a crudos y bitúmenes de origen marino o lacustre (en López, 2013). Sin embargo, las muestras a 7.440' y 8.260' pertenecientes a la secuencia *SMa*, presentan una disminución en la abundancia de estos terpanos, tal como se describirá posteriormente, esta disminución es consecuencia de mayor aporte de materia orgánica terrestre. También se observó en los extractos, presentados en los fragmentogramas ($m/z = 217$), de la Figura 29, la abundancia relativa del C_{27} con respecto al C_{29} , que junto a la presencia del C_{30} -hopano, sugieren una fuente de materia orgánica marina. Esto puede observarse en el gráfico ternario de los esteranos (C_{27} - C_{29}) de la Figura 30, útil para identificar el tipo de materia orgánica en bitúmenes y crudos (Moldowan et al., 1985; Shanmugan, 1985). En dicha figura se observa una distribución de las muestras en el rango de materia orgánica marina, esta distribución puede ser debido al cambio de facies presente en las muestras.

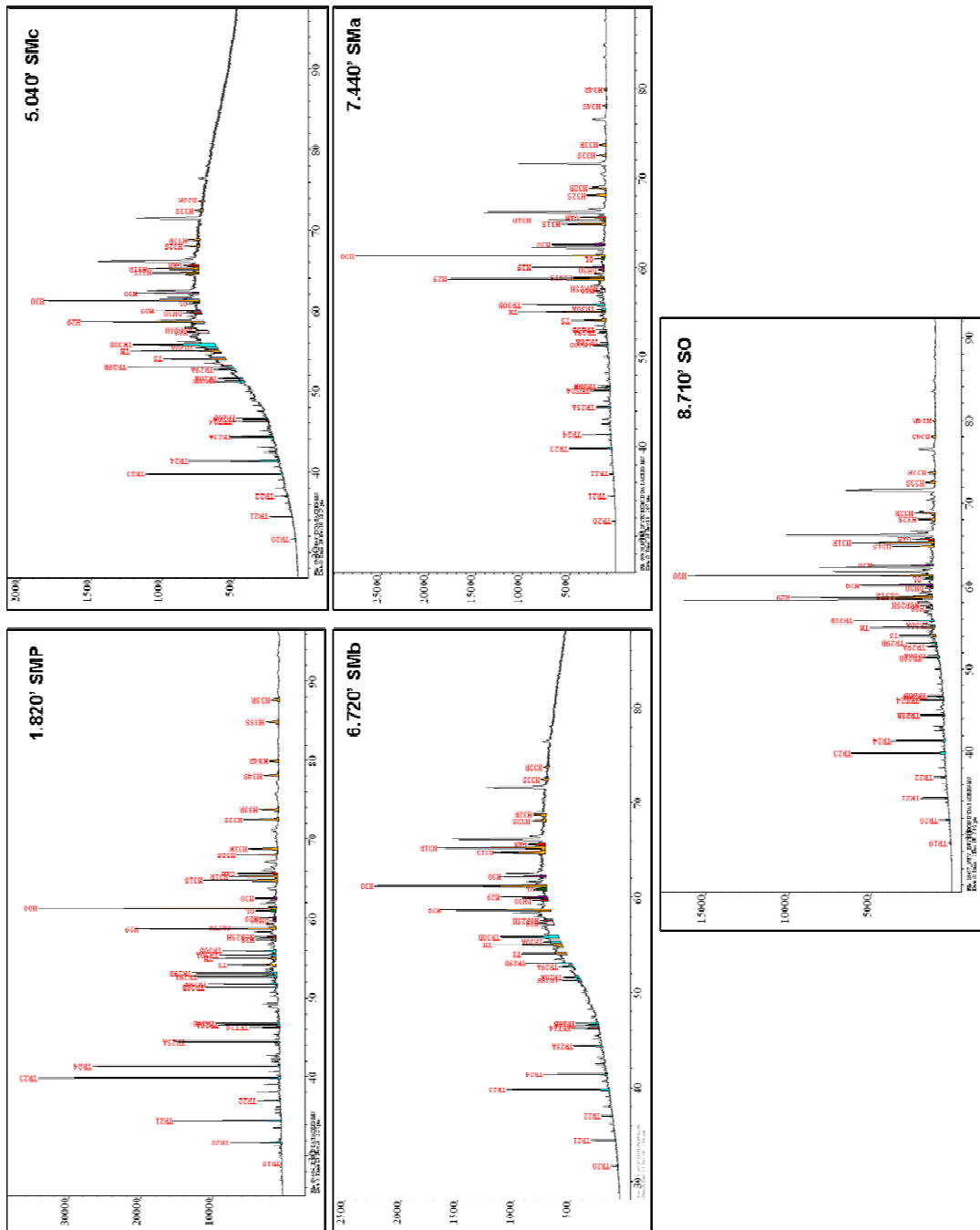


Figura 28. Fragmentogramas m/z 191 para los extractos del pozo Tuna-1X

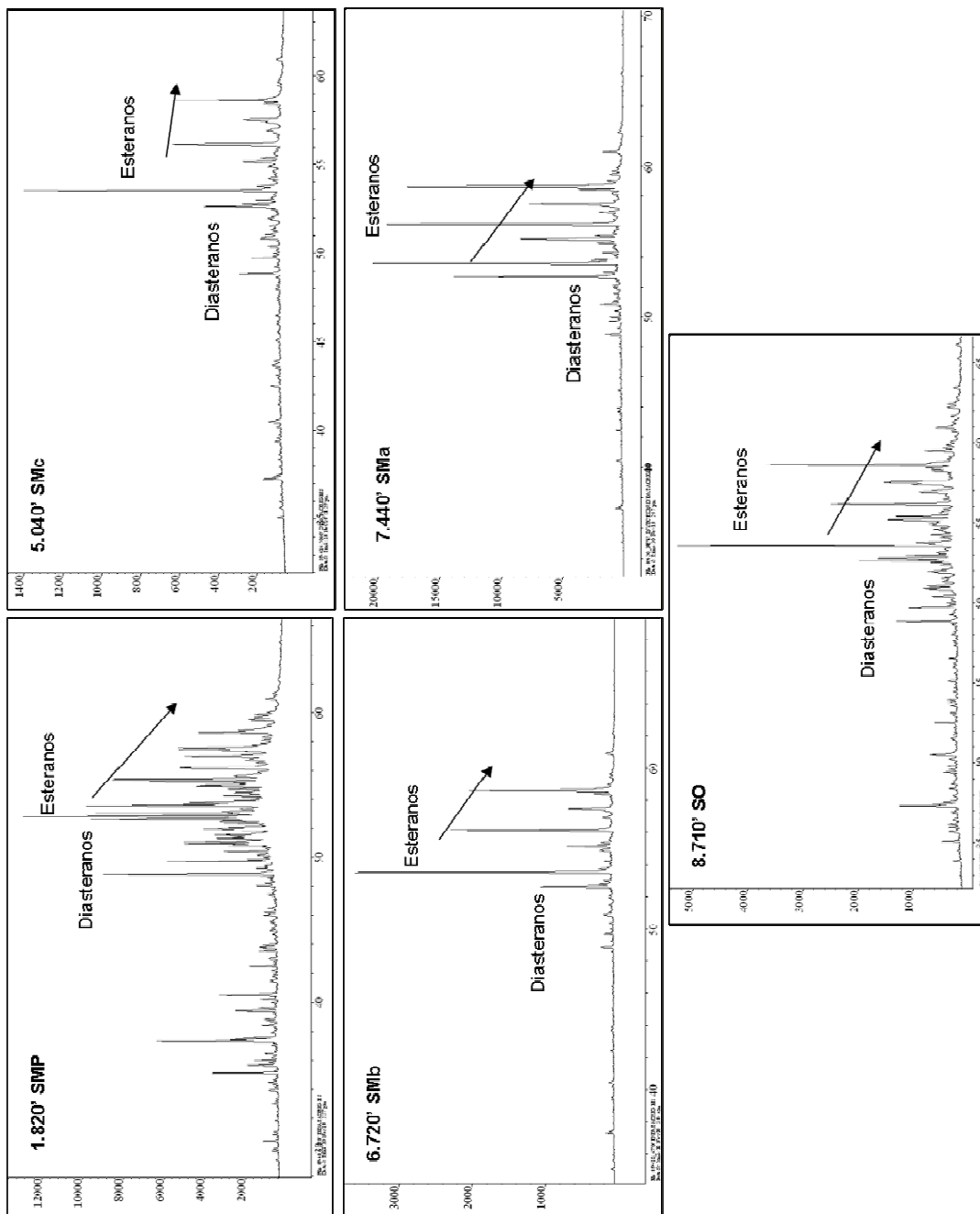


Figura 29. Distribución de los esteranos regulares en fragmentogramas m/z 217

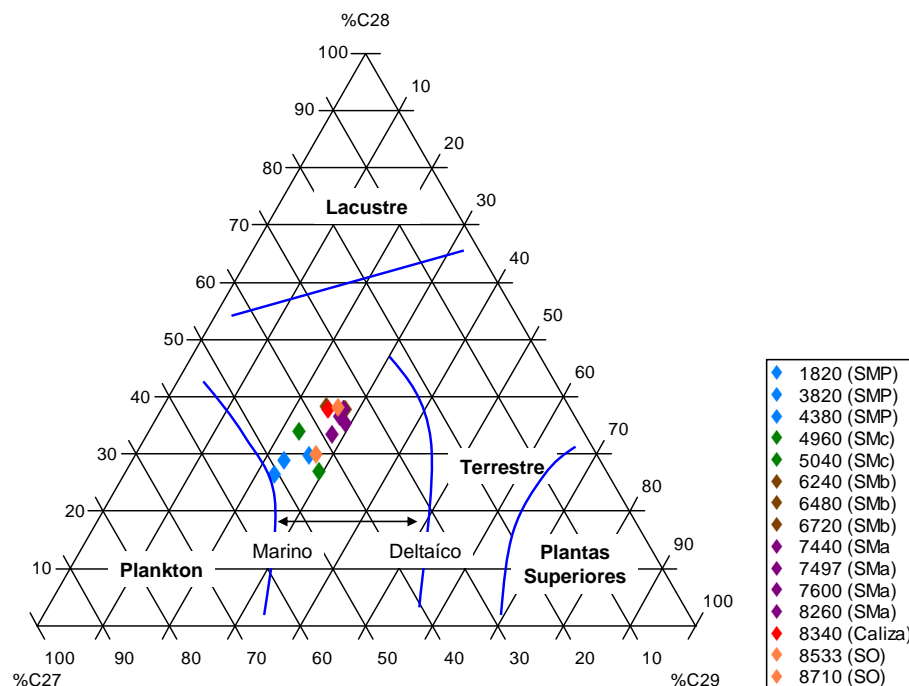


Figura 30. Gráfico ternario de esteranos regulares (Moldowan et al., 1985)

No obstante, así como se observó el aporte de materia orgánica marina, también existen evidencias del aporte de materia orgánica terrestre a lo largo de las diferentes secuencias estratigráficas. En los fragmentogramas se muestra la presencia del terpano tetracíclico (C_{24-4}), su presencia en crudos, se ha atribuido a que fueron generados de rocas madres con litología carbonática (Peters et al., 2005). Sin embargo, en otros estudios han demostrado que la abundancia de este compuesto en crudos, puede ser indicativo de aporte de materia orgánica terrestre (Philp y Gilbert, 1986). Partiendo de esta última idea, los valores relativamente mayores en las relaciones C_{24-4}/C_{26-3} y C_{24-4}/C_{23-3} de la Tabla 6, podría sugerir que la secuencia *SMa* contiene mayor contribución de materia orgánica terrestre (Figura 31). Adicionalmente, en los extractos también se observó la presencia del $18\alpha(H)$ -oleanano, un indicador de fuente de materia orgánica con origen principalmente de plantas terrestre del tipo angiospermas (en López, 2013). Este compuesto es variable a lo largo de las secuencias tal como se observa en la Tabla 6 y en la Figura 32 donde

la secuencia *SMa* presenta los mayores valores (16-24 %). Basado en estos datos se puede inferir que, aunque la fuente de los extractos, es principalmente marina, existe una contribución de materia orgánica terrestre variable en las secuencias. La secuencia *SMa* presenta mayor contribución de materia orgánica terrestre, mientras que la secuencia *SMP* presenta menor contribución de éste tipo de materia orgánica. Esto puede ser visualizado en los gráficos de la Figura 32 ($C_{23-3}/\text{Oleanano} + C_{23-3}$ vs Hop/Est), donde se estima el grado de contribución de materia orgánica terrestre o marina utilizado por Cassani y Gallango, (1988).

Condiciones redox del ambiente de sedimentación y litología

La distribución de los homohopanos ($C_{31}-C_{35}$) puede ser usada para inferir las condiciones redox durante la sedimentación. Mayor intensidad relativa en el C_{35} homohopano es comúnmente asociado a condiciones marinas altamente reductoras durante la sedimentación, característico de rocas carbonáticas o evaporitas. (Boon et al., 1983; Connan et al., 1986; Peters y Moldowan, 1991). Mientras que la intensidad relativa de $C_{34} > C_{35}$ se relaciona a ambientes de sedimentación subóxicos a disoxicos (en López, 2013).

De acuerdo a la distribución de los terpanos pentacíclicos, en los fragmentogramas ($m/z = 191$), se observa que, aunque, la abundancia de los homohopanos es baja en todas las muestras, su distribución relativa con predominio del C_{34} con respecto al C_{35} , (Figura 33 (a)) podría indicar, basado en lo expuesto anteriormente, a condiciones suboxicas-óxicas en el ambiente de sedimentación de las muestras estudiadas.

Adicionalmente, el índice de gammacerano, indicador de estratificación en la columna de agua, durante la sedimentación, ya sea por diferencia de salinidad o de temperatura (Peters et al., 2005), puede combinarse con los homohopanos, para dar indicios del ambiente de depositación de la materia orgánica. En la Figura 33 (b), se observa que a medida que aumenta ambas relaciones, pudiera asociarse a ambientes

anóxicos, tal como el comportamiento de los bitúmenes de la Fm. La Luna. Por otro lado, al disminuir esta relación de gammacerano vs homohopanos, el ambiente pudiera ser menos reductor, tal como es para las muestras estudiadas.

Otro biomarcador, utilizado para inferir condiciones redox y litología de la roca madre, es la relación C_{29} -norhopano/ C_{30} -hopano. Valores mayores a 1 en ésta relación, es asociado a ambientes anóxicos, y a rocas carbonáticas; mientras que valores menor a 1 se asocian a lutitas marinas depositadas en ambientes subóxico-óxico (Peters et al., 2005). Este parámetro junto a la relación de los homohopanos, presentados en la (Figura 33 (c)) sugieren que altos valores en estas relaciones, podrían indicar un ambiente reductor y litologías del tipo carbonático; mientras que bajas relaciones, como las observadas en los extractos del pozo Tuna-1X, podría asociarse a litologías tipo lutitas marinas depositadas en ambientes suboxíco-oxico.

En cuanto a la litología de la roca madre, existen varios parámetros de biomarcadores que permiten determinarla, y se presentan en la (Tabla 7). Entre ellos están los terpanos tricíclicos que, permiten distinguir extractos y crudos marinos, con litologías de carbonatos, lutitas, margas, evaporitas, entre otros. Las relaciones de C_{22}/C_{21} y C_{24}/C_{23} de los terpanos tricíclicos ayuda identificar crudos y extractos derivados de rocas madres carbonáticas, para este tipo de litología se espera altos valores en C_{22}/C_{21} y bajos valores en C_{24}/C_{23} , (Peters et al., 2005) partiendo de esta premisa, se utilizo estas relaciones para distinguir la litología de los extractos, que según el gráfico (a) de la Figura 34 corresponden a lutitas marinas.

Tabla 6. Parámetros que definen el tipo de materia orgánica

Secuencia	Profundidad (pies)	$\frac{C_{24-3}}{C_{23-3}}$ C_{23-3}^a	$\frac{C_{26-3}}{C_{25-3}}$ C_{25-3}^a	$\frac{C_{24-4}}{C_{26}^a}$ C_{26}^a	$\frac{C_{24-4}}{C_{23-3}^a}$ C_{23-3}^a	Hop/ Est ^b	$\frac{C_{23-3}}{Olea+C_{23-3}^c}$	%C ₂₇ ^a	%C ₂₈ ^a	%C ₂₉ ^a	Olean/ C ₃₀ Hop ^b
SMP	1820	0.76	0.61	0.23	0.12	2.53	0.84	48.00	29.00	23.00	12.62
	3820	0.78	0.29	1.47	0.41	2.72	0.23	44.00	30.00	26.00	10.90
	4380	0.61	0.81	0.51	0.25	4.23	0.75	51.00	27.00	23.00	18.10
SMc	4960	0.85	0.06	1.17	0.36	2.30	0.19	43.00	34.00	23.00	14.78
	5040	0.63	0.80	0.52	0.26	3.03	0.85	44.00	27.00	29.00	9.36
SMb	6240	0.46	0.84	0.36	0.09	0.84	0.54	37.00	39.00	25.00	26.41
	6480	1.56	0.43	1.05	0.65	0.20	0.09	34.00	38.00	28.00	25.31
	6720	0.61	0.80	0.55	0.26	1.47	0.72	34.00	38.00	28.00	15.10
SMa	7497	1.39	1.76	0.39	0.83	2.16	0.06	34.00	38.00	28.00	20.38
	7600	1.09	1.95	0.38	0.63	4.67	0.06	35.00	36.00	29.00	16.48
	7440	0.56	0.87	0.75	0.60	2.98	0.08	37.00	38.00	25.00	24.03
	8260	0.78	0.77	0.52	0.36	1.48	0.66	36.00	37.00	27.00	7.15
SO	8533	0.54	0.91	0.56	0.25	0.41	0.69	35.00	38.00	26.00	10.84
	8710	0.51	0.71	0.69	0.21	4.52	0.80	43.00	30.00	27.00	7.20

C₂₄₋₃/C₂₃₋₃: Relación C₂₄ tricíclico/C₂₃ tricíclico; C₂₆₋₃/C₂₅₋₃: (C_{26-3A}+C_{26-3B})/(C_{25-3A}+C_{25-3B}); C₂₄₋₄/C₂₆: C₂₄₋₄(C_{26-3A}+C_{26-3B}); C₂₄₋₄/C₂₃₋₃: Relación C₂₄ tetra/C₂₃ tricíclico; C₃₃(S+R)/(C₂₇aaa(20S+20R)+C₂₈aaa(20S+20R)+C₂₉aaa(20S+20R)+C₂₇abb(20S+20R)+C₂₈abb(20S+20R)+C₂₉abb(20S+20R)); C₂₃₋₃/Olea+C₂₃₋₃: C₂₃₋₃(C₂₃₋₃+18a(H)+18b(H)-Oleanano); %C₂₇: $\frac{\sum C_{27}(\alpha\alpha S+\alpha\beta R+\alpha\beta S+\alpha\alpha R)}{\sum C_{27}+\sum C_{28}+\sum C_{29}} \times 100$; %C₂₈: $\frac{\sum C_{28}(\alpha\alpha S+\alpha\beta R+\alpha\beta S+\alpha\alpha R)}{\sum C_{27}+\sum C_{28}+\sum C_{29}} \times 100$; %C₂₉: $\frac{\sum C_{29}(\alpha\alpha S+\alpha\beta R+\alpha\beta S+\alpha\alpha R)}{\sum C_{27}+\sum C_{28}+\sum C_{29}} \times 100$; Olean/C₃₀-Hop: $\frac{18a(H)+18b(H)-Oleanano}{C_{30}Hopano}$
Referencias: a Peters et al., (2005). b Moldovan et al., (1985). c Cassani y Gallango, (1988).

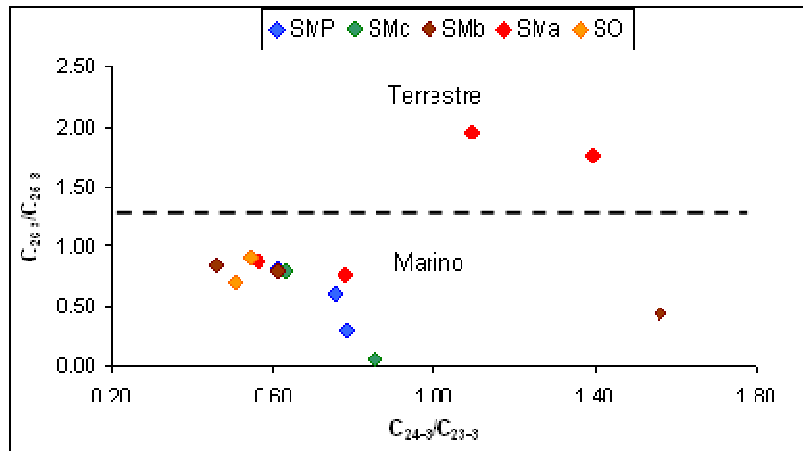
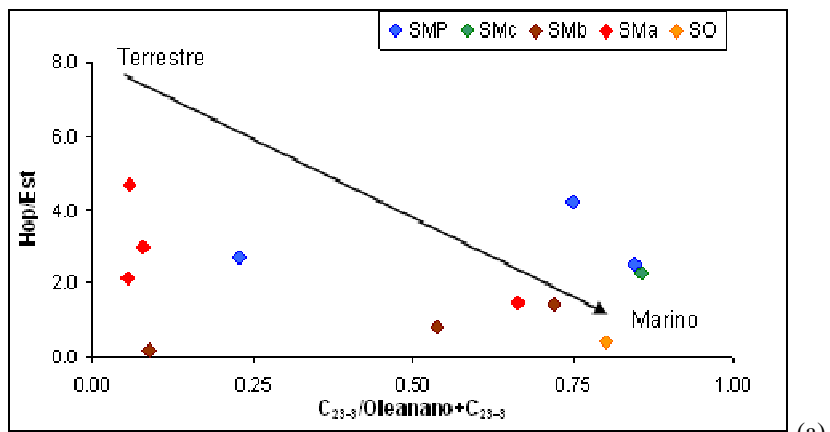
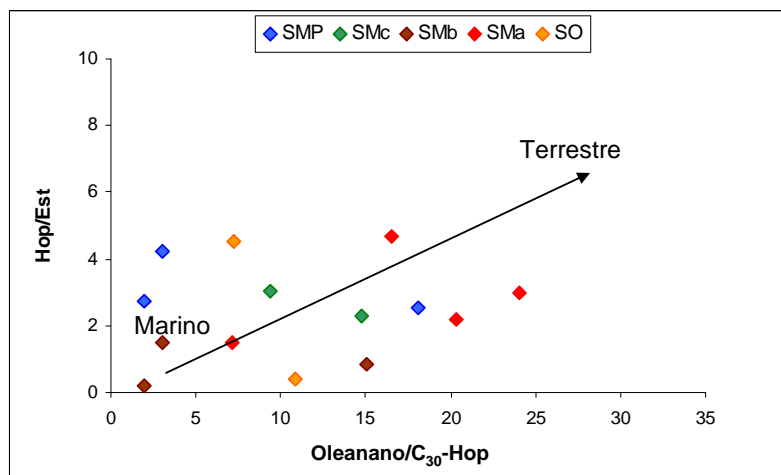


Figura 31. Relaciones de terpanos tricíclicos para determinar el tipo de materia orgánica (Peters et al., 2005)



(a)



(b)

Figura 32. Parámetros que permiten estimar la contribución de materia orgánica terrestre (Cassani y Gallango, 1988)

Por otro lado, la relación T_s/T_m , puede utilizarse como indicador de litología, en crudos o bitúmenes de madurez similar, tomando en cuenta, la estabilidad térmica de T_s con respecto a T_m , y que puede ser catalizado por minerales de arcillas presentes en la roca. Como consecuencia, en las calizas pobres en minerales de arcillas, las concentraciones de T_m son superiores y la relación puede presentar bajos valores, en comparación a rocas fuentes siliciclásticas (en López, 2013). Esta relación junto con otros parámetros como el terpano tricíclico C_{23} , el C_{30} -Hopano y la relación de los esteranos regulares C_{27}/C_{29} , puede ser usada para inferir el tipo de litología de la roca madre.

La Figura 34, muestra que los bitúmenes estudiados, se ubican en la zona correspondiente a facies lutitas, y se pueden diferenciar de crudos, originados de una facies carbonática, como por ejemplo, la Formación La Luna (Cassani y Gallango, 1988).

Madurez térmica de la materia orgánica

Las concentraciones de terpanos tricíclico se incrementan con la madurez, es por ello que las relaciones $C_{23.3}/C_{24.3}$, $C_{21.3}/C_{23.3}$ y tricíclicos/hopanos ($\Sigma C_{19-C_{25}}/\Sigma 17\alpha C_{29-C_{30}}$ -hopano) son frecuentemente usadas para comparar la madurez en bitúmenes y crudos (en López, 2013). En la Tabla 8 se presentan estas relaciones y se observa en el gráfico de la Figura 35 que la secuencia SO presenta mayor madurez relativa con respecto a las otras muestras, debido a que esta secuencia se encuentra a mayor profundidad, y estos valores van disminuyendo en las secuencias mas someras $SO > SMa > SMb > SMc > SMP$.

Otro parámetro utilizado para determinar madurez, específicamente en bitúmenes inmaduros a generación temprana, es la relación que indica la isomerización en el carbono de posición 22 (C_{22}) en los homohopanos, esta ocurre antes del pico máximo de generación de petróleo. La relación varía de 0 a 60 % con el incremento de la madurez (Seifert y Moldowan, 1980; Mackenzie, 1984).

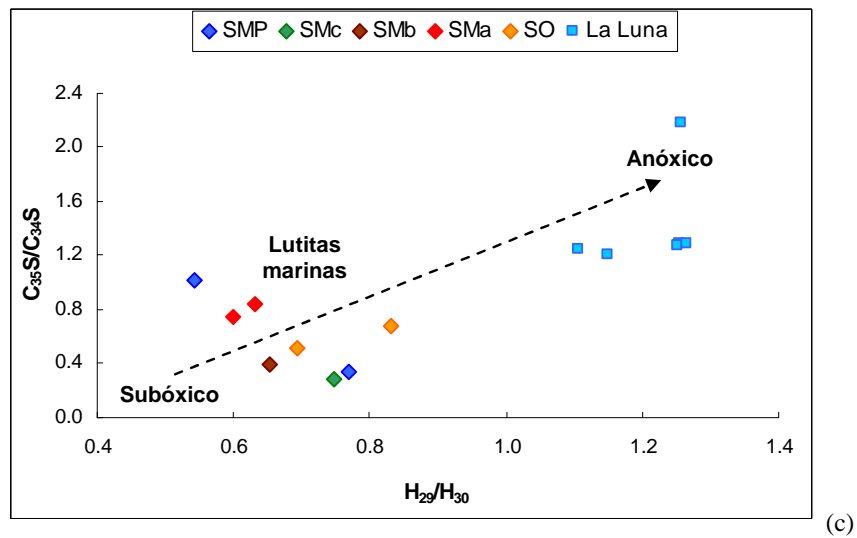
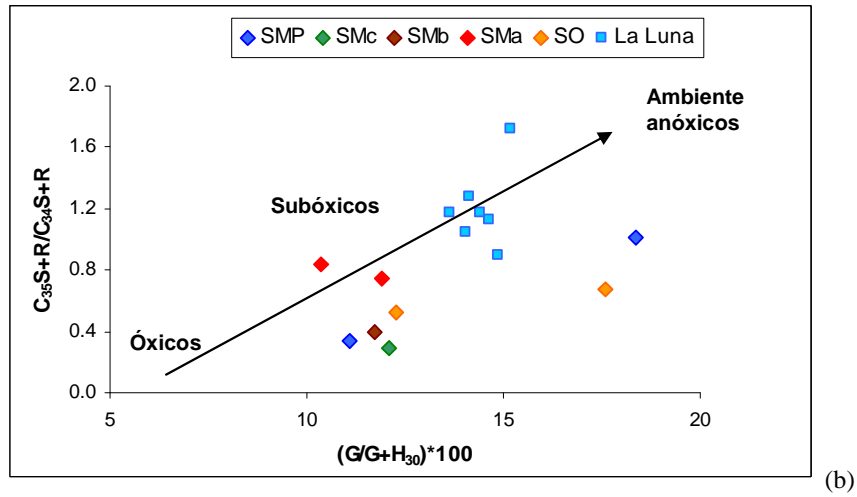
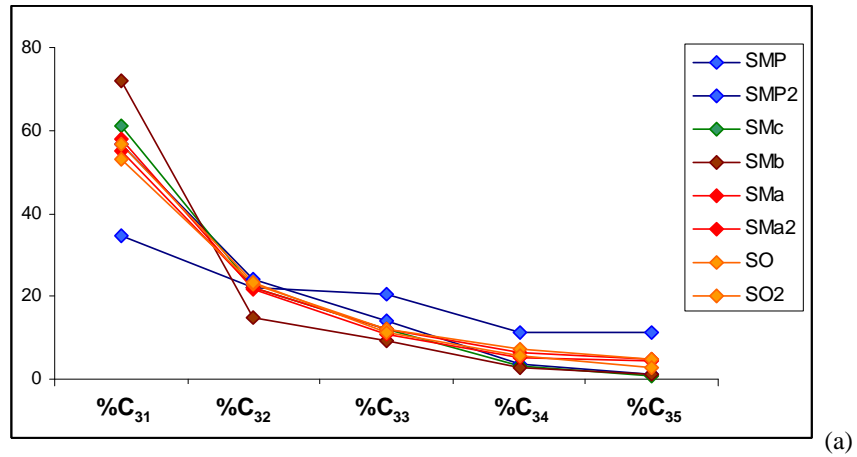


Figura 33. Gráficos de biomarcadores para inferir condiciones redox en el ambiente de sedimentación de la roca madre (Peters et al., 2005)

Tabla 7. Parámetros que permiten inferir litología y condiciones redox en el ambiente de sedimentación

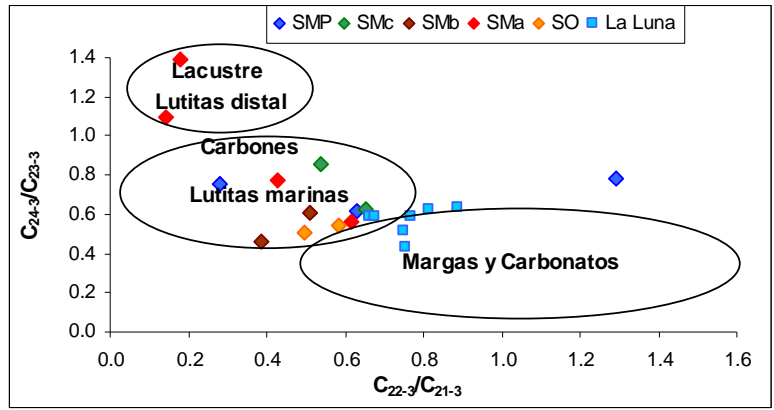
Secuencia	Profundidad (pies)	%C ₃₁ ^a	%C ₃₂ ^a	%C ₃₃ ^a	%C ₃₄ ^a	%C ₃₅ ^a	C ₃₅ S+R / C ₃₄ S+R ^a		(G/G+H ₃₀) [*] 100 ^a	H ₂₉ / H ₃₀ ^a		C ₂₃₋₃ / HOP ⁻³⁰ ^a		C ₂₇ / C ₂₉ ^b		T _s / T _m ^b
							C ₃₅ S+R	C ₃₄ S+R ^a		C ₂₄₋₃ / C ₂₁₋₃ ^a	C ₂₃₋₃ / C ₂₁₋₃ ^a	C ₂₇ ^a	C ₂₉ ^b			
SMP	1820	34.69	22.11	20.58	11.23	11.39	1.01	N.D	18.35	0.54	0.76	0.28	0.68	2.11	0.83	
	3820	83.72	10.28	1.84	4.16	N.D	N.D	2.25	0.87	0.78	1.29	0.03	1.67	0.61		
	4380	56.70	24.26	14.20	3.62	1.21	0.34	11.09	0.77	0.61	0.63	0.54	2.25	0.86		
SMc	4960	82.93	13.04	1.57	2.46	N.D	N.D	2.29	0.72	0.85	0.54	0.04	1.92	1.18		
	5040	61.29	22.11	12.21	3.41	0.98	0.29	12.09	0.75	0.63	0.65	0.55	1.49	0.67		
SMb	6240	68.97	19.49	8.78	2.77	N.D	N.D	3.84	0.60	0.46	0.39	0.42	1.50	1.05		
	6480	78.39	19.09	2.52	N.D	N.D	N.D	2.90	0.72	1.56	0.07	0.03	1.25	1.37		
	6720	71.84	14.84	9.32	2.87	1.13	0.39	11.71	0.65	0.61	0.51	0.39	1.25	0.65		
SMA	7497	56.93	32.02	10.22	0.83	N.D	N.D	1.85	0.97	1.39	0.18	0.01	1.25	0.62		
	7600	11.76	71.45	4.14	12.65	N.D	N.D	15.07	0.95	1.09	0.14	0.01	1.23	0.47		
	7440	54.93	22.18	11.99	6.26	4.64	0.74	11.91	0.60	0.56	0.61	0.02	1.48	0.45		
	8260	57.89	21.55	10.75	5.33	4.47	0.84	10.34	0.63	0.78	0.43	0.14	1.30	0.55		
SO	8533	52.98	22.72	12.03	7.34	4.93	0.67	17.59	0.83	0.54	0.58	0.24	1.33	0.37		
	8710	56.64	23.22	11.40	5.76	2.99	0.52	12.26	0.69	0.51	0.50	0.29	1.57	0.63		

NA: No analizado

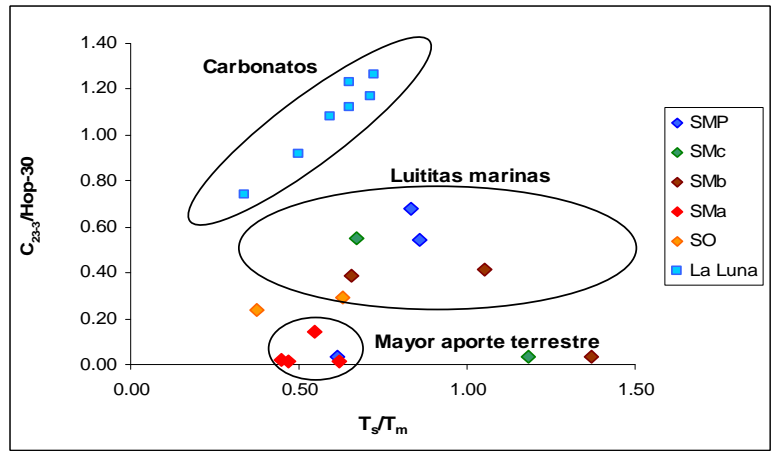
%C₃₁: ((C₃₁ (S+R)) / (C₃₁ (S+R) + C₃₂ (S+R) + C₃₃ (S+R) + C₃₄ (S+R) + C₃₅ (S+R))) * 100; %C₃₂: ((C₃₂(S+R)) / (C₃₁ (S+R) + C₃₂ (S+R) + C₃₃ (S+R) + C₃₄ (S+R) + C₃₅ (S+R))) * 100; %C₃₃: ((C₃₃ (S+R)) / (C₃₁ (S+R) + C₃₂ (S+R) + C₃₃ (S+R) + C₃₄ (S+R) + C₃₅ (S+R))) * 100; %C₃₄: ((C₃₄ (S+R)) / (C₃₁ (S+R) + C₃₂ (S+R) + C₃₃ (S+R) + C₃₄ (S+R) + C₃₅ (S+R))) * 100; %C₃₅: ((C₃₅ (S+R)) / (C₃₁ (S+R) + C₃₂ (S+R) + C₃₃ (S+R) + C₃₄ (S+R) + C₃₅ (S+R))) * 100; C₃₄ S+R: C₃₅(S+R) + C₃₄ (S+R)

G / G + H₃₀: Gammacerano / (Gammacerano + C₃₀17α,21β(H)-Hopano); H₂₉ / H₃₀: C₂₉Hopano / C₃₀17α,21β(H)-Hopano; C₂₄-3/C₂₃-3: relación de terpanos tricíclicos C₂₄ y C₂₃; C₂₂-3 / C₂₁-3: relación de terpanos tricíclicos C₂₂ y C₂₁; C₂₃-3 / HOP-30: Terpano tricíclico C₂₃/C₃₀ 17α,21β(H)-Hopano; C₂₇/C₂₉: C₂₇ααR/C₂₉ααR; Ts / Tm: Ts 18α(H)-trisorhopane / Tm 17α(H)-trisorhopane

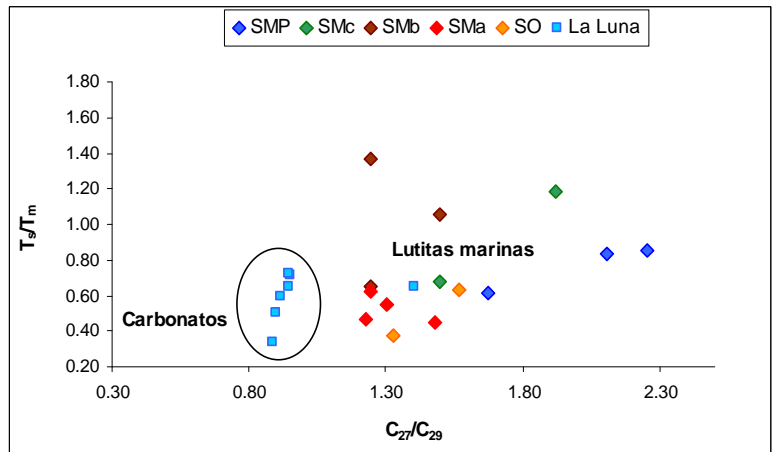
Referencias: a Peters et al., (2005); b S. Huang et al., (2014)



(a) (Peters et al., 2005)



(b) M. Li et al., (1999)



(c) S. Huang et al., (2014)

Figura 34. Gráficos de biomarcadores para inferir el tipo de litología de la roca madre

Tabla 8. Parámetros que definen la madurez térmica

Secuencia	Prof. (pies)	C_{21-3}/C_{23-3}^a	C_{23-3}/C_{24-3}^a	Tricíclicos/Hopanos ^a	$T_s/(T_s+T_m)^a$	$C_{31}22S/(22S+22R)^b$	$C_{32}22S/(22S+22R)^b$	$C_{30}Mor/C_{30}Hop^a$
SMP	1820	0,43	1,32	0,93	45	62	57	11
	4380	0,18	1,63	0,67	46	47	50	36
SMc	5040	0,16	1,59	0,73	40	47	53	46
SMb	6720	0,23	1,63	0,49	40	34	55	29
SMa	7440	0,14	1,77	0,27	31	38	53	23
	8260	0,17	1,29	0,56	35	37	49	27
SO	8533	0,15	1,84	0,33	27	39	58	25
	8710	0,25	1,97	0,41	39	36	42	27

C_{21-3}/C_{23-3} : Relación C_{21-3}/C_{23-3} ; C_{23-3}/C_{24-3} : Relación C_{23-3}/C_{24-3} ; Tricíclicos/Hopanos: $(\Sigma C_{19}-C_{25})/(\Sigma 17\alpha C_{29}-C_{30}\text{-hopanos})$; $T_s/(T_s+T_m)$: $C_{27}18\alpha\text{-Trisnorhopano}/(C_{27}18\alpha\text{-Trisnorhopano} + C_{27}17\alpha\text{-Trisnorhopano})$; $C_{31}22S/(22S + 22R)$: $C_{31}22S/(22S + 22R)$; $C_{32}22S/(22S + 22R)$: $C_{32}22S/(22S + 22R)$; $C_{30}Mor/C_{30}Hop$: $C_{30}17\beta,21\alpha(H)\text{-moretano}/C_{30}17\alpha,21\beta(H)\text{-Hopano}$

Referencia: ^a Peters et al., (2005). ^b Seifert y Moldowan (1980)

En la Figura 36 se muestra el Fragmentograma $m/z = 191$, donde se observa una abundancia relativa de los isómeros biológicos (R) con respecto a los isómeros geológicos (S) en los homohopanos (C_{31} , C_{32} y C_{33}), la relación de estos isómeros $C_{32}22S/(22S + 22R)$, presentes en la Tabla 8, indican que no han alcanzado el equilibrio ~60 %. Adicionalmente se observa que existe una variación a lo largo de las secuencias, que puede estar asociado a las diferentes profundidades de las muestras. Según Peters et al., (2005), estos valores corresponden a valores equivalentes en R_o entre 0,47 a 0,57 % en las secuencias estudiadas, es decir, que las muestras corresponden a un bitumen inmaduro (Figura 37).

Por su parte, la relación $T_s/(T_s+T_m)$, es utilizada como indicador de madurez, su aumento implica mayor madurez térmica debido a que el T_s es más estable que el T_m , este parámetro solo debe ser usado en bitumen de facies orgánicas y litologías similares (en López, 2013). Alcanza el equilibrio en 100 % lo que corresponde a un madurez tardía (Peter et al., 2005).

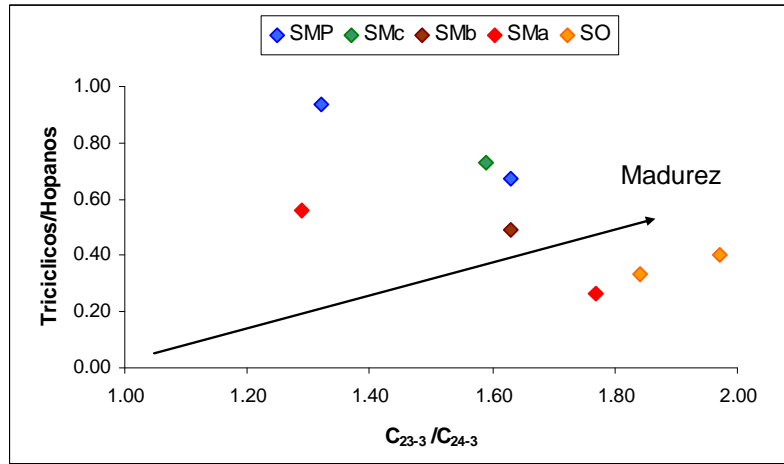


Figura 35. Terpanos tricíclicos como indicadores de madurez (Peters et al., 2005)

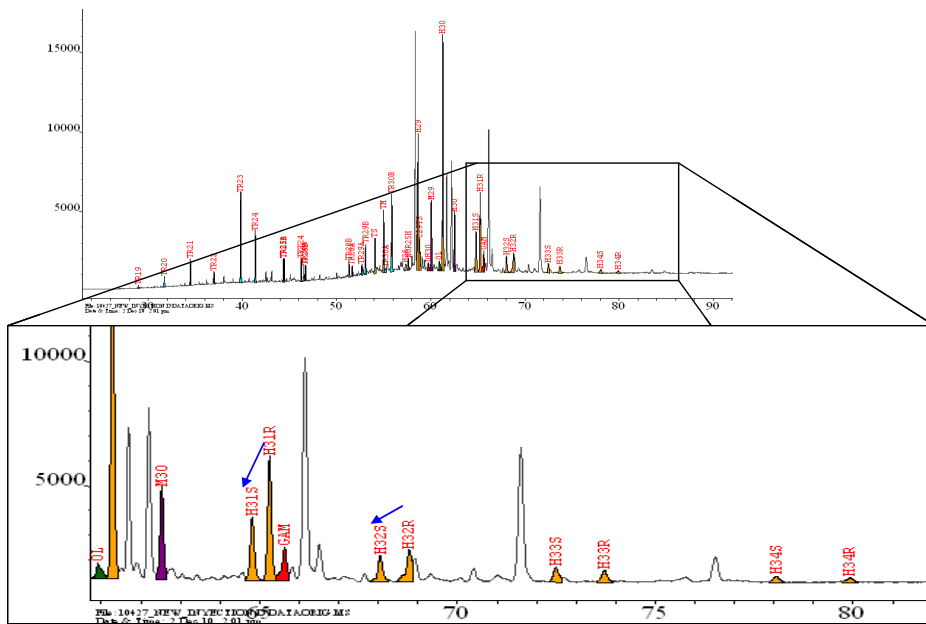


Figura 36. Fragmentograma m/z 191. Relación del isómero R con respecto al isómero S en los homohopanos

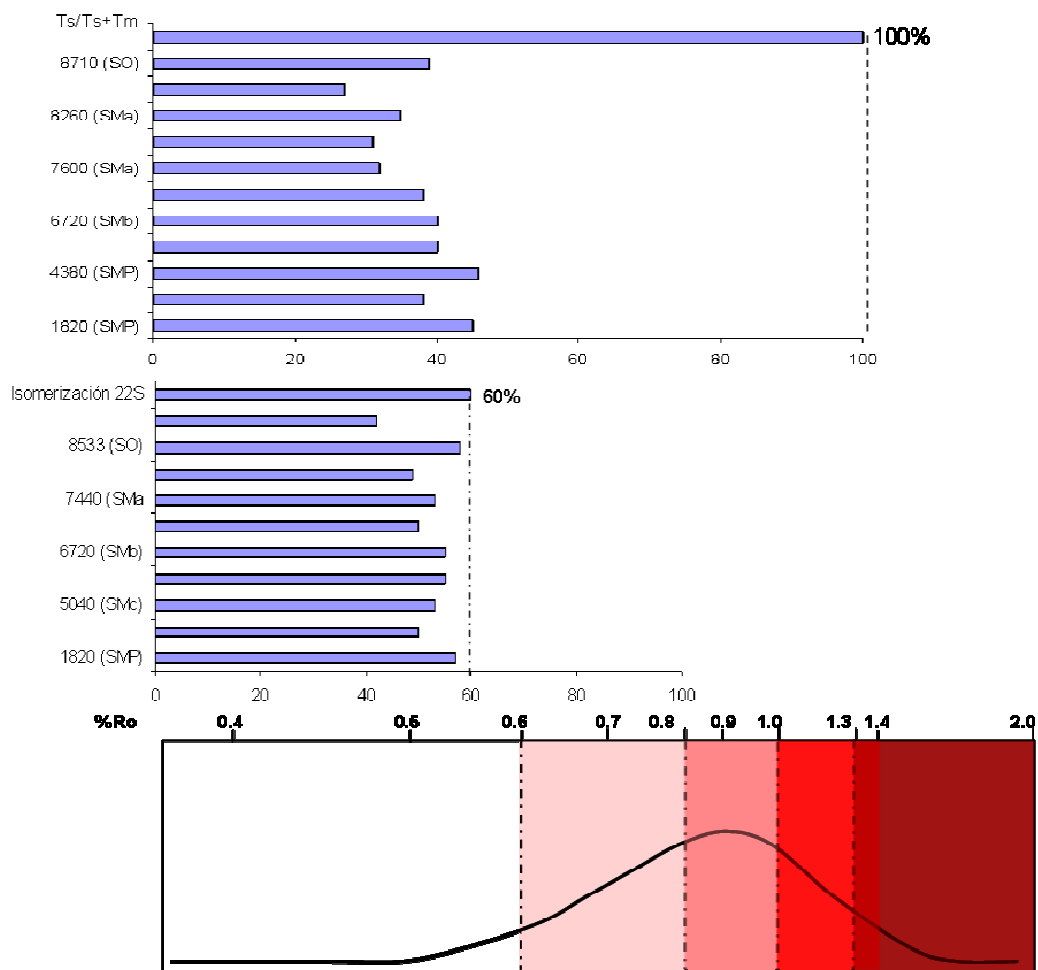


Figura 37. Isomerización del 22S y relación Ts/Ts + Tm y el equivalente en vitrinita % Ro (Peters et al., 2005)

En la Figura 38 se muestra el Fragmentograma $m/z = 191$, donde se observa una abundancia relativa del T_m con respecto al T_s , su relación corresponde a valores $< a$ 46 %, mostrada en la Tabla 8, indicando que se trata de bitúmenes inmaduro, esto se observa también en la Figura 37 donde según Peters et al., (2005), corresponden a valores equivalentes en reflectancia de vitrinita $< a$ 0,6 %.

La relación C_{30} -moretano/ C_{30} -hopano, permite también estimar la madurez en bitumen. Esta relación decrece con el aumento de la madurez, con valores que van desde 80 % en un bitumen inmaduro; hasta valores < 15 a 5 % mínimo, en crudos

maduros (Mackenzie, 1984; Seifert y Moldowan, 1980). Los resultados obtenidos en esta relación (Tabla 8) indican valores entre 26 y 46 %, a excepción de un valor de 11 %, lo que sugiere, que las rocas son inmaduras (Figura 39).

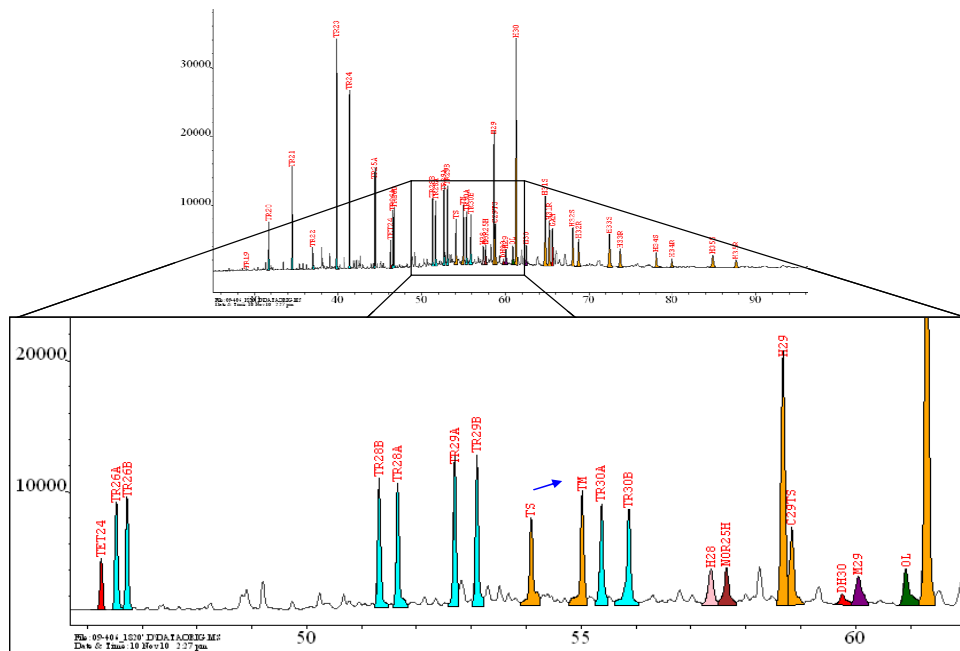


Figura 38. Relación del Ts con respecto al Tm en el Fragmentograma m/z 191

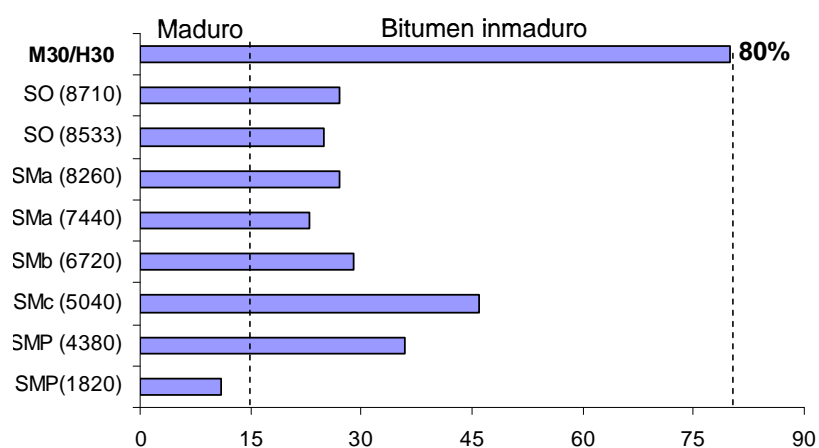


Figura 39. Relación C₃₀-moretano/C₃₀-hopano (M30/H30) como indicador de madurez

Correlación de extractos del pozo Tuna-1X con los fluidos del área

De acuerdo a los resultados, las secuencias perforadas por los pozos del área se encuentran en una etapa inmadura. Por lo tanto, debido a que las secuencias de los pozos no tienen la madurez térmica suficiente para haber generado los hidrocarburos encontrados en el Campo Cardón IV, no existe correlación entre las secuencias estudiadas y los fluidos del área. Sin embargo, como se discute a continuación la o las rocas madres que generaron los fluidos del área tienen características similares en materia orgánica y ambiente de sedimentación a las secuencias estudiadas. Por lo que, una secuencia madura/sobremadura con características similares a las secuencias presentes en los pozos, es la roca probablemente responsable de las acumulaciones de hidrocarburos del Campo Cardón IV.

En los gráficos de la Figura 40, se muestra la correlación de los condensados de los pozos Perlas con los extractos del pozo Tuna-1X, que permiten inferir el tipo de materia orgánica de la roca madre. Basados en estos gráficos, se sugiere una materia orgánica principalmente marina, con contribución de materia orgánica terrestre similar a la secuencia SMA (gráfico b).

Por su parte, los gráficos de la Figura 41, permiten inferir las condiciones redox del ambiente de sedimentación de la roca madre. De acuerdo a la distribución de los homohopanos, los condensados presentan un comportamiento similar a las secuencias estudiadas, sugiriendo condiciones subóxicas ($C_{34} > C_{35}$), para la o las rocas que le dieron origen. El gráfico b, incluye además extractos de la Formación La Luna, de edad Cretácica, para una mejor visualización entre condiciones redox y litologías. Este gráfico sugiere de manera similar un ambiente subóxico y posiblemente asociado a lutitas marinas para la roca que le dio origen a los condensados; a diferencia de un comportamiento típico de la Formación La Luna, de litología carbonática y condiciones anóxicas (Cassani y Gallango, 1988).

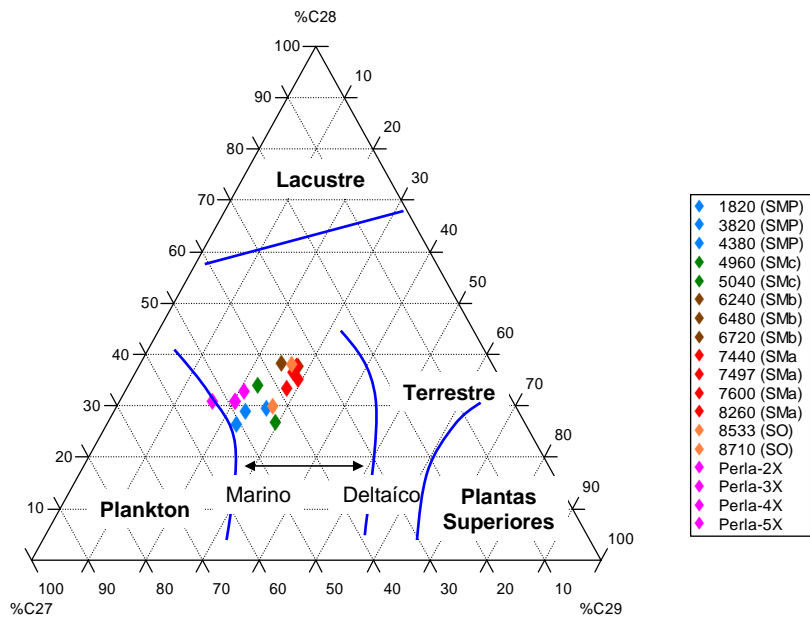
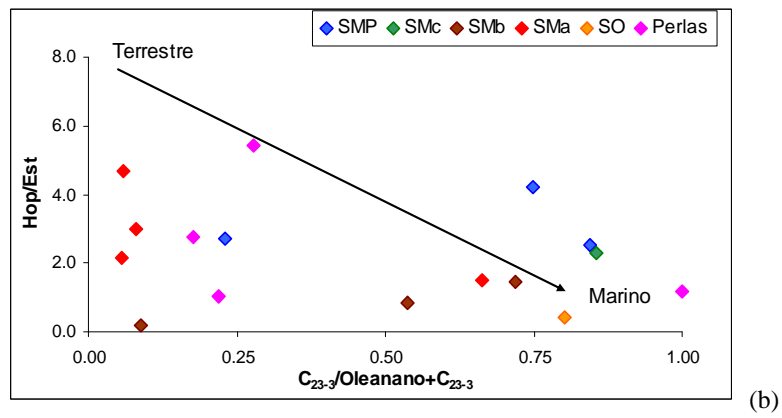
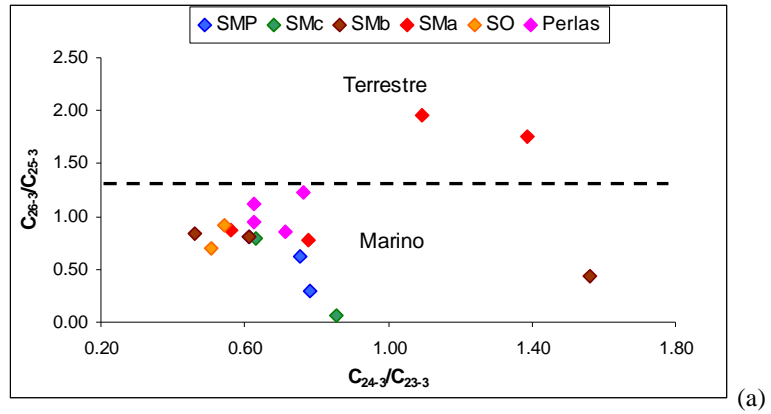


Figura 40. Gráficos que permiten inferir el tipo de materia orgánica (a) y (b) (Peters et al., 2005); (c) (Cassani y Gallango, 1988).

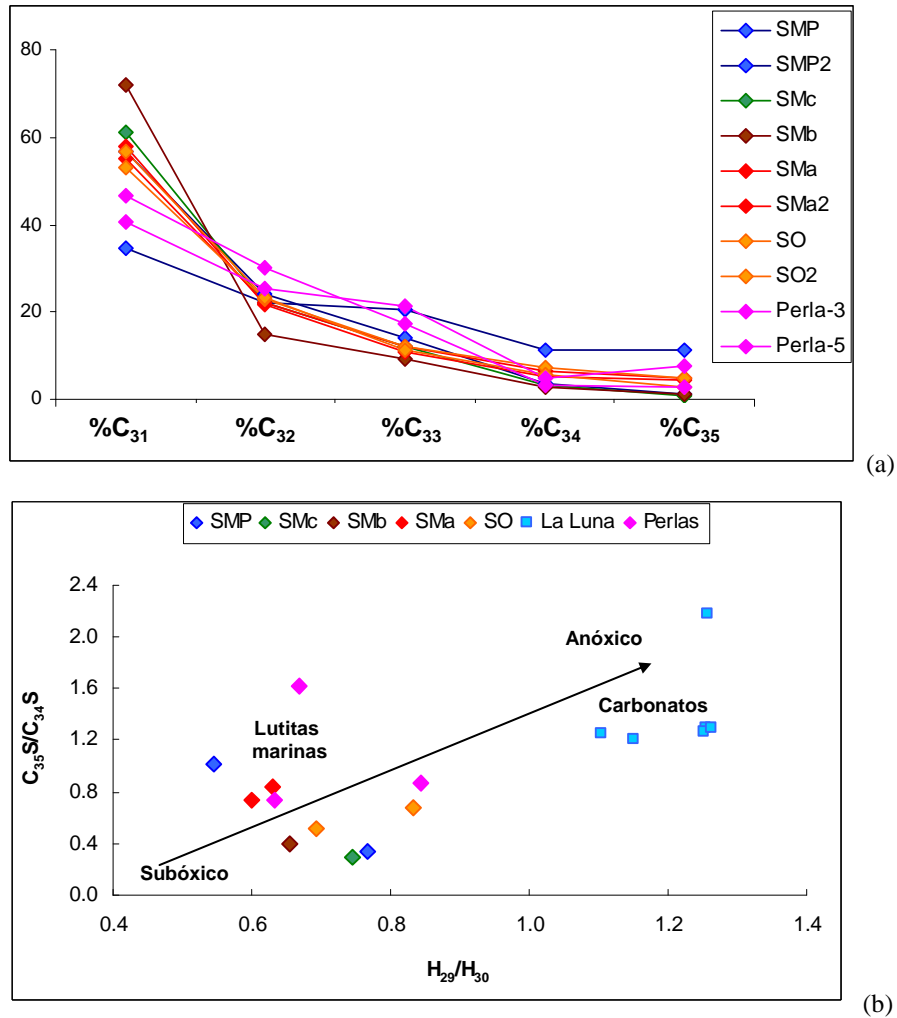


Figura 41. Gráficos que permiten inferir condiciones redox en el ambiente de sedimentación (Peters et al., 2005)

Finalmente, los gráficos de la Figura 42, presentan relaciones donde se infiere el tipo de litología de la roca que generó los condensados, de igual manera se incluyen unos extractos de la Formación La Luna tomados de Cassani y Gallango (1988), para una mejor visualización en el comportamiento de las relaciones. En el grafico (a), la relación de los terpanos tricíclicos permite inferir el tipo de litología, se observa que los fluidos de los pozos Perlas se ubican en el área de lutitas marinas al igual que las secuencias estudiadas y se diferencian de los extractos provenientes de la Fm. La Luna asociado a facies carbonáticas. El gráfico (b), muestra de manera análoga un

comportamiento similar de los condensados con las secuencias perforadas en los pozos, el cual se asocia a posibles lutitas marinas y se diferencian de los extractos pertenecientes a la Formación La Luna.

En conclusión, aunque las secuencias de los pozos no generaron los condensados de área, debido a la baja madurez térmica que presentan, la roca que generó estos fluidos presenta características similares en cuanto a litología y condiciones redox a las secuencias perforadas en los pozos, principalmente, a la secuencia SMA. De acuerdo a estos resultados, la roca generadora de los fluidos corresponde a una lutita con materia orgánica principalmente marina pero con contribución de materia orgánica terrestre; y depositada posiblemente en un ambiente subóxico. Pérez et al., (2013), sugieren que la edad de la roca madre que generó estos crudos es probablemente del Mioceno, de acuerdo a la composición isotópica del $\delta^{13}\text{C}$ y su relación con los valores de Pristano/Fitano (Figura 43).

Ahora bien, surge la siguiente pregunta, ¿Que secuencias, posiblemente Terciarias, pueden tener estas características y estar maduras?

Dentro del trabajo realizado por Del Olló (1993), se encuentran los análisis de bitumen a una muestra de afloramiento (ATA-35) de Falcón Central, y de dos muestras del pozo Las Pailas-1X, correspondiente a la Formación Agua Clara, que según la edad, es el equivalente a la secuencia SMA en el Golfo de Venezuela. Dichos datos se reportan en la Tabla 9 y Tabla 10. Tomando en cuenta esta información se realizó una correlación, con los datos disponibles, y con los datos de los crudos de los pozos Perlas.

En la Figura 44 se muestran los cromatogramas de masa de crudo total para las muestras ATA-35, Perla-2X y Perla-5X, de acuerdo a la abundancia relativa de los *n*-alcanos se puede inferir el tipo de materia orgánica de la roca generadora (en López, 2013). En los gráficos se observa una abundancia relativa de *n*-C₁₅ a *n*-C₁₉, asociado a

ambientes lacustres o marinos, y una abundancia relativa de pristano sobre fitano, que se asocia a condiciones subóxicas.

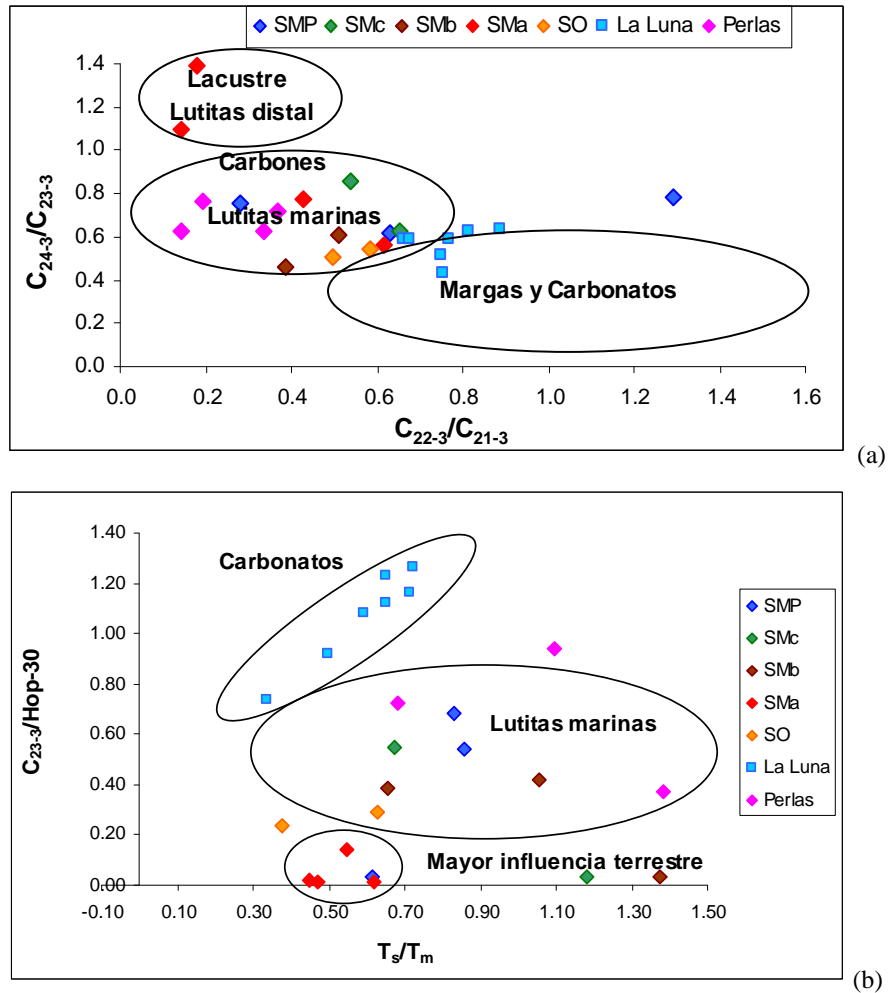


Figura 42. Gráficos que permiten inferir el tipo de litología de las rocas madres
 (a) Peters et al., 2005; (b) M. Li et al., 1999

Adicionalmente en la Figura 45 se presenta el gráfico Pr/C_{17} vs Ft/C_{18} que permite inferir que la roca madre que dio origen a los crudos de los pozos Perlas se caracteriza por la presencia de materia orgánica mixta, similar a lo observado para ATA-35, y el pozo Las Pailas-1X. De manera similar, en el grafico ternario de la Figura 46, se observa que las muestras de ATA-35 y del pozo Las Pailas-1X se

depositaron, según el gráfico, en un ambiente transicional al igual que la roca que le dio origen a los fluidos de los pozos Perla.

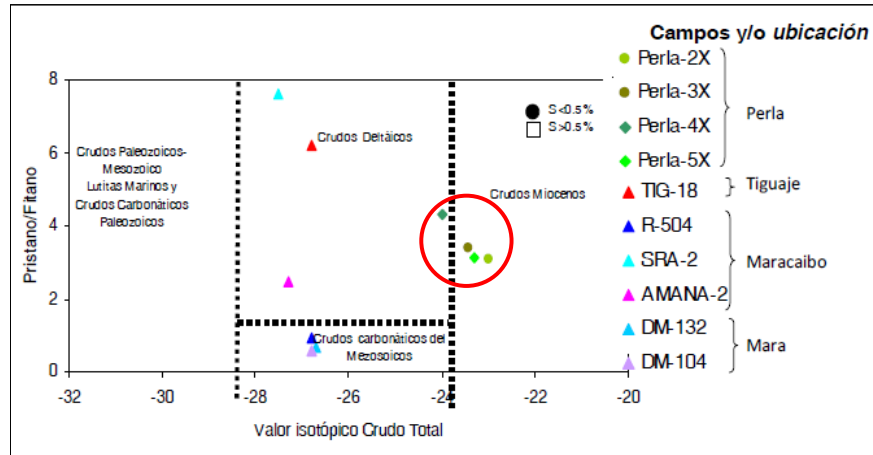


Figura 43. Relación isotópica del carbono para el crudo total vs Pristano/Fitano (tomado de Pérez et al., 2013)

Finalmente, partiendo de los resultados Del Olla (1993), en la Tabla 11, se muestra los parámetros que se utilizaron para correlacionar las muestras, y éstos se presentan en la Figura 47. En dicha gráfica se observa similitud de la muestra ATA-35 con los fluidos de los pozos Perlas. De estos resultados surge la pregunta: *¿Es posible que esta secuencia perteneciente a la Formación Agua Clara con características similares a la secuencia SMA en el Golfo, sea la responsable de los fluidos del campo Cardón IV?* Lamentablemente con los datos que se disponen no se puede afirmar esto. Sin embargo, es muy probable que esta secuencia u otra muy similar en litología y condiciones de sedimentación sea la responsable de los fluidos del área. Es recomendable hacer un estudio detallado de geoquímica en Falcón Central para verificar la existencia o no de este intervalo y poder correlacionar con los crudos de los pozos Perlas.

Tabla 9. Datos de roca para la muestra ATA-35 y el Pozo Las Pailas-1X (tomado de Del Olio, 1993)

Muestra	Pozo	Formación	Prof (pies)	COT (%)	Ro (%)	Tmax (°C)
ATA-35	Afloramiento	Agua Clara	-	0,70	0,93	455
LP-2	Las Pailas-1X	Agua Clara	1102-1105	0,54	1,17	464
LP-4	Las Pailas-1X	Agua Clara	1107-1110	0,54	1,28	471

Tabla 10. Datos de bitumen para la muestra ATA-35 y el Pozo Las Pailas-1X (tomado de Del Olio, 1993)

Muestra	%Saturados	%Aromáticos	%Resinas	%Asfaltenos	Pr	Ft	Pr/Ft	Pr/n-C ₁₇	Ft/n-C ₁₈	IPC
ATA-35	72,9	15,1	9,5	2,0	8,7	2,9	3,0	0,7	0,2	1,1
LP-2	62,4	17,1	13,5	1,7	3,9	2,8	1,4	0,3	0,3	1,3
LP-4	62,9	18,8	12,7	2,5	5,0	3,5	1,4	0,6	0,3	1,0

Tabla 11. Parámetros de correlación entre los crudos del campo Cardón IV y el bitumen de la Formación Agua Clara

Muestra	Pr/Ft	Pr/n-C ₁₇	Ft/n-C ₁₈	IPC	%Sat/ (%Sat+Aro+Res+Asf)
ATA-35	3,00	0,70	0,20	1,10	0,75
LP-2	1,40	0,30	0,30	1,30	0,67
LP-4	1,40	0,60	0,30	1,00	0,65
Perla-2X	3,09	0,96	0,39	0,99	0,69
Perla-3X	3,37	0,97	0,35	1,08	0,66
Perla-4X	4,32	1,16	0,52	0,00	0,71
Perla-5X	3,12	0,84	0,35	1,12	0,72

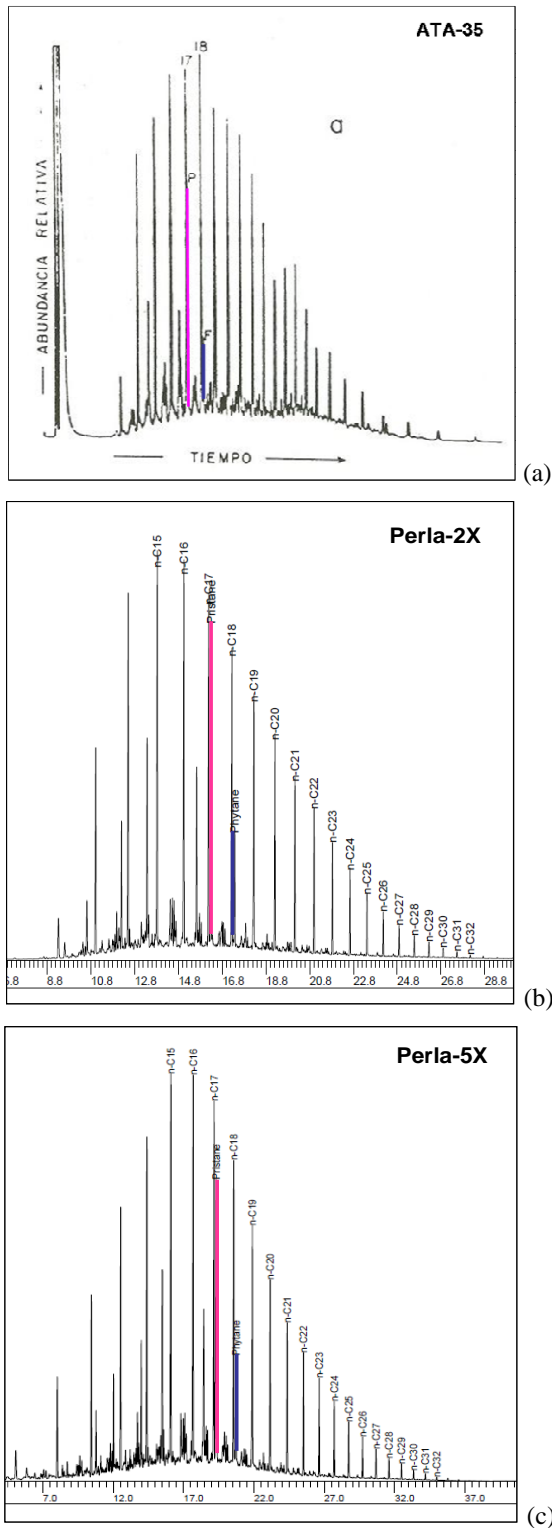


Figura 44. Cromatogramas de masa de crudo total para (a) afloramiento ATA-35, (b) Perla-2X y (c) Perla-5X

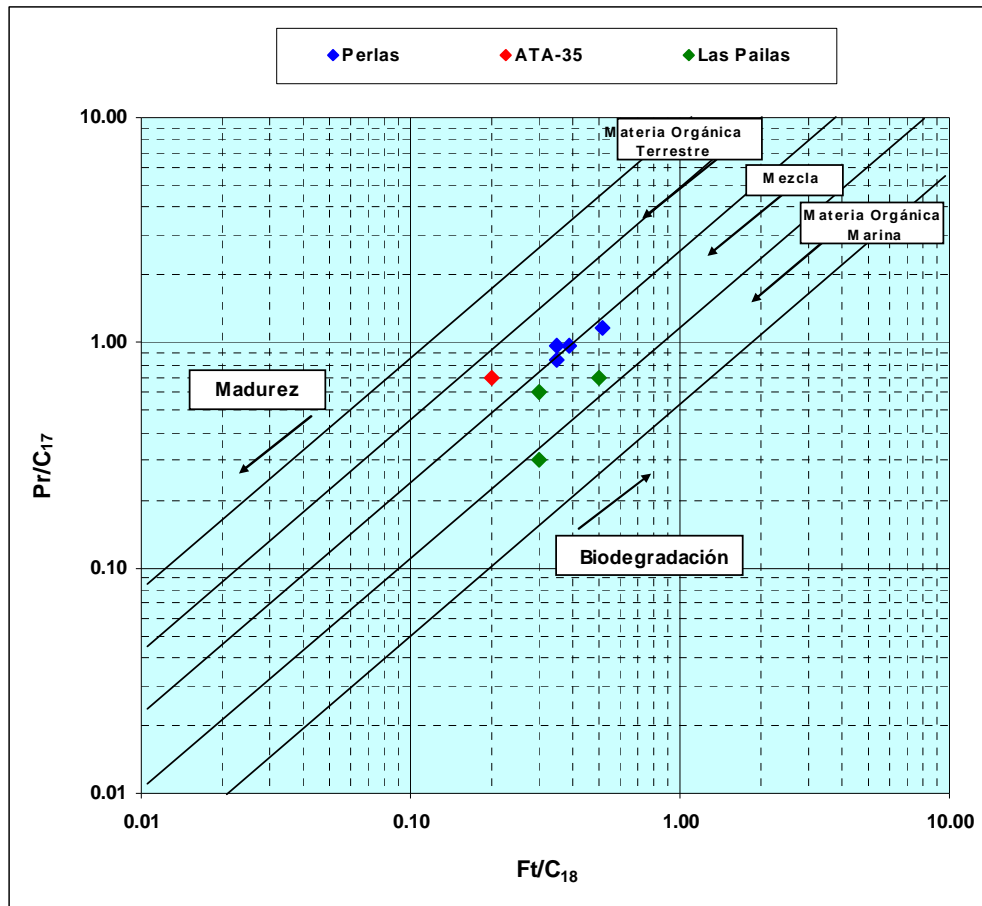


Figura 45. Pristano/n-C₁₇ vs. Fitano/n-C₁₈ para crudos de los pozos Perlas y bitumen de la muestra ATA-35 y de Las Pailas-1X (Connan y Cassou, 1980)

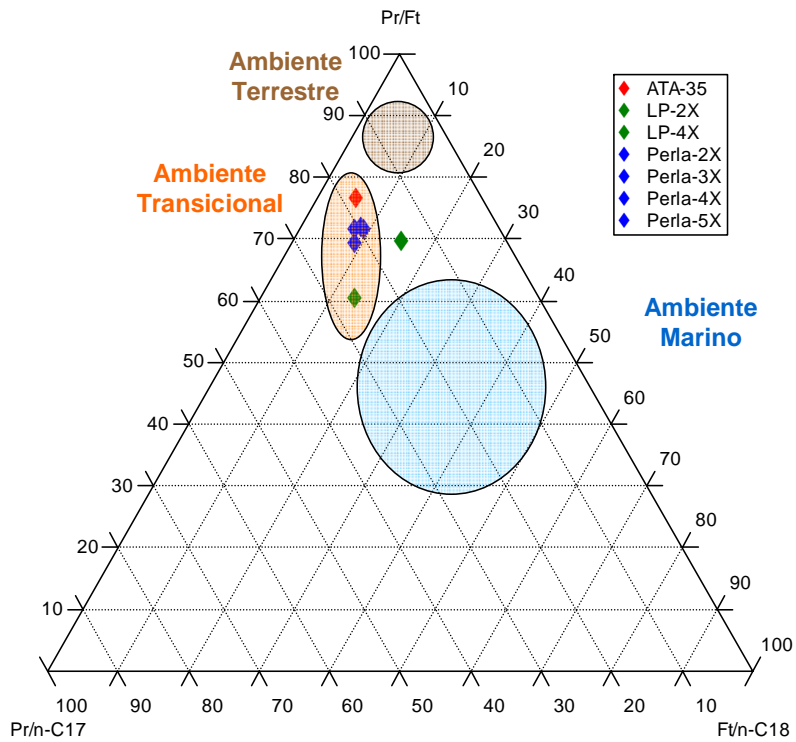
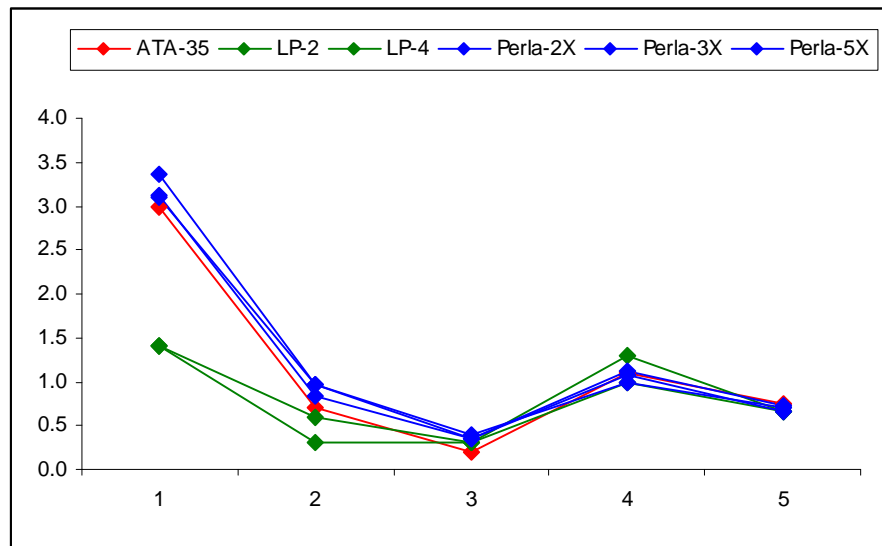


Figura 46. Grafico ternario que muestra la abundancia relativa de Pr/Ft, Ft/n-C₁₈ y Pr/n-C₁₇ en los crudos de los pozos Perlas y en el bitumen de ATA-35 y Las Pailas-1X.



1: Pr/Ft; 2: Pr/n-C₁₇; 3: Ft/n-C₁₈; 4: IPC; 5: % Sat/ (% Sat + Aro + Res + Asf)

Figura 47. Gráfico de correlación entre los crudos de los pozos Perlas y el bitumen de ATA-35, LP-2 y LP-4

Modelado 2D de madurez, generación y expulsión de hidrocarburos

A partir del modelado geoquímico realizado mediante la aplicación del programa OpenFlow 2D, se generó una serie de resultados a lo largo del transecto, que permitió determinar la madurez de las rocas propuestas como rocas madres, la generación y expulsión de los hidrocarburos a través del tiempo.

Calibración térmica

Para tener un mayor grado de certeza de los resultados, es necesario obtener el mejor ajuste entre los datos reales y los generados por el programa, es decir una calibración satisfactoria. Para llevar a cabo la calibración, se utilizaron datos térmicos de reflectancia de vitrinita (% Ro) y temperatura de fondo de pozo (BHT) disponibles en tres pozos ubicados en el transecto (Gua-04X, Perla-1X, Coral-1X). Debido a que el transecto abarca las dos provincias tectónicas del Golfo, se utilizaron los datos del pozo Gua-04X para la provincia Suroccidental; mientras que la provincia Nororiental se calibró con datos de los pozos Coral-1X y Perla-1X.

La Figura 48, muestra el gráfico de la variación del flujo de calor en el tiempo, a partir de las calibraciones obtenidas para cada provincia. Para la provincia Suroccidental el flujo de calor alcanzó un máximo de 75 mW/m^2 , en un período comprendido entre el Eoceno (58 Ma.) y el Mioceno (23 Ma.), y de 40 mW/m^2 desde finales del Mioceno hasta el presente. Adicionalmente, se incluyó una erosión de 5.000 pies en el Oligoceno. Esta combinación de flujo de calor y erosión permitió obtener el mejor ajuste entre los datos térmicos y las curvas de tendencia calculada por el programa, tal y como puede apreciarse en la Figura 48. De esta forma, fue obtenida la calibración consistente con el modelo geológico para la provincia suroccidental en el transecto.

En cuanto a la provincia nororiental, fue calibrada con los datos térmicos disponibles en los pozos Perla-1X y Coral-1X. En la Figura 48, puede apreciarse que el pozo Coral-1X fue ajustado con un flujo de calor constante de 30 mW/m^2 mientras que el

pozo Perla-1X, presentó un incremento del flujo de calor entre los 10 y 5 Ma., alcanzando un máximo de 60 mW/m^2 . Esta “anomalía térmica” es atribuida al efecto térmico radial, producto de una intrusión detectada en el basamento del pozo Perla-3X, (reportada por Arends et al., 2014). Posterior a esta anomalía, el flujo de calor va disminuyendo hasta alcanzar el equilibrio térmico en el presente a 50 mW/m^2 . Estas tendencias de flujo de calor en ambos pozos, permitieron obtener un ajuste óptimo entre los datos térmicos disponibles y la curva de tendencia generada por el programa, alcanzado así una calibración satisfactoria (Figura 48).

Madurez y tasa de transformación de las rocas generadoras

Esta sección describe el comportamiento de la madurez expresada a partir de la reflectancia de vitrinita (% Ro) y la tasa de transformación (% TT), como una medida de la evolución de las reacciones de transformación de la materia orgánica (querógeno) a hidrocarburos, que está contenida en aquellos intervalos considerados como rocas generadoras. Es fundamental señalar, que está bien aceptado en la literatura (Burnham, 1989; Horsfield et al., 1989; Ungerer, 1990; Baskin y Peters, 1992; Behar et al., 1997; Vandenbrouke et al., 2006; Behar et al., 2010), que estas reacciones de transformación siguen un comportamiento cinético de primer orden y pueden ser descritas por una ecuación de tipo Arrhenius. Las variables cinéticas, como por ejemplo, el factor pre-exponencial (A) y las energías de activación (E_a), van a depender del tipo de querógeno que este definido para cada intervalo de roca madre.

En el área del Golfo de Venezuela han sido considerados para el presente trabajo tres intervalos como rocas generadoras asociados a rocas Cenozoicas presentes en la provincia nororiental de acuerdo a la caracterización de rocas. La primera de edad Mioceno temprano, equivalente a la Formación Agua Clara en la misma cuenca (secuencia SMa); el segundo intervalo de edad Mioceno medio, equivalente a la Formación Socorro en la cuenca de Falcón (secuencia SMc) y el ultimo intervalo de edad Mioceno-Plioceno (secuencia SMP). Las características geoquímicas analizadas en muestras de roca en los pozos del área, definen una riqueza orgánica promedio de

1,20 % de COT; una mezcla de querógeno tipo III-II para los tres intervalos y un espesor efectivo de 120 metros.

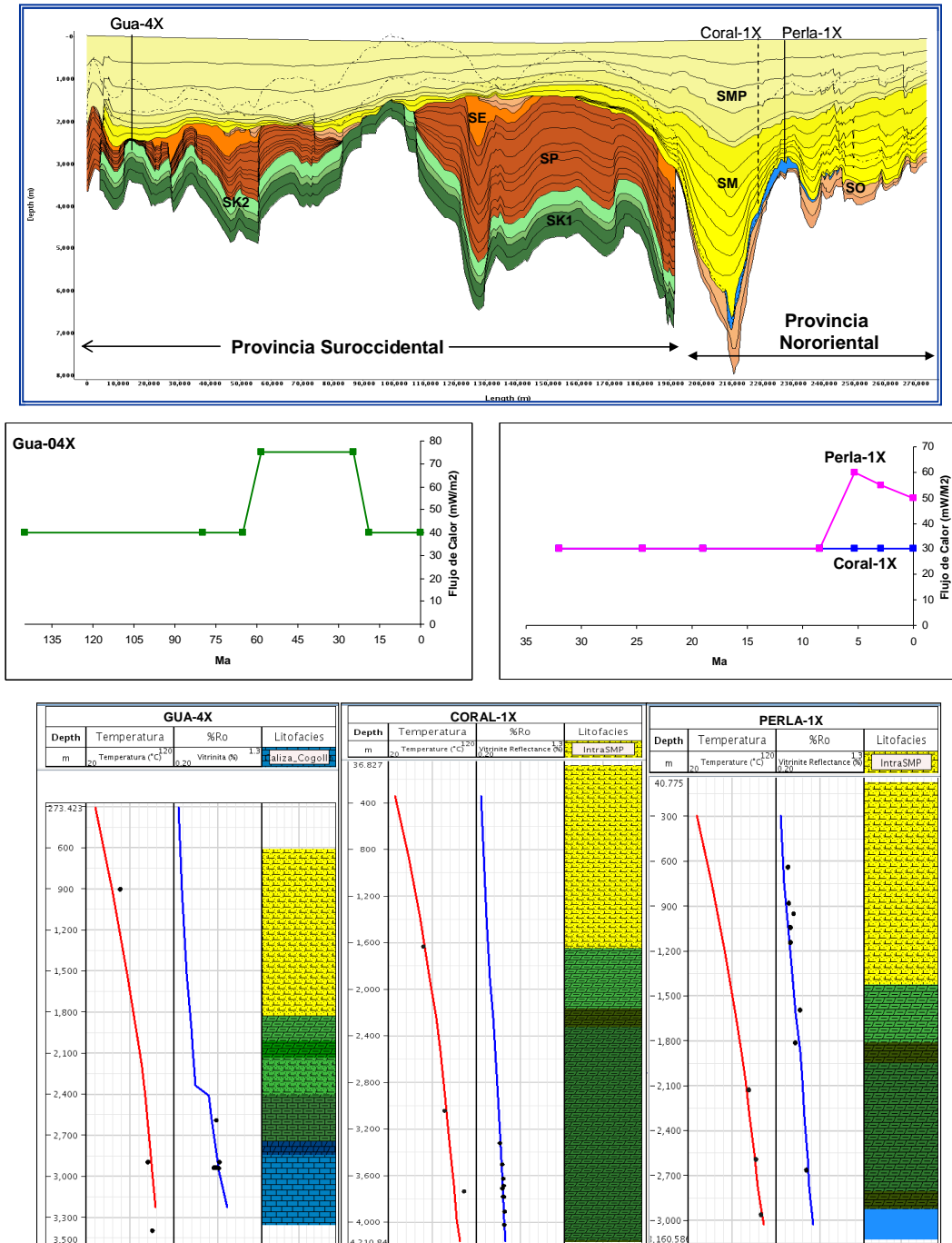


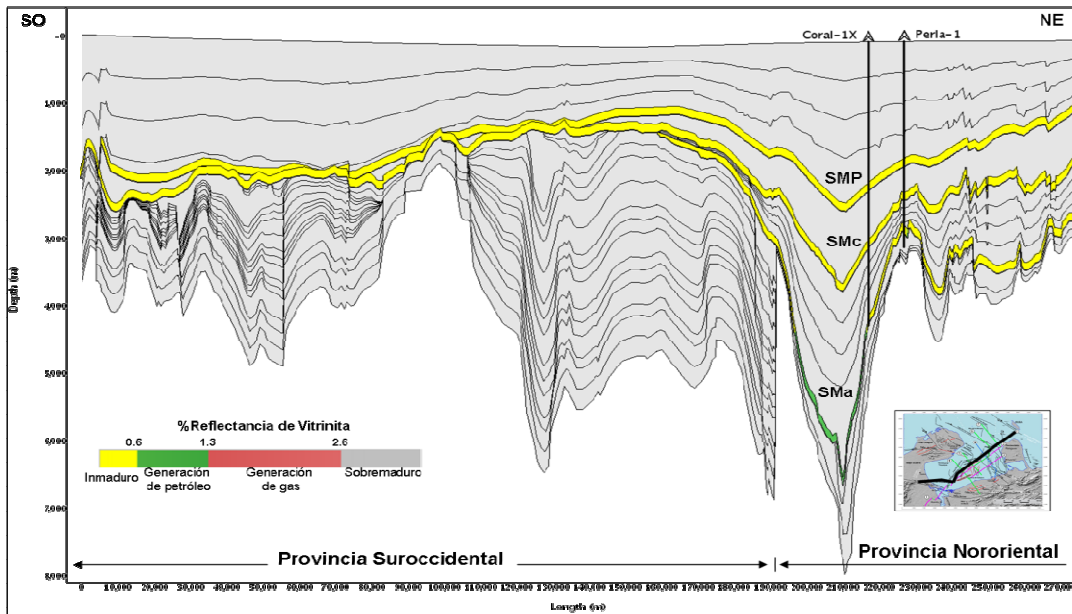
Figura 48. Calibración del modelo geológico con los pozos Gua-04X, Perla-1X y Coral-1X

En función de esto, se seleccionó de la librería del programa, un querógeno tipo III y uno tipo II, con características litológicas y paleoambientales equivalentes a las secuencias. Posteriormente, se efectuó la media aritmética de las energías de activación, el factor pre-exponencial y la constante de Arrhenius de cada querógeno seleccionado, y obtener de forma artificial los parámetros cinéticos de una mezcla de querógeno tipo III-II.

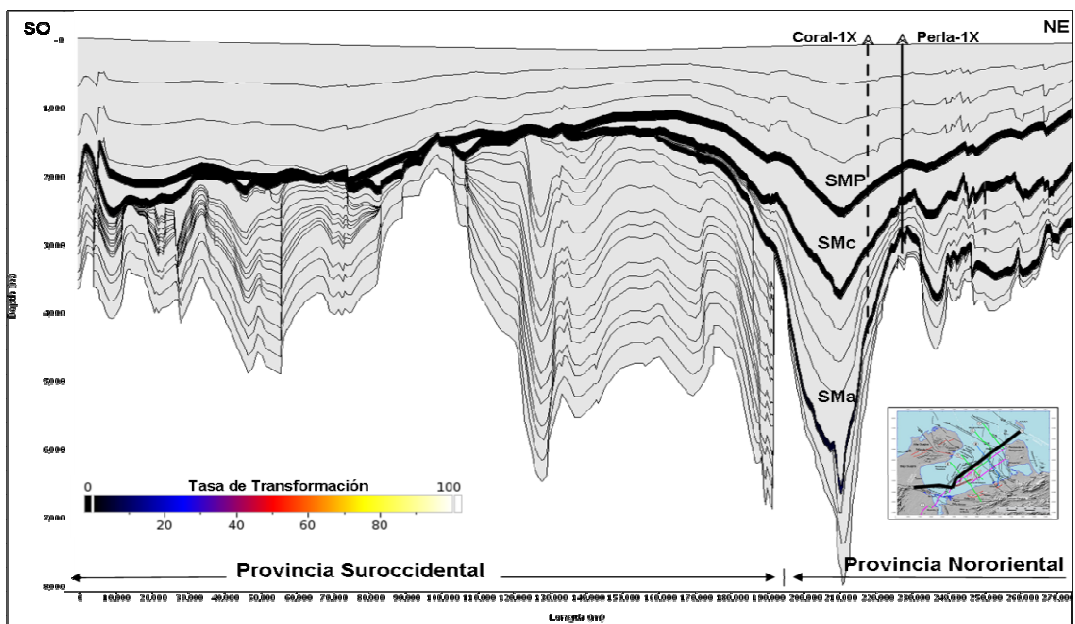
A continuación se describe los resultados de la evolución de la madurez y tasa de transformación de las rocas madres propuestas a lo largo del transecto modelado.

El transecto presenta una orientación preferencial NE-SO y abarca las dos provincias tectónicas del Golfo, sin embargo, debido a que nuestro objetivo es evaluar los intervalos propuestos en relación al Campo Cardón IV, nos enfocaremos solo en la provincia nororiental. En la Figura 49, se muestra la madurez alcanzada en cada intervalo. En el pozo Coral-1X, se observa que la madurez del intervalo asociado a la secuencia SMA es incipiente, alcanzando valores actuales de 0,58 % de Ro. Mientras que las secuencias SMC y SMP se encuentran inmaduras con valores entre 0,51 y 0,43 % Ro respectivamente. Por otro lado, de manera similar, para el pozo Perla-1X la secuencia SMA alcanza valores de 0,62 % Ro, comenzando la generación de hidrocarburos; y las secuencias SMC y SMP se encuentran inmaduras con valores de 0,53 y 0,45 % Ro, respectivamente. Este resultado indica que los hidrocarburos (gas y condensados) acumulados en el Campo Cardón IV no fueron generados, *in situ*, debido a la baja evolución térmica alcanzada por estas secuencias en los pozos. Por el contrario, los intervalos responsables de tales acumulaciones, deberían estar asociados a zonas más profundas de la cuenca, probablemente, en el Surco de Urumaco.

En cuanto a la Tasa de transformación, debido a la baja evolución térmica en las rocas, es casi nula, solo en la parte del Surco de Urumaco alcanza valores máximos cercanos a 10 %.



(a) Madurez



(b) Tasa de transformación

Figura 49. Madurez y tasa de transformación de las secuencias rocas madres SMA, SMC y SMP

Generación y expulsión de los hidrocarburos

Como ya se tiene una idea general, del comportamiento de la historia térmica de los intervalos postulados como rocas generadoras, el objetivo de esta sección es presentar los resultados sobre los tiempos de generación y expulsión y su relación con la formación de la trampa, apuntando la discusión hacia la definición del cuadro de eventos de los sistemas petrolíferos.

En la provincia nororiental las trampas son principalmente estratigráficas y para el Campo Cardón IV, puede estimarse que una vez, que ocurre el “*drowning*” de la plataforma, asociada a la “Caliza del Perla” con un intervalo lutítico, la trampa para la acumulación de los hidrocarburos ha sido formada. Esto ocurre, culminando el Mioceno temprano a los 20 Ma. aproximadamente.

Para complementar la información obtenida en los pozos, en este se incorporó un punto virtual, en el Surco de Urumaco, denominado, PVS. Los tiempos de generación para el transecto son variables, lateralmente, al igual que la madurez y la tasa de transformación de las posibles rocas madres.

Los intervalos de rocas generadoras (secuencias SMA, SMc y SMP), atravesados por los pozos Coral-1X y Perla-1X, y mostrado en las Figuras 50 y 51 se encuentran en una etapa inmadura como fue mencionado en la sección previa, solo la secuencia SMA en el pozo Perla-1X se encuentra en inicio de la ventana de generación de petróleo. En los gráficos de la Figura 50 (a, b y c), se observa que para las secuencias SMc y SMP la generación de hidrocarburos es incipiente, mientras que la secuencia SMA estaría recientemente al inicio de la ventana de generación petróleo (a partir de los 5 Ma.), en el pozo Perla-1X.

Debido a que estas secuencias son prácticamente inmaduras en los pozos, fue tomado un punto virtual (PVS), para evaluar su madurez en el Surco de Urumaco. El punto PVS, muestra en la Figura 52, que la secuencia SMA alcanzó una madurez de 0,91 %

de Ro y una tasa de transformación de 9,13 %. En este punto, el proceso de generación de esta secuencia comenzó a los 10 Ma., generando principalmente petróleo (línea verde, grafico c), adicionalmente se observa, en el mismo gráfico, que recientemente ha incrementado la generación de gas (línea roja) producto del aumento en la madurez. En cuanto a las secuencias SMc y SMP, los gráficos b y c, muestran que se encuentran inmaduros y la generación de hidrocarburos es nula en este punto.

Estos resultados indican que ambas secuencias se encuentran cercanas al pico de máxima generación de la ventana de petróleo. Pérez et al., (2013), determinaron que la madurez asociada a los condensados hallados en el Campo Cardón IV se encuentran entre 1,30 y 1,60 % de Ro. Es importante mencionar, que este transecto, no se encuentra en la parte más profunda del Surco, sino que pasa por el flanco norte, por lo que no se está evaluando la máxima madurez alcanzada en el área de posible generación. Esto permite afirmar que los fluidos encontrados en el Campo Cardón IV debieron haber sido generados en un área más profunda donde las posibles rocas madres alcanzan mayor madurez. Para poder confirmar esta teoría, se realizó adicionalmente 5 puntos 1D a través de un transecto que pasa por el surco en dirección norte-sur y como podrá apreciarse en los resultados es en esta zona donde se alcanza la mayor madurez de estas secuencias.

Modelado 1D de madurez, generación y expulsión de hidrocarburos

Debido a que con el transecto 2D no se logró visualizar alguna zona donde los intervalos propuestos como roca madre hayan alcanzado la madurez mínima de 1,6 % de Ro, que es la madurez medida en los condensados del Campo Cardón IV, adicionalmente se modelaron 5 puntos ficticios con el software Genex-Gentect a través de un transecto que pasa paralelamente al Surco de Urumaco, zona de posible cocina. A continuación se muestran los resultados de los mismos.

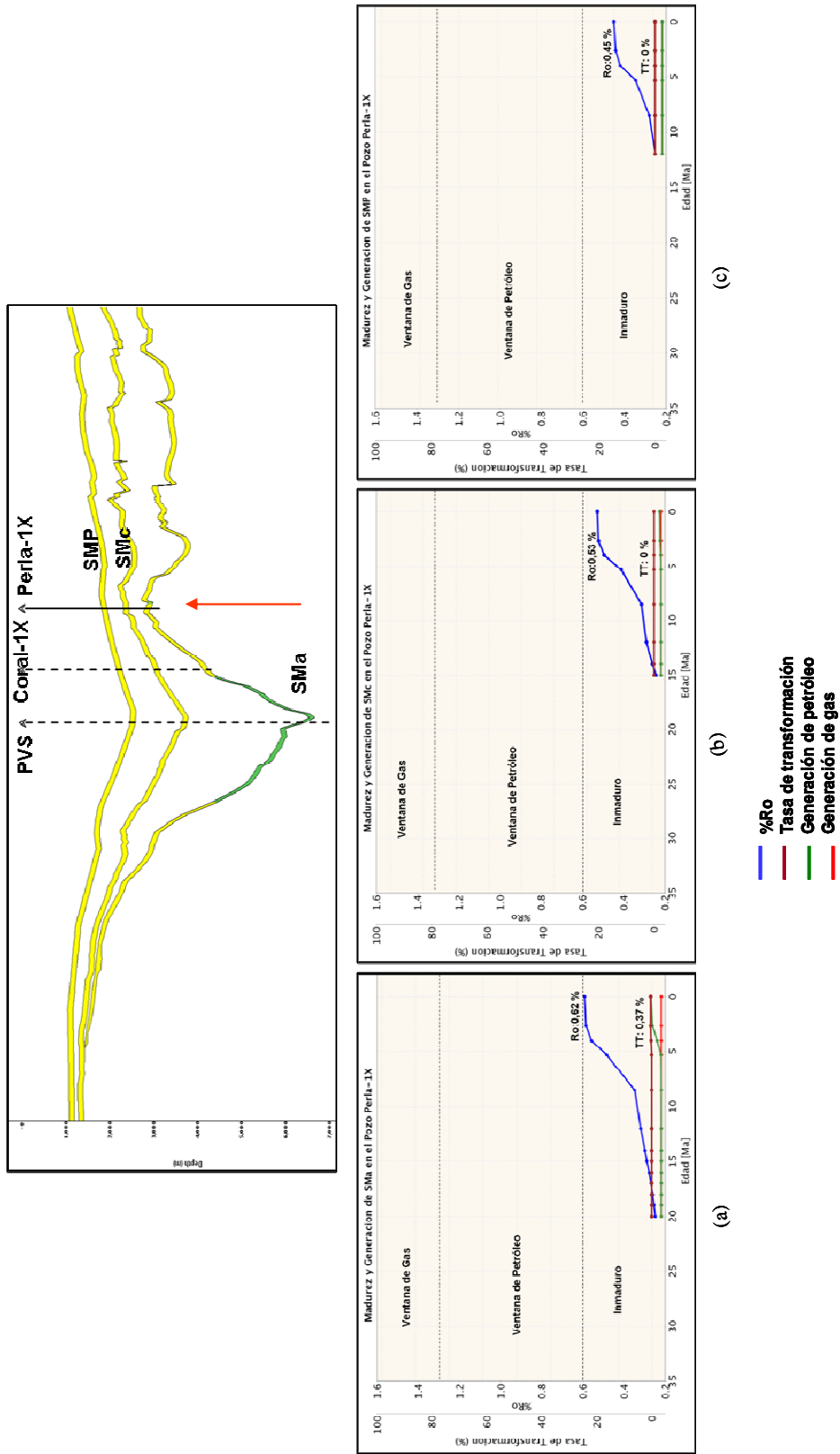


Figura 50. Gráficos de madurez y generación para la secuencia (a) SMA, (b) SMc y (c) SMP en el pozo Perla-1X

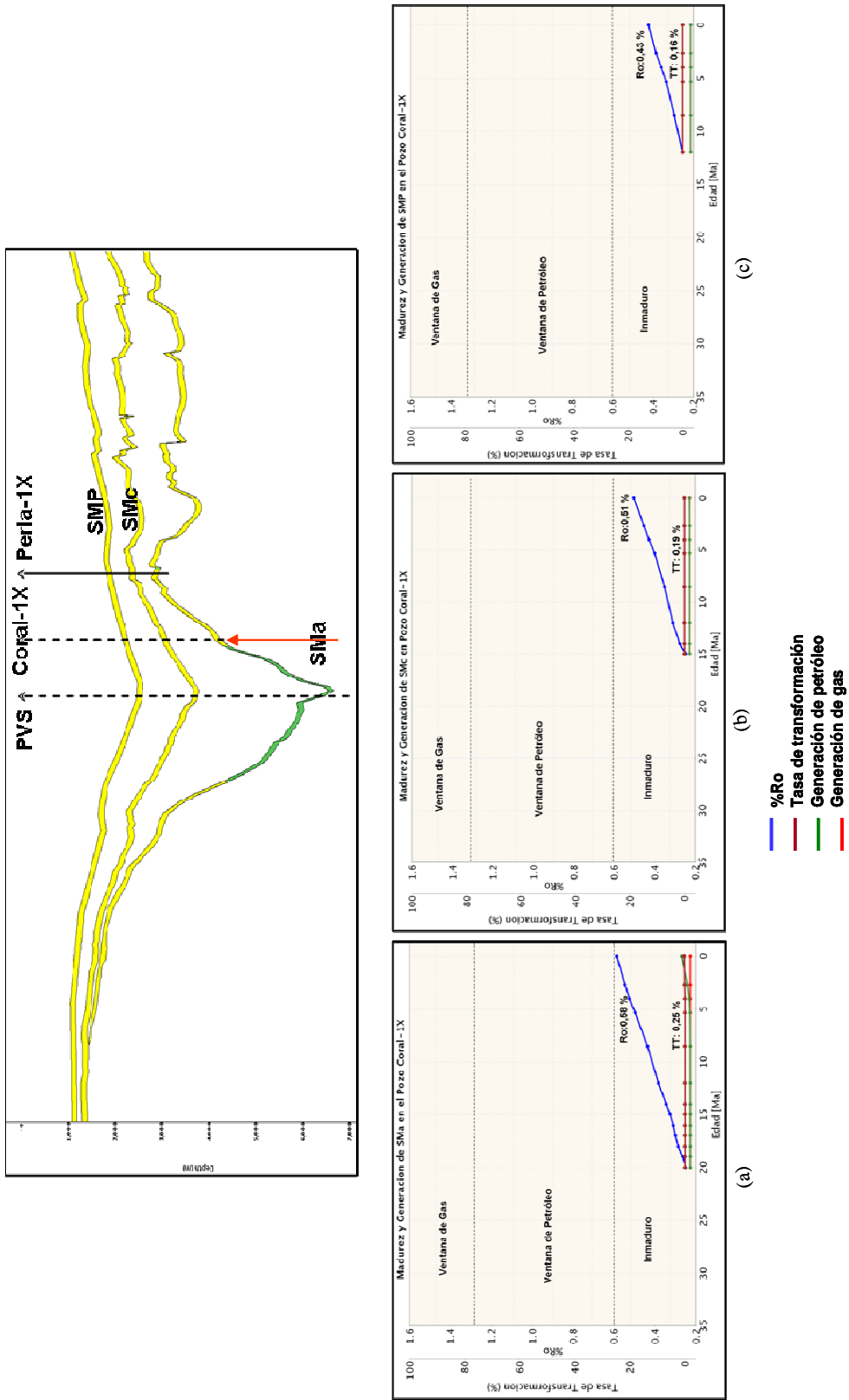
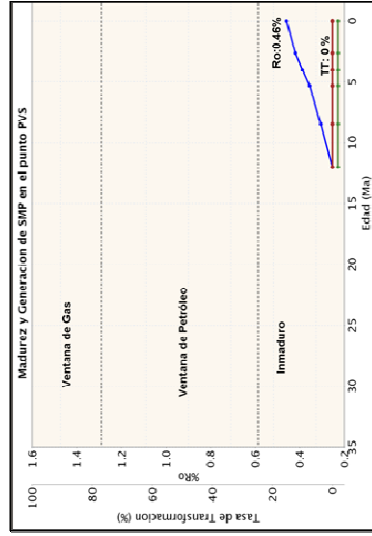
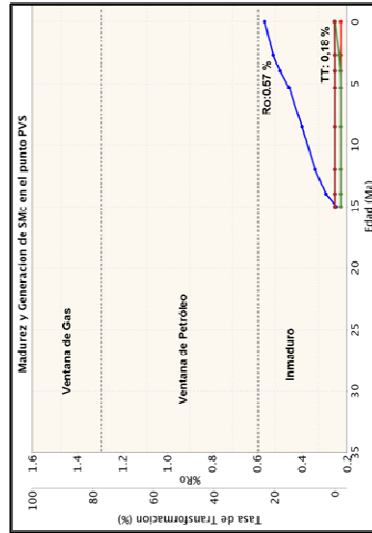
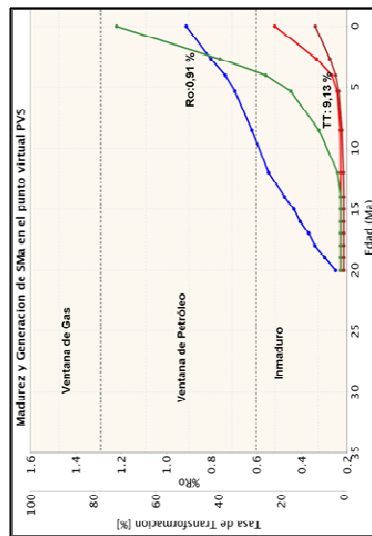
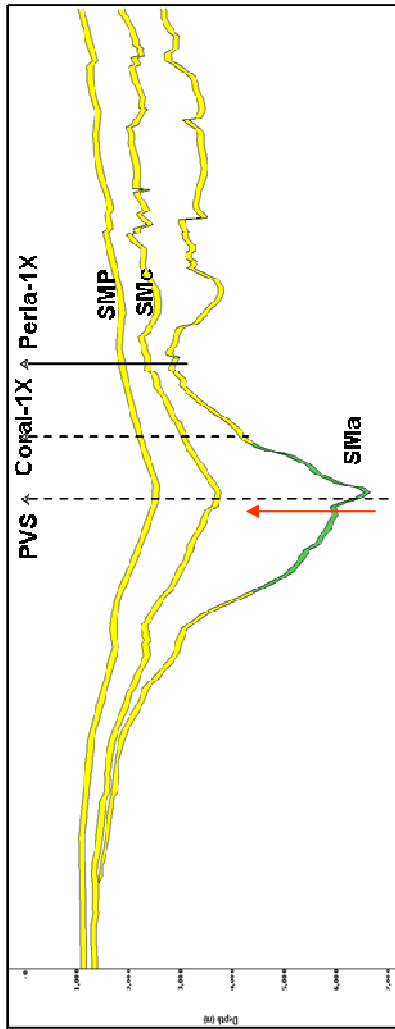


Figura 51. Gráficos de madurez y generación para la secuencia (a) SMA, (b) SMC y (c) SMP en el pozo Coral-1X



(a)

(b)

(c)

- %Ro
- Tasa de transformación
- Generación de petróleo
- Generación de gas

Figura 52. Gráficos de madurez y generación para la secuencia (a) SMA, (b) SMC y (c) SMP en el pozo PVS

Calibración Térmica

De manera similar al 2D, se calibró el 1D con datos de reflectancia de vitrinita (% Ro) y temperatura de fondo de pozo (BHT) disponibles en los pozos Perla-1X (provincia nororiental) y con el pozo Mon-14X en la parte del continente de Falcón (provincia suroccidental).

Para la provincia suroccidental la historia en el flujo de calor presentó un valor de 30 mW/m² constante en el tiempo, a partir de las calibraciones obtenidas con los datos térmicos del pozo Mon-14X. Por su parte, el flujo de calor utilizado para calibrar la provincia nororiental, con los datos del pozo Perla-1X, se incrementó el flujo de calor hasta 60 mW/m², producto de la “anomalía térmica” registrada a partir entre 10 y 5 Ma. disminuyendo hasta alcanzar 48 mW/m² en el presente. El flujo de calor utilizado en ambas provincias permitió el mejor ajuste entre los datos medidos y la curva de tendencia calculada por el programa, obteniendo así una calibración satisfactoria como puede observarse en la Figura 53.

Madurez térmica de las rocas generadoras

Esta sección describe el comportamiento de la madurez expresada en reflectancia de vitrinita (% Ro) como una medida de la evolución de la materia orgánica (querógeno) contenida en aquellos intervalos considerados como rocas generadoras, a hidrocarburos.

En la Figura 54, se observa la variación en la madurez térmica de ambas secuencias a lo largo del transecto. Para el caso de la secuencia SMc, secuencia mas somera, presenta valores entre 0,52 % de Ro en la parte más somera del Surco de Urumaco, mientras que la máxima madurez que alcanza es de 1,83 % en el punto PVS-5, encontrándose en ventana de gas. Por su parte, la secuencia SMA que se encuentra a mayor profundidad a lo largo del transecto experimenta mayor evolución térmica, por lo que presentan una madurez entre 2,28 % a 3,54 % de Ro en el surco. Estos valores

indican que se encuentra actualmente en los puntos PVS-2 y PVS-3 en ventana de gas seco y en los puntos PVS-4 y PVS-5 en una zona de área de no generación, es decir, que ya la roca se encuentra exhausta, tendiendo valores $>$ a 2,6 % en Ro.

Expulsión de hidrocarburos en las rocas generadoras

Conociendo el comportamiento de la historia térmica de los intervalos postulados como rocas generadoras, el objetivo de esta sección es presentar los resultados sobre los tiempos de expulsión y su relación con la formación de la trampa. Como se mencionó anteriormente, las trampas son principalmente estratigráficas para el Campo Cardón IV, asociada a la formación del yacimiento correspondiente a la “Caliza del Perla”, y esto ocurre, culminando el Mioceno temprano, aproximadamente a los 20 Ma.

En la Figura 54 se observa que la secuencia SMc, expulsa hidrocarburos solo en los puntos PVS-4 y PVS-5 donde alcanza la mayor madurez. En los otros puntos no ha alcanzado suficiente evolución térmica para que la expulsión se lleve a cabo.

En el caso de la secuencia SMA presenta, como se mencionó en la sección anterior, mayor evolución térmica a lo largo de los puntos modelados en el Surco de Urumaco. En estos puntos, según el gráfico de la Figura 55, la secuencia SMA ha generado y expulsado hidrocarburos después de la formación de la trampa (línea roja punteada). En general, esta generación ocurre entre 13 a 10 Ma. Esto indica una sincronización óptima en la formación del sistema petrolífero del área.

Finalmente, integrando los resultados de madurez de los puntos virtuales a lo largo del transecto, los datos de madurez de los pozos y el mapa estructural al tope de la secuencia SMA, se realizó un mapa de madurez actual para esta secuencia (SMA), presentado en la Figura 56.

El objetivo es visualizar en el área donde pudiera estar actualmente la cocina de los hidrocarburos, es decir, el lugar donde la roca madre se encuentre activa. Como se ha mencionado, la Figura 56, muestra que la zona mas probable para la generación de los hidrocarburos es el Surco de Urumaco, es en esta zona donde se encuentra actualmente la cocina que probablemente generaron los fluidos encontrados en el Campo Cardón IV.

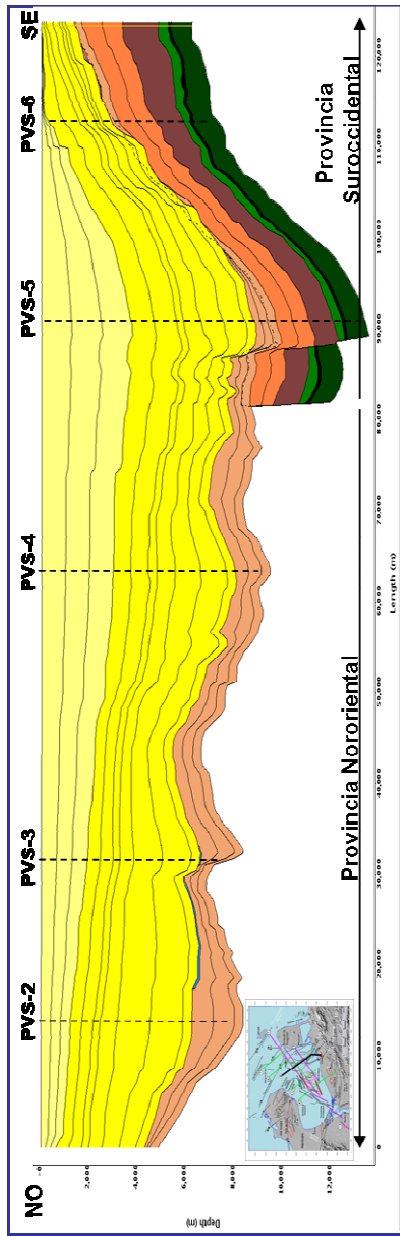
Implicaciones del modelado 1D y 2D

Partiendo de los resultados presentados, se infiere en primer lugar, que los fluidos encontrados en los pozos Perlas, no han sido generados in situ, debido a la baja evolución térmica que presentan los intervalos considerados como posibles rocas madres, tal como se presento en la sección de rocas.

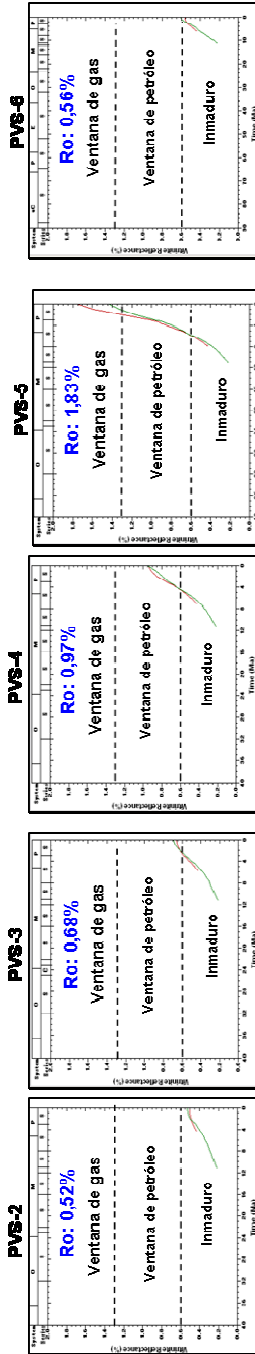
En segundo lugar, de acuerdo al modelado, se presume que las secuencias propuestas como posibles rocas madres alcanzan mayor madurez en el Surco de Urumaco, por lo que se infiere esta zona como la posible cocina de generación de los hidrocarburos.

En tercer lugar, las secuencias SMc y SMP son las que presentan menor madurez térmica, por lo que se descarta que hayan contribuido al llenado de la trampa en el Campo Cardón IV.

Por último, partiendo de los datos de madurez en los condensados del Campo Cardón IV (1,3 a 1,6 % Ro), según Pérez et al., (2013), se sugiere que es probable que una secuencia con las características litológicas, de ambiente y de edad similar a la secuencia SMa, haya sido la secuencia responsable de los fluidos encontrados en los pozos Perlas. También se presume que esta generación comenzó entre los 13 a 10 Ma., en el Surco de Urumaco.



Secuencia SMC



Secuencia SMA

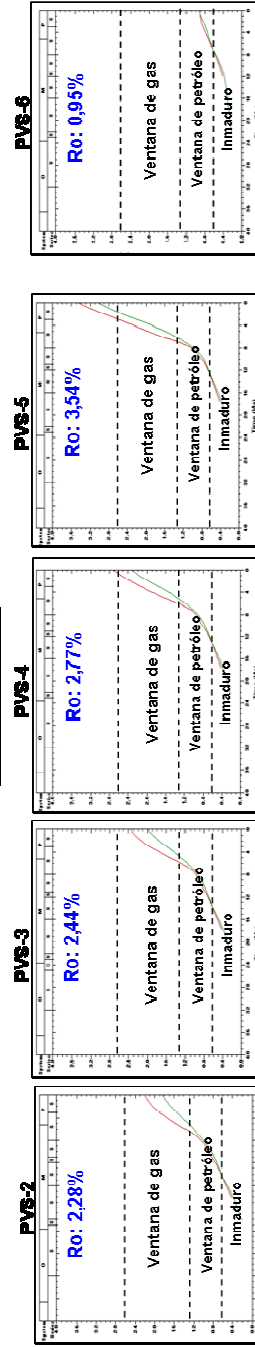


Figura 54. Evolución térmica de las secuencias SMA y SMC a lo largo del Surco de Urumaco

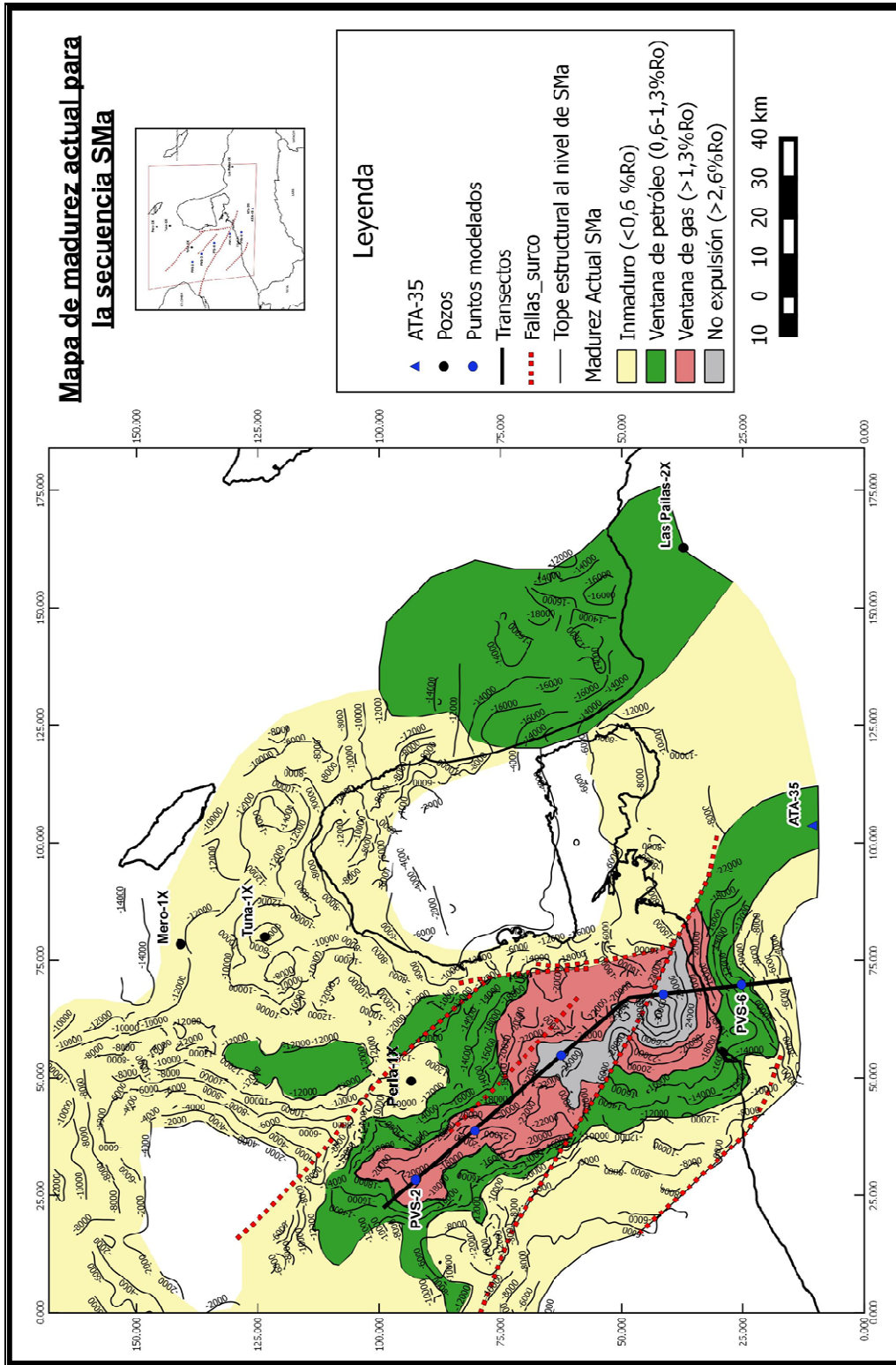


Figura 56. Madurez actual para la secuencia SMA

CAPITULO VII

CONCLUSIONES

A partir de los resultados de la caracterización de rocas se puede concluir:

- Las secuencias SMA y SMC presentan una riqueza orgánica y una potencialidad que varía entre medio a bueno para la generación de crudo y gas.
- La secuencia SMP presenta una riqueza orgánica que varía de medio a bueno; y un potencial entre pobre y medio para generar crudo y gas.
- Las secuencias con baja riqueza orgánica y potencialidad para la generación de hidrocarburos son las secuencias SO, SMA_Caliza y SMB, en este sentido, en los pozos estudiados, estas secuencias no representan rocas generadoras.
- Las secuencias de los pozos estudiados, se encuentran en una madurez temprana a inicio de la ventana de generación.
- Debido a la baja madurez térmica de los pozos, no existe una roca madre activa, por lo tanto, los fluidos del área no fueron generados in situ.
- Los resultados de los bitúmenes estudiados del pozo Tuna-1X, a partir de los biomarcadores de la fracción de hidrocarburos saturados, sugieren un origen a partir de un querógeno derivado de materia orgánica marina con aporte de materia orgánica terrestre, sedimentada en un ambiente subóxico.
- No existe correlación entre los bitúmenes del pozo Tuna-1X y los condensados del área, debido a la baja evolución térmica que presentan las secuencias del pozo. Sin embargo, los fluidos del área fueron generados por una secuencia con características similares en litología y ambiente de sedimentación de la secuencia SMA.

Los resultados del modelado geoquímico indican que:

- Los pozos Perla-1X y Coral-1X se encuentran en madurez temprana ($\% R_o > 0,6$) y no han generado hidrocarburos.
- La secuencia SMA alcanza los mayores valores de madurez entre 0,95 a 3,54 % de R_o en la parte más profunda del Surco de Urumaco.

- La secuencia SMc presenta una madurez (% Ro entre 0,52 a 1,83) a lo largo del Surco de Urumaco, generando solo en el punto PVS-5.
- La secuencia SMA comenzó la generación y expulsión de hidrocarburos alrededor de los 13 Ma.
- El Surco de Urumaco, es el área más probable para la cocina, donde comenzó la generación de las rocas madres que generaron los fluidos encontrados en el Campo Cardón IV.
- Existe sincronización entre las edades de expulsión de hidrocarburos de las rocas madres, con la edad de formación de la estructura, lo que favoreció la acumulación de los fluidos del Campo Cardón IV.

RECOMENDACIONES

- Realizar un muestreo y estudio geoquímico de rocas madres potenciales detallado y sistemático en las secciones estratigráficas de edad Oligo-Mioceno a lo largo del Falcón Central y Falcón Oriental. Principalmente en aquellas zonas donde estas secuencias, no se encuentren sobremaduras, para poder obtener cantidades de bitumen que permitan el análisis de los biomarcadores.
- Con la finalidad de determinar con precisión la roca madre de los fluidos del Campo Cardón IV, es necesario establecer correlaciones crudo-roca; aplicando técnica de isótopos estables de carbono y biomarcadores.
- Realizar modelos 2D y 3D para estimar con precisión las vías de migración.
- Realizar estudios de cinética en las secuencias propuestas como rocas madres, para optimizar el modelo numérico con datos reales.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Almarza, C., 1998. Campos petrolíferos de Venezuela, Golfo de Venezuela y Golfo triste. Código geológico de Venezuela. PDVSA-INTEVEP. 1997. Página web: www.pdv.com/lexico/lexico
- Arends, A., Díaz, N., Tang, G., Pinto, D., Mussa, F., Peraza, A., Rengifo, R., Pacheco, M., Fajardo, J., Tovar, G., Zambrano, M., Cragno, A., Escalona, D., Sánchez, D., Moreno, N., Padrón, V., 2014. Geología y Potencial Hidrocarburífero del Golfo de Venezuela, Costa Afuera. Informe Confidencial. pp. 44-59.
- Baskin, D., Peters, K.E., 1992. Early generation characteristics of a sulfur-rich Monterrey kerogen. AAPG Bulletin, 76, 1-13.
- Baquero, M., Grande, S., Urbani, F., Cordani, U.G. K., Sato, P., Schaaf, C., Hall, D., Mendi M., 2011. New LA-ICP-MS zircon dating, ^{40}Ar - ^{39}Ar and Sm-Nd model ages: Evidence of the Grenvillian event in the basement of the Falcón and Maracaibo Basins, northwestern Venezuela. 14th Latin American Geological Congress, Symposium Tectonic evolution of Western Gondwana: Linking Precambrian basement architecture with terrane processes. Medellin, Colombia, Abstract, v.1, pp. 320-321.
- Baquero, M., Cordani, U., Sato, K., Urbani, F., Grande, S., Mendi D. 2010. Geocronología del basamento en el noroccidente de Venezuela: basados en nuevas edades U-Pb zircón. III Simposio Venezolano de Geociencias de Rocas Ígneas y Metamórficas, EGMG, UCV, Caracas
- Basin Franlab., 2014. Guía del Usuario OpenFlow®
- Behar, F., Vandenbroucke, M., Tang, Y., Marquis, F., 1997. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation.
- Behar, F., Roy, S., Jarvie, D., 2010. Artificial maturation of a Type I kerogen in closed system: Mass balance and kinetic. Organic Geochemistry. 41. p. 1235 – 1247.
- Boon, J., Hine, S., Burlingame, A., et al., 1983. Organic geochemical Studies of Solar Lake laminated cyanobacterial mats. In: Advances in Organic Geochemistry 1981. Albrecht, C., Cornford, C., (Edit). Wiley, J. & Sons, New York, pp. 207-27.
- Bonini, W.E., Acker, C., Buzan, G., 1977. Gravity studies across the western Caribbean Mountains, Venezuela. Memoria, Congreso Latinoamericano de Geología, IV, Caracas, 1977. Ministerio de Minas e Hidrocarburos. Boletín de Geología, Publicación Especial, N° 7, Vol. 4. pp. 2300-2323.

- Buiskool, J.M.A., Lieshout, J. B., 1980. Source Rock evaluation and maceral description of sediments penetrated by well QMC-1X, Venezuela. Informe confidencial Shell, pp. 49.
- Burke, K., 1988. Tectonic evolution of the Caribbean: Annual Review of Earth and Planetary Sciences, vol. 16.
- Burnham, A., 1989. On the validity of the Pristane Formation Index. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 53, 1693-7.
- Cardona, A., Duque, J.F., Ruiz, J., Valencia, V., Bayona, G., Jaramillo, C., Ojeda, G., Orozco, M.T., 2008. Geochronology and tectonic implications of granitoids rocks from the northwestern Sierra Nevada de Santa Marta and Surrounding basins, northeastern Colombia: Late Cretaceous to Paleogene convergence, accretion and subduction interactions between the Caribbean and South American plates. 18th Caribbean Geological Conference, 24th–28th March 2008, Santo Domingo (Dominican Republic), Abstracts.
- Cardona, A., Valencia, V. A., Bayona, G., Duque, J., Ducea, M., Gehrels, G., Jaramillo, C., Montes, C., Ojeda, G., Ruiz, J., 2011. Early-subduction-related orogeny in the northern Andes: Turonian to Eocene magmatic and provenance record in the Santa Marta Massif and Rancheria Basin, northern Colombia. *Terra Nova*, vol. 23, Issue 1, p.p. 26–34, February 2011.
- Cassani, F., Gallango, O., 1988. Mezcla natural de crudos en yacimientos de la cuenca oriental de Venezuela, identificada mediante el uso de marcadores biológicos. *Rev. Tec. Intevep*, 9 (1):31-38
- Cassani, F., Quijada, E., Gómez, M., 1998. Geoquímica del pozo NOC-1X y modelado de generación de hidrocarburos en el Norte de la falla de Oca. Informe Técnico EP-041,98, p. 11
- Carnevali, J., Lugo, J., Audemard, F., Porrás, L., Parraga, F., Ysaccis, R., Pereira, J., Blanco, B., Giraldo, C., Di Croce, J., Loureiro, D., Gallango, O., 2000. Proyecto de Exploración por hidrocarburos Costa Afuera (PECA). Informe confidencial. PDVSA. CVP Exploración. pp. 122-156.
- Connan, J., Cassou, A.M., 1980. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 44, 1-23.
- Connan, J., Bourouillec, J., Dessort, D., Albrecht, P., 1986. The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha paleoenvironment from Guatemala: A molecular approach. En: *Advances in Organic Geochemistry 1985*, editado por Leythaeuser, D., Rullkötter, Pergamon Press, Oxford, 10 (1/3); 29-50
- Cooney, P.M., Lorente, M.A. 1997. Implicaciones tectónicas de un evento estructural en el Cretácico Superior (Santoniense-Campaniense) de Venezuela occidental. Congreso VIII geol. venez., Soc. venez. geol., tomo I.

- Del Oлло., D, 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, Postgrado en Geoquímica, U.C.V., Caracas. 322 pp.
- Demaison, G. y Huizinga, B., 1994. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment. In: *The Petroleum System-From Source to Trap*. Magoon, L. and Dow, W., AAPG, Tulsa, OK, pp. 73-89.
- Dow, W., 1977. Kerogen studies and geological interpretations. *Journal of Geochemical Exploration*, 7, 79-99.
- Duque, J., Orozco, M.T., Cardona, A., Ferrari, L., Solari, L., 2009. Geoquímica y geocronología (U/Pb y Ar/Ar) de las rocas Paleoceno-Eoceno en la Sierra Nevada de Santa Marta y sus relaciones con la tectónica del Caribe y el arco magmático Circum-Caribeño. Paipa, XII Colombian Geological Congress, September, abstracts.
- Escalona, A., Mann, P., 2011. Tectonics, basin subsidence mechanisms, and paleogeography of the Caribbean-South American plate boundary zone. *Marine and Petroleum Geology*, 28, 8–39.
- Escalona, A., Yang, W., 2013. Impacto low-angle subduction in petroleum Systems along the Leeward Antilles island arc emergent gas trend, northern South America. Technical article. *First break*, 31, pp. 55-63.
- Gorney, D., Escalona, A., Mann, P., Magnani, B., 2007. Chronology of Cenozoic tectonic events in western Venezuela and the Leeward Antilles based on integration of offshore seismic reflection data and on-land geology. *AAPG Bulletin*, 91, 653–684.
- Espitalié, J., Deroo, G., Marquis, F., 1985. Lapyrolyse Rock Eval et ses applications. *Revue de L'Institut Francais du Pétrole*, v. 40, N°5, 89 p.
- Ghosh, S., Pestman, P., Melendez, L., Bartok, P., Lorente, M. A., Duran, I., Pittelli, R., Rull, V., Mompert, L., White, C., Domínguez, C., Oropeza, S., Travaglio, F., Zambrano, E., 1995. Síntesis geológica, marco secuencial y perspectivas exploratorias del Eoceno de la Cuenca de Maracaibo. Informe técnico: Maraven, p.118.
- González de Juana, C., Iturralde, J., Picard, X., 1980. Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas. Caracas, Ediciones Foninves, 2 volúmenes, p.1031.
- Gerencia de Exploración, Maraven., 1985. Geología y Potencial de hidrocarburos del Golfo de Venezuela. Informe confidencial. p. 365.
- Gorney, D., Escalona, A., Mann, P., Magnani, M.B., 2007. Chronology of Cenozoic tectonic events in western Venezuela and the Leeward Antilles based on integration of offshore seismic reflection data and on-land geology. *AAPG Bulletin*, vol. 91

- Guevara, E., Nicklas, L., Monsalve, O., Ochoa, R., 1977. Evaluación del Potencial de hidrocarburos y recomendaciones de Exploración. Informe Confidencial. Petróleos de Venezuela. p. 133.
- Hernández, P., 2001. Modelaje Geoquímico de Generación de Hidrocarburos en el área de Urica-Mundo Nuevo. Estado Anzoátegui, Venezuela. Trabajo Especial de Grado. UCV, 1-22, 54-58 pp.
- Horsfield, B., Rullkötter, J., Leythaeuser, D., Littke, R., Mann, U., Müller, P., Radke, M., Schaefer, R., Schenk, H., Schwochau, K., Witte, E., Welte D., 1988. Organic matter maturation under the influence of a deep intrusive heat source: A natural experiment for quantitation of hydrocarbon generation and expulsion from a petroleum source rock (Toarcian shale, northern Germany). *Organic Geochemistry*. 13, Issues 4–6, 847-856.
- Hunt, J.M., 1995. *Petroleum Geochemistry and Geology*. 2da Ed., Editado por V.H. Freeman New Cork, p. 743.
- Hunt., J., 1979. *Petroleum Geochemistry and Geology*. 1era Ed., Editado por W. H. Freeman and Company, San Francisco, p. 617.
- Léxico Estratigráfico de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela, 2010. [Http://www.pdvsa.com/lexico/lexicoh.htm](http://www.pdvsa.com/lexico/lexicoh.htm). (Consulta realizada: Enero 2015).
- Huang, S., Wang, Z., Lv, Z., Gong, D., Yu, C., Wu, Wei., 2014. Geochemical identification of marine and terrigenous condensates - A case study from the Sichuan Basin, SW China. *Organic Geochemistry*, 74, 44-58.
- Jordán, N., 1990. Evaluación geoquímica de rocas del pozo Mero-1X. Informe Técnico PDVSA-Intevep, INT- EPCT-00005,89, p. 14.
- Langford, F., Blanc-Valleron, M., 1990. Interpreting Rock Eval pyrolysis data using graphs of Pyrolyzable Hydrocarbons vs. Total Organic Carbon. *AAPG Bull.*, 74 (6): 799-804.
- Lafargue, E., Marquis, F., Pillot, D., 1998. Rock Eval 6 Applications in Hydrocarbons Exploration, Production and soil contamination Studies, *Oil & Gas Science and Technology - Rev, IFP*, Vol, 53, No, 4, pp, 421-437.
- Li, M., Lin, R., Liao, Y., Snowdon, L., Wang, P., Li, P., 1999. Organic geochemistry of oils and condensates in the Kekeya Field, Southwest Depression of the Tarim Basin (China). *Organic Geochemistry*, 30, 15-37.
- Lockwood, J.P., 1965. Geologic map and cross sections of the Serranía de Jarara area, Guajira Peninsula, Colombia. Escala 1:50.000. PhD Tesis Princeton University, field work sponsored by Minist. Min. y Petrol. - Colombia, plate I.
- López, L., 2013. Biomarcadores: Aplicaciones en la Geoquímica del Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Ediciones de la Biblioteca – EBUC. Colección: Texto Universitario. Caracas, p. 122.

- Lugo, J., Mann, P., 1995. Jurassic-Eocene tectonic evolution of Maracaibo Basin, Venezuela. In: Tankard, A., Suarez, S., Welsink, H. (Eds.), *Petroleum Basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 62, pp. 699–725.
- Mann, P., Escalona, A., Castillo, M., 2006. Regional geologic and tectonic setting of the Maracaibo supergiant basin, western Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 90, 445-478.
- Mackenzie, A., 1984. Applications of biological markers in petroleum. En: *Advances in Petroleum Geochemistry V. 1*, Brooks, J., Welte, D., (Edit), Academic Press, London, p. 115-214.
- Mejía, P., Santa, M., Ordóñez, O., Pimentel, M., 2008. Consideraciones petrográficas, geoquímicas y geocronológicas de la parte occidental del Batolito de Santa Marta. *Revista Dyna*, vol. 155.
- Meléndez, I., Durán, J., 2009. Evaluación del potencial petrolífero de las formaciones presentes en el pozo TUNA-1X, Bloque Cardón III, Cuenca del Golfo de Venezuela, Proyecto Rafael Urdaneta. Informe Técnico PDVSA-Intevep, INT-12819,2009, p. 23.
- Moldowan, J. M., Seifer, W., Gallegos, E. J., 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 69, 1255-1268.
- Muessig, K.W., 1984. Structure and Cenozoic tectonics of the Falcón basin, Venezuela and adjacent areas. *Geological Society of America, Mem.* 162, in Bonini, Hargraves, Shagam (Edit). *The Caribbean-South American plate boundary and regional tectonics*.
- Offshore, Magazine., 1954. <http://www.offshore-mag.com/articles/2011/02/eni-appraisal-well.html>. (Consulta realizada: Enero 2015).
- Pérez, A., 2005. Recopilación de la Información geoquímica de algunos pozos ubicados en el área adyacente al Golfo de Venezuela. Informe Técnico PDVSA-Intevep, INT- 10640,2005 p. 59.
- Pérez, A., Suárez, H., Pirela, M., Berrios, I., Durán J., 2010. Caracterización geoquímica de las secuencias penetradas por el pozo Coral-1X, Golfo de Venezuela, Costa Afuera. Informe Técnico PDVSA-Intevep, INT- 13252,2010, p. 30.
- Pérez, A., Pirela, M., Berrios, I., Rivas, D., Rodríguez, C., Durán, J., Díaz, M., Contreras, Y., 2011. Caracterización geoquímica de los fluidos (gas y crudo) producidos en el pozo Perla-3X, Costa Afuera, Venezuela, Informe Técnico PDVSA-Intevep, INT- 13695, 2011, p. 111
- Pérez, A., Pirela, M., Berrios, I., Rivas, D., Rodríguez, C., Durán, J., Díaz, M., Contreras, Y., 2011. Caracterización geoquímica de los fluidos (gas y crudo)

- producidos en el pozo Perla-5X, Costa Afuera, Venezuela, Informe Técnico PDVSA-Intevep, INT- 13698, 2011, p.178
- Pérez, A., Berrios, I., Rojas, S., Pirela, M., Martínez, A., Rodríguez, C., Durán, J., 2012. Evaluación geoquímica de rocas en pozos perforados en el Golfo de Venezuela y áreas adyacentes. Informe Técnico PDVSA-Intevep, INT- 14044, 2012, p. 94.
- Pérez, A., Berrios, I., Rodríguez, C., Duran, J., Martínez, M., 2013. Estudios de correlación geoquímica entre los hidrocarburos producidos en el Golfo de Venezuela y los probados en tierra: Cuencas de Maracaibo y Falcón. Informe Técnico PDVSA-Intevep, INT- 14183,2013, p. 43
- Pestman, P., Ghosh, S., Meléndez, L., Lorente, M.A., 1998. Marco tectonoestratigráfico y paleogeografía de la cuenca de Maracaibo y áreas vecinas durante el Paleógeno. Bol. Soc. Venez. Geol., Vol. 23, N° 1.
- Peters, K., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis. AAPG Bull., 70 (3): 318-329.
- Peters, K., Moldowan, J. M., 1991. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. Organic Geochemistry, 17 (1): 47-61
- Peters, K., Cassa, M., 1994. Applied source rock geochemistry. In: The petroleum System – from Source to Trap. Magoon, L., Dow, W., (Edit). AAPG, memoir 60. Tulsa, OK, pp. 93-117.
- Peters, K., Walters, C., Moldowan, M., 2005. The biomarker Guide. Biomarker and Isotopes in Environment and Human History. Vol. 2. Cambridge University Press, Cambridge, 510 p.
- Philp, R., Gilbert, T., 1986. Biomarker distributions in Australian oil predominantly derived from terrigenous source material. En: Advances in Organic Geochemistry 1985, Leythaeuser, D. y Rullkötter, J., (Edit.), Pergamon Press, Oxford, 10 (1/3):73-84.
- Pindell, J., Barrett, S., 1990. Geological evolution of the Caribbean region: a plate tectonic perspective. In: Dengo, G., Case, J. (Edit.), The Caribbean Region. The Geology of North America, pp. 405-432.
- Pinto, J., Contreras, A., Becerra, J., 2009. Facies sedimentarias, diagénesis y Estratigrafía del Barremiense-Cenomaniense, Región Centro-Noroeste de la Cuenca de Maracaibo. Resumen Extendido.
- Pirela, M., Pérez, A., Berrios, I., Rivas, D., Rodríguez, C., Durán, J., Arenas, J., 2010. Caracterización geoquímica de los fluidos (gas y crudo) producidos en el pozo Perla-2X, Costa Afuera, Venezuela, Informe Técnico PDVSA-Intevep, INT-13221, 2010, p. 125.

- Pirela, M., Pérez, A., Berrios, I., Rivas, D., Rodríguez, C., Durán, J., Arenas, J., 2011. Caracterización geoquímica de los fluidos (gas y crudo) producidos en el pozo Perla-4X, Costa Afuera, Venezuela, Informe Técnico PDVSA-Intevep, INT-13696, 2011, p. 111.
- Rodríguez, I., 2000. Caracterización geoquímica de rocas, crudos y gases y modelado numérico 1D y 2D de los procesos de generación, expulsión y migración de hidrocarburos en la Subcuenca de Maturín, Venezuela. Tesis de Maestría. 265 pp
- Slater, J. C., Christie, P., 1980. Continental Stretching: an explanation of the post-Mid-Cretaceous subsidence of the central North sea Basin. *Journal Geophy. Res.*, 85, pp 3711-3739.
- Shanmugan, G., 1985. Significance of coniferous rain forests and related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland Basin, Australia. *AAPG Bulletin*, 69, 1241-54.
- Seifert, W., Moldowan, M., 1980. The effect of thermal stress on source rock quality as measured by hopane stereochemistry. En: *Advances in Organic Geochemistry 1979, Physics and Chemistry of the Earth*, Douglas, A. y Marwell, J., (Edit.), Pergamon Press, Oxford, 12, p. 229-237.
- Stephan, J.F., 1982. Evolution géodynamique du domaine caraïbe, Andes et chaîne caraïbe, Sur la transversale de Barquisimeto (Venezuela). Thèse de doctorat d'état ès sciences naturelles. Université P. et M. Curie, Paris VI.
- Stephan, J.F., Beck, C., Bellizzia, A., Blanchet, R., 1980. La chaîne caraïbe du Pacifique à l'Atlantique. *Mem. B.R.G.M. N° 115, Géologie des chaînes alpines issues de la Téthys, L'Amérique alpine.*
- Stephan, J.F., 1985. Andes et chaîne caraïbe Sur la transversale de Barquisimeto (Venezuela); évolution géodynamique. in Masclé A. (Edit.), *Mem. Symposium, Géodynamique de Caraïbes, Paris. Editions Technip.*
- Sztrákos, K., Bastos, P., Medina, D., Rivas, Y., Solorzano, V., 2011. Elementos para la estratigrafía de los estados Zulia, Falcón occidental, de la Península de Guajira y del Golfo de Venezuela. Informe Técnico. PDVSA-Exploración. p. 143.
- Tardaguila, P., 2008. Marco crono estratigráfico integrado del margen norte Costa Afuera de Venezuela, a partir del análisis de la información geológica publicada. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Trabajo especial de grado. p. 306.
- Tissot, B., 1969. Premieres donnees sur les mecanismes et la cinetique de la formation du pétrole Dans les sediments: simulation d'un schema reactionnel sur ordinateur. *Revue de l'Institut francais du pétrole*, 24, pp. 470-501.
- Tissot, B., Espitalié, J., 1975. L'évolution thermique de la matiere organique des sediments: applications d'une simulation mathematique. *Revue de l'Institut francais du petrole*, 30, pp. 773-777.

- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag, New York. Second Edition, p. 699
- Ungerer, P., Behar F., Villalba, M., Odd, R., Audibert, A., 1988. Kinetic modelling of oil cracking. *Organic Geochemistry*. 13, N° 4–6, 857-868.
- Ungerer, P., Burrus, J., Doligez, B., Chenet, P., Bessis, F., 1990. Basin evaluation by integrated two-dimensional modeling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation and migration. *AAPG Bulletin*. 74. N°3, 309-335.
- Vandenbroucke, M., Largueau, C., 2006. Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*. 38, 719-833.
- Weber, B., 2012. Resultados geocronológicos Ur/Pb del pozo Perla 3. Departamento de Geología, CICESE-México, Presentación en PDVSA-Guaraguao-Venezuela.
- Yalcin, M., Littke, R., Sachsenhofer, R., 1997. Thermal history of sedimentary basin in: Welte et al., 1997. *Petroleum and Basin evolution*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. pp.
- Zambrano, E., Vásquez, E., Duval, B., Latreille, M., Coffinieres, B., 1971. Síntesis paleogeográfica y petrolera del occidente de Venezuela. IV Congreso Geológico Venezolano, Boletín de Geología, Publicación Especial. 5, I. 483-545.