

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE LOS PRINCIPALES PROCESOS QUE
CONTROLAN LA DISTRIBUCIÓN DE LOS CRUDOS EN EL
ÁREA SURESTE DE LA CUENCA DEL LAGO DE
MARACAIBO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Lic. Molina M. Alber E.
para optar al Título de
Magister Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, 2015

© Molina M., Alber E. 2015
HECHO EL DEPÓSITO DE LEY
Depósito legal lft48720156201055

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE LOS PRINCIPALES PROCESOS QUE
CONTROLAN LA DISTRIBUCIÓN DE LOS CRUDOS EN EL
ÁREA SURESTE DE LA CUENCA DEL LAGO DE
MARACAIBO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Liliana López

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Lic. Molina M. Alber E.
para optar al Título de
Magister Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, 2015



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 el Lic. **Alber Molina**, portador de la Cédula de Identidad No **14.936.098**, bajo el título **“ESTUDIO DE LOS PRINCIPALES PROCESOS QUE CONTROLAN LA DISTRIBUCIÓN DE LOS CRUDOS EN EL ÁREA SURESTE DE LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO”**, 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 30 de junio de 2015, a las 8:00 a.m., para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que esta 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 el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

Para este veredicto, el Jurado, los profesores Dr. Mauricio Bermúdez, Dra. Liliana López, y la Dra. Crella Padrón estimaron que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación presenta un enfoque novedoso dentro del área de Geoquímica y el análisis termal de Cuencas Petrolíferas. La metodología puede ser aplicada a otras Cuencas similares para determinar el origen de los Crudos dentro del Yacimiento.




En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los TREINTA (30) días del mes de junio del año 2015, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinadora del Jurado la Dra. Liliana López



Dr. Mauricio Bermúdez
C.I. V-12.378.742
(FI-UCV)



Dra. Creliá Padrón
C.I. V- 11.344.310
(USB)



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

En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los TREINTA (30) días del mes de junio del año 2015, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinadora del Jurado la Dra. Liliana López

Dr. Mauricio Bermúdez
C.I. V-12.378.742
(FI-UCV)

Dra. Creliá Padrón
C.I. V- 11.344.310
(USB)

Dra. Liliana López



DEDICATORIA

A mis padres. Ejemplo a seguir.
A las pequeñas de la casa, “PAOLA y CAMILA”. Mis ganas de seguir adelante
Mi hermana, un gran orgullo y ejemplo de vida. Te adoro

AGRADECIMIENTOS

A Dios todopoderoso, por ser la luz que guía y cuida todos los pasos de mi lucha diaria.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, testigo fiel de gran parte de mi vida, a quien le debo enormemente mi superación profesional. Gracias por ser la casa que vence la sombra. Ucevista hoy, Ucevista siempre.

A la Profesora Liliana López, por su dedicación y paciencia en el desarrollo de este trabajo. Enormemente agradecido.

A Petróleos de Venezuela, S.A., en especial a la Gerencia de Proyectos Exploratorios Occidente por todo el apoyo prestado para en la ejecución de este trabajo.

A mis padres, por todo el apoyo, consejos y paciencia durante el desarrollo de este trabajo.

A todas aquellas personas que de alguna u otra manera, estuvieron apoyándome durante esta etapa de mi vida.

A todos, un Dios les pague.

Molina M., Alber E.

**ESTUDIO DE LOS PRINCIPALES PROCESOS QUE
CONTROLAN LA DISTRIBUCIÓN DE LOS CRUDOS EN EL
ÁREA SURESTE DE LA CUENCA DEL LAGO DE
MARACAIBO**

**Tutor Académico: Prof. Liliana López. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería Geológica, Minas y Geofísica. Año 2015,
143 p.**

Palabras Claves: Geoquímica, Mezcla de crudos, Biodegradación, Modelado de cuencas, Sistemas petrolíferos.

Este trabajo presenta los resultados obtenidos de la caracterización geoquímica de crudos y modelado de cuenca 1D y 2D, realizado en el SE de la Cuenca del Lago de Maracaibo, específicamente en los campos productores de Ceuta, Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán, con la finalidad de determinar los principales procesos que han controlado la distribución de los crudos presentes en el área. Los crudos fueron clasificados como parafínicos a parafínicos – nafténicos, con gravedades API que varían de 36 a 15 API en dirección NO – SE, distribuidos como livianos, medianos y pesados. La caracterización molecular de los crudos, indica que los mismos presentan un origen común, generados por una roca madre de litología carbonática sedimentada en ambiente marino, bajo condiciones anóxicas, en niveles de madurez térmica muy similar, específicamente en comienzo de ventana de generación de petróleo. Los mismos aparentan no haber sufrido procesos de biodegradación, sin embargo la distribución molecular permitió evidenciar que se trata de mezclas de crudos biodegradados con no biodegradados provenientes de dos principales fases de generación y expulsión, donde la distribución de biomarcadores en la fracción de hidrocarburos saturados permitió evidenciar que los crudos de la primera carga alcanzaron un nivel de biodegradación fuerte (6) según escala de biodegradación de Peters y Moldowan (1993). Esta mezcla fue generada por dos pulsos de generación y expulsión de petróleo, los cuales permitieron que ocurrieran dos

cargas en los yacimientos, una primera carga correspondiente a la pulsación de generación y expulsión del Eoceno medio (40 M.a.) y una segunda carga asociada al Mioceno tardío – Reciente (6 – 0 M.a), haciendo que los yacimientos tuviesen aporte continuo de petróleo. Los crudos inicialmente acumulados fueron afectados por las bacterias aeróbicas causando la alteración de su composición molecular, ya que durante la primera carga los yacimientos se encontraban en condiciones altamente favorables para el ingreso de aguas meteóricas ricas en oxígeno y nutrientes para la preservación de bacterias aeróbicas, las cuales con el avance de la evolución geodinámica fueron cambiando hasta alcanzar condiciones que limitan la presencia de dichas bacterias, condiciones alcanzadas a partir de los 10 M.a. Esto permitió sugerir que los crudos inicialmente acumulados sufrieron procesos de biodegradación desde los 40 – 10 M.a., mientras que los acumulados durante la segunda fase de generación y expulsión no han sido afectados por la biodegradación, preservando sus características originales y son los que se encuentran dominando los yacimientos del área actualmente.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
Planteamiento del problema.....	2
Objetivos.....	3
General:.....	3
Específicos:.....	3
Área de estudio.....	4
Trabajos previos.....	4
CAPITULO II.....	11
MARCO TEÓRICO.....	11
Geología Regional.....	11
Estratigrafía regional.....	14
Marco estratigráfico del área de estudio.....	15
Marco estructural regional.....	25
Rasgos estructurales del área de estudio.....	29
CAPITULO III.....	33
METODOLOGÍA.....	33
Recopilación de la información disponible, validación y elaboración de base de datos.....	33
Análisis geoquímicos de crudos.....	33
Selección de pozos para muestreo.....	33
Recolección de muestras.....	34
Análisis de laboratorio.....	35
Modelado de cuenca.....	37
Construcción del modelo geológico.....	37
Modelado numérico 1D de generación y expulsión de petróleo.....	38
Modelado numérico 2D de migración y acumulación de petróleo.....	39
Interpretación de resultados e integración.....	40
CAPITULO IV.....	42
RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	42
Recopilación de información geológica y geoquímica.....	42

Crudos.....	43
Información geológica.....	47
Modelado de cuencas.....	49
Caracterización geoquímica de crudos.....	50
Tipo de crudo.....	50
Gravedades API.....	50
Composición SARA.....	52
Concentraciones de vanadio, níquel y azufre.....	53
Distribución de biomarcadores.....	60
Alteración de los crudos.....	60
Origen de los crudos.....	74
Madurez de los crudos.....	83
Modelado de cuencas.....	91
Modelado 1D de generación y expulsión de petróleo.....	92
Reconstrucción del flujo de calor.....	94
Gradiente geotérmico.....	96
Calibración térmica.....	98
Diagramas de soterramiento.....	100
Generación y expulsión de petróleo.....	103
Modelado 2D de migración y acumulación de petróleo.....	110
Simulaciones numérica 2D – Migración y acumulación de petróleo.....	115
Integración de resultados.....	119
CONCLUSIONES.....	123
RECOMENDACIONES.....	126
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	127
ANEXOS.....	135
Anexo 1. Modelo geológico del área.....	135

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica del área de estudio.....	4
Figura 2. Componentes estructurales que controlan el área de estudio.....	16
Figura 3. Columna litoestratigráfica del área de estudio	18
Figura 4. Mapa geológico de la Cuenca del Lago de Maracaibo	26
Figura 5. Mapa estructural de la Cuenca del Lago de Maracaibo	28
Figura 6. Rasgos estructurales del área de estudio mostrando fallas principales en sentido NNO – SSE y este – oeste.....	29
Figura 7. Distribución de los pozos muestreados para análisis geoquímicos de crudos.....	34
Figura 8. Flujo de trabajo aplicado para la construcción del modelo geológico del área de estudio.....	38
Figura 9. Distribución de pozos (reales y virtuales) modelados en 1D y transecto modelado en 2D.....	39
Figura 10. Flujo de trabajo para el modelado numérico de cuencas 1D.....	41
Figura 11. Distribución porcentual de la información geoquímica de crudos por intervalo geológico.	43
Figura 12. Matriz de confiabilidad para evaluar la calidad de los datos geoquímicos de crudos.....	44
Figura 13. Mapas de calidad del dato geoquímico para crudos almacenados en yacimientos del Mioceno.	45
Figura 14. Mapas de calidad del dato geoquímico para crudos almacenados en yacimientos del Eoceno.	45
Figura 15. Mapa de calidad del dato geoquímico para crudos sin información de la edad del yacimiento.	46
Figura 16. Distribución porcentual de la data geoquímica de crudos disponible en el área de estudio.	46
Figura 17. A. Cuantificación de la data estratigráfica disponible por calidad de dato. B. Cuantificación de la data estratigráfica disponible por campo productor.	47
Figura 18. Mapa de calidad del dato estratigráfico y distribución de los mismos en el área de estudio.	48

Figura 19. Mapa de calidad del dato de los pozos con información de modelado de cuencas 1D.	49
Figura 20. Distribución de gravedad API en los crudos estudiados.	51
Figura 21. Diagrama ternario para la clasificación de crudos en base a su composición SARA.	53
Figura 22. Distribución de la composición SARA en los crudos estudiados.	54
Figura 23. Distribución de vanadio (ppm) en los crudos estudiados.	56
Figura 24. Distribución de níquel (ppm) en los crudos estudiados.	56
Figura 25. Gráfico de la relación V vs Ni para los crudos bajo estudio.	57
Figura 26. Distribución de azufre (% S) en crudos almacenados en yacimientos del Eoceno.	58
Figura 27. Gráfico de la relación de las gravedades API vs. concentración de azufre (%S) para los crudos bajo estudio.	59
Figura 28. Diagrama de Lewan (1984), utilizado para correlacionar las concentraciones de V, Ni y S.	59
Figura 29. Cromatogramas para los análisis por cromatografía de gases (CG-FID) en los hidrocarburos saturados para 7 muestras de crudos representativas de los crudo presente en el área. Para VLG-3715, el resultado corresponde a cromatografía acoplado a masas (CGMS = m/z 113).	62
Figura 30. Correlación de <i>n</i> -alcanos e isoprenoides a través de la relación P/ <i>n</i> -C ₁₇ vs F/ <i>n</i> -C ₁₈ , para las muestras de crudos consideradas en este estudio.	63
Figura 31. Correlación composicional de los crudos del área, mostrando variaciones en el grado de biodegradación.	66
Figura 32. Cromatogramas de masas de la distribución de esteranos (m/z 217) en la fracción de hidrocarburos saturados de los crudos analizados.	67
Figura 33. Cromatogramas de masas de m/z 191 y m/z 177 mostrando una comparación de la distribución de hopanos en los hidrocarburos saturados para 5 del total de muestras analizadas.	71
Figura 34. Diagrama de Sofer (1984). Relación isotópica de $\delta^{13}\text{C}$ en la fracción de hidrocarburos saturados vs. $\delta^{13}\text{C}$ de hidrocarburos aromáticos.	75
Figura 35. Diagrama ternario de la distribución de esteranos C ₂₇ , C ₂₈ y C ₂₉	77

Figura 36. Patrón de distribución de homohopanos para las muestras de crudos analizadas.	78
Figura 37. Correlaciones entre terpanos tricíclicos y hopanos para distinguir cambio de facies litológicas de la roca madre que generó los crudos de estudio.	80
Figura 38. Correlaciones entre hopanos y homohopanos para distinguir cambio de facies litológicas de la roca madre que generó los crudos de estudio.	81
Figura 39. Distribución de los isómeros del metildibenzotiofeno para las muestras de crudos analizadas.	82
Figura 40. (A). Relación del DBT/F vs. P/F. (B) Relación del DBT/F vs. concentración de azufre.	82
Figura 41. Relaciones de terpanos tricíclicos y pentacíclicos para evaluar la madurez de los crudos del área.	84
Figura 42. Relaciones basadas en la isomerización de los esteranos para evaluar la madurez de los crudos del área.	86
Figura 43. Cromatogramas de masas de la distribución de fenantreno (m/z 178) y metilfenantreno (m/z 192) para muestras seleccionadas del área de estudio.	88
Figura 44. Cromatogramas de masas de la distribución de esteranos triaromáticos (m/z 231) y esteranos monoaromáticos (m/z 253) para muestras seleccionadas del área de estudio.	89
Figura 45. Distribución de pozos reales (VLG-3753, FRA-1X y CEI-1X) y virtuales (GQ-3, GQ-8 y GQ-15) seleccionados para los resultados del modelado 1D de generación y expulsión de petróleo.	92
Figura 46. Valores de flujo de calor asociados a diferentes tipos de cuencas sedimentarias.	95
Figura 47. Evolución cronológica de los eventos geodinámicos involucrados en la formación de la Cuenca del Lago de Maracaibo.	95
Figura 48. Reconstrucción del flujo de calor. Variación y distribución del flujo de calor actual en el área de estudio.	96
Figura 49. Correlaciones de temperatura de fondo de pozo (BHT) vs. profundidad, para estimar las variaciones del coeficiente de temperatura del área.	97

Figura 50. Gradiente térmico actual del área de estudio, calculado en base a las temperaturas de fondo de pozo (BHT).....	98
Figura 51. Calibraciones térmicas a través de valores medidos de reflectancia de vitrinita (%Ro).....	99
Figura 52. Calibraciones térmicas a través de valores medidos de temperatura máxima de pirólisis (Tmax).	100
Figura 53. Calibraciones térmicas a través de valores medidos de temperatura de fondo de pozo (BHT).....	101
Figura 54. Diagramas de soterramiento para los pozos reales VLG-3753X, FRA-1X y CEI-1X, los cuales evidencian las variaciones de temperatura con la profundidad (isotermas) y las ventanas de generación de hidrocarburos expresadas en %Ro.	102
Figura 55. Diagramas de soterramiento para los pozos virtuales GQ-3, GQ-8 y GQ-15, los cuales evidencian las variaciones de temperatura con la profundidad (isotermas) y las ventanas de generación de hidrocarburos expresadas en %Ro.	103
Figura 56. Diagramas de generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos de pozos reales y virtuales	105
Figura 57. Diagramas de expulsión de hidrocarburos líquidos y gaseosos de pozos reales y virtuales	108
Figura 58. Diagramas de hidrocarburos totales generados versus los “ <i>in situ</i> ” y expulsados, visualizando de forma integrada los procesos de generación y expulsión.	111
Figura 59. Ubicación del transecto sísmico definido para el modelado 2D.....	112
Figura 60. Transecto sísmico 2D interpretado para la generación del modelado 2D.....	113
Figura 61. Configuración estratigráfica del transecto modelado 2D.....	114
Figura 62. Configuración litológica del transecto modelado 2D.	114
Figura 63. Calibraciones térmicas a partir de la información de %Ro y BHT para los pozos reales que conforman el transecto de modelado 2D.....	116

Figura 64. Simulaciones numéricas 2D que permiten evidenciar los procesos de migración y acumulación de petróleo a través del tiempo geológico, específicamente a partir de 39.5 M.a. hasta 3 M.a.	117
Figura 65. Simulación numérica 2D que permite evidenciar los procesos de migración y acumulación de petróleo a los 0 M.a. (actual).	119
Figura 66. Simulaciones numéricas 2D que permiten evidenciar las variaciones de profundidad, temperatura y presión desde el Eoceno medio (39.5 M.a.) hasta el Reciente (0 M.a.).	121

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Data composicional de las muestras de crudos analizadas, así como data recopilada generada por estudios previos.	51
Tabla 2. Relaciones obtenidas de la cromatografía de gases en hidrocarburos saturados (CG-C ₁₅₊) para los crudos estudiados.	64
Tabla 3. Relaciones moleculares a partir de la distribución de esteranos (<i>m/z</i> 217) para las muestras de crudos estudiados.	68
Tabla 4. Relaciones moleculares a partir de la distribución de terpanos (<i>m/z</i> 191) para las muestras de crudos estudiados.	70
Tabla 5. Composición isotópica de carbono ($\delta^{13}\text{C}$) en las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos.	76
Tabla 6. Rangos establecidos en las relaciones de terpanos tricíclicos, hopanos y homohopanos para inferir facies litológicas de sedimentación.	79
Tabla 7. Relaciones moleculares a partir de la distribución de hidrocarburos aromáticos para las muestras de crudos analizados.	90
Tabla 8. Composición litológica para cada formación considerada en el modelo geológico definido.	93
Tabla 9. Tiempos de expulsión de hidrocarburos (M.a.) de los pozos reales y virtuales modelados.	107

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La Cuenca del Lago de Maracaibo está localizada en el Occidente de Venezuela y ocupa una depresión tectónica de unos 50.000 Km², en ella se depositaron grandes espesores de sedimentos desde el Cretácico al Reciente (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010). Esta cuenca es la principal productora de hidrocarburos del país, y de allí radica la importancia de conocer y manejar adecuadamente la información sobre los sistemas petrolíferos (Escalona y Mann, 2006). Durante el Cretácico y Terciario, ocurrieron procesos geológicos importantes que dieron lugar a condiciones apropiadas para la generación, expulsión, migración y acumulación de petróleo, donde la Formación La Luna (Cretácico tardío) es la principal roca generadora de las acumulaciones de hidrocarburos. Las interpretaciones de la Formación La Luna, como principal roca generadora, están basadas en estudios realizados en muestras de rocas provenientes de pozos y afloramientos (Hedberg, 1931; Gallango *et al.*, 1984; Talukdar *et al.*, 1985). Esto ha permitido estimar el potencial petrolífero de dicha formación y del resto de las formaciones que componen la secuencia estratigráfica.

Se han llevado a cabo numerosos estudios enfocados en la evaluación geoquímica de diferentes niveles estratigráficos, con el fin de establecer las posibles variaciones en las características geoquímicas que pudieran señalar potenciales rocas madres. De igual manera, se han realizado estudios de correlaciones crudo-crudo, crudo-roca madre, la caracterización de manifestaciones de hidrocarburos en superficie y el modelado numérico en 1D (Alberdi *et al.*, 1994; Cassani *et al.*, 1996; Zambrano *et al.*, 1997; Méndez *et al.*, 1998; Ruggiero *et al.*, 1998; Gallango *et al.*, 2000; González *et al.*, 2006; Martínez *et al.*, 2006; Murillo *et al.*, 2007). Todos estos estudios con el objetivo de determinar el origen, madurez y procesos de alteración a que han sido sometidos los crudos acumulados en los yacimientos, así como corroborar la existencia de una roca madre (Formación La Luna – Cretácico tardío). Adicionalmente, se ha podido establecer los principales tiempos de generación y

expulsión de los hidrocarburos desde la principal roca madre, así como las posibles vías de migración de los mismos (Cassani *et al.*, 1996 y Zambrano *et al.*, 1998).

Estos estudios previos (Alberdi *et al.*, 1994; Cassani *et al.*, 1996; Zambrano *et al.*, 1997; Méndez *et al.*, 1998; Ruggiero *et al.*, 1998; Gallango *et al.*, 2000; González *et al.*, 2006; Martínez *et al.*, 2006; Murillo *et al.*, 2007) han permitido determinar que en la región SE de la cuenca, conocida como Zulia Oriental, donde se localizan las áreas productoras de Ceuta, Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán, y donde se llevó a cabo este trabajo de investigación, los crudos acumulados presentan variaciones en su composición, las cuales han sido generadas por procesos post-acumulación en los yacimientos, relacionados a la evolución de la cuenca en el tiempo geológico.

Aunque son muchas las investigaciones realizadas en la Cuenca del Lago de Maracaibo, es necesario conocer los principales procesos que han influido en la distribución de los crudos en los campos Ceuta, Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán. Es por ello que la presente investigación tiene como finalidad, establecer cuales son los principales parámetros que determinan la presencia de grupos de hidrocarburos con características bien definidas, determinadas por su composición, junto con las posibles mezclas de crudos. Esto es de gran interés en la exploración petrolera ya que permite conocer con mayor precisión las áreas de interés exploratorio en cuanto al tipo de hidrocarburos que se pretende esperar, al momento de atacar cualquier prospecto que se encuentre dentro de la zona de estudio.

Planteamiento del problema

A pesar de que en el área de Zulia Oriental, específicamente en los campos de Ceuta, Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán se han realizado numerosas investigaciones con la finalidad de estudiar las características geoquímica de los crudos y rocas madres, así como simulaciones numéricas para estimar los pulsos de generación y expulsión de petróleo, ninguno de éstos se ha enfocado en determinar los principales parámetros que han estado controlando la composición de los crudos, los cuales están distribuidos en familias bien diferenciadas compuestas por posibles

mezclas. Es por esto que la presente investigación, tiene la finalidad de establecer cuales fueron los procesos que han afectado los crudos del área, lo cual resulta de gran interés en la exploración petrolera, ya que permite definir con mayor precisión las áreas de interés exploratorio, en cuanto a la calidad del hidrocarburo que se pretende esperar al momento de atacar cualquier prospecto que se encuentre dentro de la zona de estudio.

Objetivos

General:

Realizar el estudio geoquímico y modelado de cuenca en las áreas de Ceuta, Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán, con el objetivo de determinar los principales factores que controlan la distribución de los hidrocarburos en los yacimientos y la mezcla de diferentes familias de crudos presentes en el área.

Específicos:

- Realizar la caracterización geoquímica de los crudos para determinar su origen, procesos de alteración y las posibles mezclas de crudos en los yacimientos.
- Construir el modelo geológico del área a través de datos estratigráficos, bioestratigráficos y sedimentológicos.
- Realizar un modelado 1D a través del *software BasinMod* con el objeto de determinar los principales tiempos de generación y expulsión de petróleo desde la principal roca madre.
- Realizar un modelado 2D utilizando la *Suite de Temis 2008* en un transecto con orientación S-NW para determinar los tiempos de migración y llenado de yacimientos.
- Realizar la integración del modelado de cuencas con la caracterización geoquímica de los crudos, de manera de reproducir el modelo geológico y predecir los principales factores que controlan la distribución de los crudos del área.

Área de estudio

El área de estudio se encuentra ubicada al SE de la Cuenca del Lago de Maracaibo específicamente entre las áreas de Ceuta, Tomoporo, Barúa, Motatán, Franquera y La Ceiba (Figura 1), la cual abarca una extensión de 840 Km² y comprende parte de los estados Zulia y Trujillo.

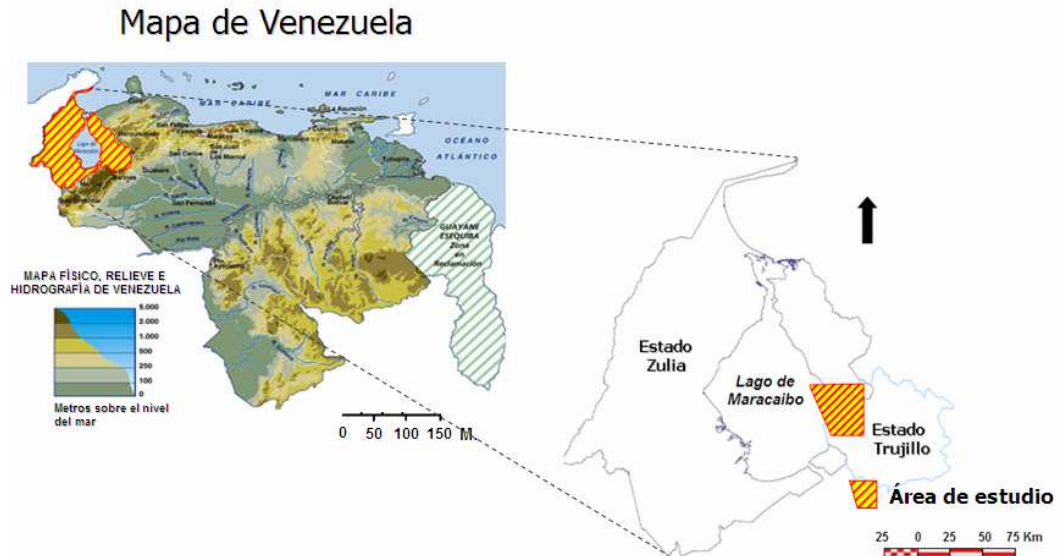


Figura 1. Ubicación geográfica del área de estudio.

Trabajos previos

En el área de Zulia Oriental, se han realizado varias investigaciones relacionadas con la caracterización geoquímica de crudos y de rocas madres, así como también el establecimiento de los tiempos de generación y expulsión de los hidrocarburos, junto con las posibles vías de migración. Una breve descripción de estos trabajos se presenta a continuación.

Martínez *et al.* (2006) realizaron una evaluación de la cantidad (COT), calidad (tipo de querógeno) y madurez (etapa de generación), de la materia orgánica en posibles rocas madres provenientes de pozos claves ubicados en el área de Zulia Oriental, con la finalidad de validar y completar la información geoquímica de las rocas madres

probadas y probables del Mesozoico y Cenozoico del área. Para ello analizaron 348 muestras de rocas (núcleo y canal) en 9 pozos. De acuerdo a los resultados obtenidos, esta zona alcanzó una alta madurez térmica, a lo largo del tiempo geológico, lo que originó que la mayor parte de la materia orgánica se encuentre sobremadura. Hacia el sur de la zona, específicamente en el área de Ceuta – Tomoporo, basado en los valores de índice de hidrógeno (IH) y carbono orgánico total (COT), se observó un menor grado de madurez, donde la Formación Misoa (Eoceno medio) se encuentra en inicio de ventana de petróleo. Esto permite afirmar que esta formación se encuentra en una etapa óptima para la generación de hidrocarburos líquidos.

González *et al.* (2006) efectuaron la evaluación geoquímica de 24 muestras de crudos producidos en pozos ubicados en Zulia Oriental (campos Ambrosio, Cabimas, Punta Benítez, Lagunillas, Mene Grande, Barúa, Motatán y Tomoporo), a través de la determinación de la gravedad API, la composición SARA, concentración de azufre y metales (V y Ni), análisis de cromatografía de gases en la fracción de hidrocarburos saturados (C₁₅₊) y cromatografía de gases acoplado a espectrometría de masas en hidrocarburos saturados y aromáticos (biomarcadores). Esto con la finalidad de determinar el origen de la materia orgánica, las condiciones fisicoquímicas del ambiente de sedimentación, el nivel de madurez alcanzado por la roca generadora y los procesos post-acumulación. Los resultados obtenidos permitieron evidenciar que la materia orgánica que dio origen a estos crudos fue del tipo marino, sedimentada bajo condiciones reductoras. Los crudos fueron generados en pico de máxima generación de la ventana de petróleo. El principal proceso de alteración postacumulación, ha sido la biodegradación, la cual varía de moderada a fuerte, según escala de Peters y Moldowan (1993).

Berrio y Toro (2000) en un estudio geoquímico de yacimientos del área VLE-326, Bloque V, campo Lamar, analizaron 20 muestras de crudos para determinar su distribución en las arenas C-2 de la Formación Misoa (Eoceno). A través de los parámetros moleculares se determinó el origen marino para la materia orgánica

precursora de los crudos, los cuales fueron generados en un nivel elevado de madurez térmica. Estos crudos no han sido alterados por biodegradación.

Gallango *et al.* (2001) determinaron la evolución de la madurez de la roca madre (Formación La Luna) en el área Tomoporo – Mene Grande, con la finalidad de establecer la historia de migración y las características del petróleo expulsado y acumulado en los prospectos del área y en las áreas circundantes a través del tiempo geológico. Sobre la base de las características generales y la distribución de los biomarcadores, los autores concluyeron que el petróleo acumulado en las areniscas basales de Paují y B superior de Misoa, en los pozos localizados en los alrededores de los prospectos Horcón, Franquera y Tomoporo, presentan una madurez intermedia con claras evidencias de mezcla de crudos biodegradados con crudos no biodegradados. El primero generado por el sistema petrolífero Eoceno y el segundo por el sistema petrolífero Mioceno-Reciente. La mezcla de crudos no biodegradados con crudos biodegradados, da como resultado un crudo aparentemente no biodegradado, cuyas características principales son la presencia de abundantes *n*-alcanos sobrepuestos sobre un gran lomo de compuestos no resueltos (UCM) en el cromatograma de gases de la fracción de hidrocarburos saturados. A nivel de biomarcadores, también observaron evidencias de esta mezcla, debido a la presencia de trazas de los hopanos desmetilados (25-norhopanos), los cuales aparecen cuando el crudo ha sido sometido a niveles de biodegradación de un nivel 6 o 8, de acuerdo a la escala de Peters y Moldowan (1993).

Cassani *et al.* (1996) y Zambrano *et al.* (1998) realizaron un modelado 1D para determinar los tiempos de generación y expulsión de petróleo desde la principal roca madre del área (Formación La Luna), los cuales presentan algunas incongruencias entre los datos geológicos y geoquímicos utilizados. Sin embargo, una vez revisados los resultados obtenidos en ambos trabajos, pudo observarse que los mismos guardan relación directa en cuanto a los tiempos de generación y expulsión de petróleo reportados, asociados a las etapas de madurez que alcanzó la roca madre durante el

tiempo geológico, que permitió una principal fase de generación y expulsión en el Eoceno medio y posteriormente en el Mioceno tardío – Reciente.

Marcano *et al.* (1998) estudiaron la petrografía orgánica en el área de Zulia Oriental, y seleccionaron a nivel regional un total de 20 pozos (18 pozos localizados en tierra y 2 pozos en el Lago de Maracaibo) en los cuales se recolectaron 223 muestras de canal y núcleo (lutitas y calizas) y cuatro muestras de afloramiento (lutitas del Eoceno) de la Serranía de Trujillo, localizada al este del área. Los autores concluyeron que al norte del área de estudio, fueron encontrados altos valores en la reflectancia de vitrinita (% Ro) en muestras del Eoceno de afloramientos de la Serranía de Trujillo y de pozos (muestras tomadas cerca de la superficie), lo que prueba que importantes intervalos faltantes fueron erosionados durante el evento de levantamiento regional ocurrido entre el Eoceno tardío y el Oligoceno. De igual manera, concluyen que el sur del área de estudio se puede dividir en dos grandes sectores de acuerdo a los resultados de % Ro obtenidos: un sector localizado al este, donde se observan altos valores de % Ro por debajo de la discordancia mayor del Eoceno, y un sector localizado al oeste (áreas de Barúa, Tomoporo, Ceuta y sur de Motatán), donde los valores de % Ro son bajos (aprox. 0,5%), por debajo de la discordancia mayor del Eoceno. Estas diferencias concuerdan con los grandes espesores erosionados al este, con la disminución de los espesores de las lutitas de la Formación Paují al oeste y con las bajas conductividades térmicas de las lutitas sobrepresurizadas de la Formación Paují. En trabajos anteriores (Cassani *et al.*, 1998), determinaron que las lutitas de la Formación Paují se encuentran sobrepresurizadas, y el agua contenida por ser mala conductora del calor, actúa como un aislante térmico que maduró los intervalos inferiores del Eoceno y por supuesto la roca madre (Formación La Luna). Por tal razón, se aprecia un aumento gradual en los valores de % Ro al atravesar Paují.

Zambrano *et al.* (1998) determinaron el modelado de generación y expulsión de hidrocarburos en el área de Zulia Oriental con el programa *Basin Mod 1D*, para un total de 9 pozos (AMB-161, BA-1326, CLD-17, LL-1930, SLC-4, VLA-712, VLC-

1087, VLG-3693, y VLG-3753), ubicados en el Lago de Maracaibo. Con este estudio, se estableció la madurez actual de la roca madre (Formación La Luna), las fases de expulsión de petróleo, se estimó el volumen de hidrocarburos expulsados y la evolución de los sistemas petrolíferos en el tiempo geológico. Estos autores concluyeron que la Formación La Luna se encuentra actualmente sobremadura al NE del área de Zulia Oriental, la cual va decreciendo en sentido NE – SO pasando por los estados de ventana de generación de gas húmedo y seco, y hacia el lago en la ventana de petróleo. De igual manera, y de acuerdo a los tiempos de generación y expulsión de petróleo, definieron los siguientes sistemas petrolíferos:

- Sistema petrolífero Eoceno – Oligoceno: cubre un área que va desde el norte, este y SE de la zona de estudio.
- Sistema petrolífero Mio-Plioceno–Reciente: el cual abarca todo el SO del área de Barúa–Motatán y SE del Lago de Maracaibo.
- Zona de intersección entre ambos sistemas petrolíferos, donde hubo dos períodos de expulsión de petróleo y definen el área del sistema petrolífero mixto (Eoceno–Oligoceno–Mio–Plioceno–Reciente), en ellas se ubican áreas como Barúa Sur, Tomoporo Sur y Ceuta Este.

Méndez *et al.* (1998) evaluaron la geoquímica de un conjunto de muestras de rocas, crudos y menes ubicados en la parte Oriental de la Cuenca del Lago de Maracaibo. El estudio se enfocó en las rocas pertenecientes a intervalos estratigráficos de la Formación La Luna, como también en aquellos crudos y menes cuyo origen fuera derivado de esta roca madre. El conjunto de análisis geoquímicos permitieron establecer la cantidad y calidad del material orgánico, condiciones de sedimentación y madurez. Los perfiles geoquímicos derivados de los análisis de rocas muestran meteorización o efectos de madurez que afectan la posición de los datos en los diagramas de van Krevelen, y en otros casos indican cambios en la bioproduktividad y/o condiciones de preservación del material orgánico. En cuanto a la caracterización y descripción de muestras de crudos y menes y su correlación con la roca madre, se evidenciaron relaciones genéticas con la Formación La Luna, como principal roca

generadora de estos hidrocarburos. Adicionalmente, se evidenció la influencia de procesos de solubilización y mezcla de hidrocarburos.

Tocco *et al.* (1997) en un estudio geoquímico de crudos del campo Bachaquero, encontraron que los crudos almacenados en la Formación Lagunillas tienen un origen común y fueron generados durante la fase principal de generación y expulsión de crudos (sistema petrolífero Eoceno). La biodegradación es el principal proceso post-acumulación que alteró la composición química de estos crudos, evidenciado por la ausencia total o parcial de *n*-parafinas, e incluso de los isoprenoides acíclicos pristano y fitano. El miembro más afectado es el Miembro Bachaquero superior. La comunicación lateral a lo largo de las areniscas de los miembros Bachaquero superior, medio y Laguna es bastante buena. En cuanto al origen, los crudos provienen de una roca madre cuya materia orgánica es de origen marino, basado en la cromatografía de gases de la fracción de los hidrocarburos saturados (C₁₅₊) y en el estudio de los biomarcadores, los cuales se destacan por presentar abundancia de los terpanos tricíclicos y predominancia del esterano C₂₇ sobre el C₂₉. En cuanto a la madurez, basado en la isomerización de los esteranos (% C₂₉20S y % C₂₉ββ), se determinó que los crudos provienen de una roca que alcanzó la madurez térmica.

Tocco (1996) estudió la geoquímica de crudos en el campo Centro Lago. El propósito fue determinar los procesos geológicos responsables de las variaciones moleculares de los crudos, asociadas a heterogeneidades verticales y/o laterales en el yacimiento. Estos crudos se encuentran almacenados en la Formación Misoa y varía de medianos a livianos (25-40 API). La Formación Misoa (Eoceno temprano – medio) se relaciona con un sistema de sedimentación en ambientes transgresivos y regresivos. Las arenas C (C2, C3, C4, C5 y C6) ofrecen un potencial significativo desde el punto de vista de la exploración petrolera. Los crudos de estos yacimientos fueron originados por la misma roca madre, correspondiente a la Formación la Luna. Sobre la base del estudio realizado, se concluyó que el principal proceso post acumulación que alteró la composición de los crudos fue el fraccionamiento evaporativo.

Talukdar y Marcano (1994) estudiaron la generación y expulsión de hidrocarburos en el área de Ceuta, basado en el análisis integrado de la sísmica, geología y geoquímica. Como resultado principal, determinaron que el área este de Ceuta es parte del sistema petrolífero Eoceno de la Cuenca del Lago de Maracaibo, mientras que el área oeste es parte del sistema petrolífero Mioceno. En este estudio se demostró que estas diferencias se deben tanto a cambios en el flujo de calor como a diferentes historias de soterramiento.

Gallango *et al.* (1984) realizaron un estudio geoquímico regional en la Cuenca del Lago de Maracaibo a partir del análisis de 650 muestras de roca, utilizando análisis convencionales y especiales de 130 muestras de crudos y de diagramas de madurez – TTI de 81 pozos, con la finalidad de establecer correlaciones crudo–crudo, crudo–roca madre, definir la historia de generación y migración de los hidrocarburos y además estimar el volumen total de crudo y gas generado, migrado y acumulados en la cuenca, provenientes de las diferentes rocas madres. Los resultados obtenidos destacan que la Formación Misoa (Terciario) tiene características intermedias para la generación de hidrocarburos, mientras que la Formación La Luna (Cretácico) ha sido reconocida como la principal roca madre de la cuenca. Adicionalmente fue determinado que para el período del Eoceno medio tardío (44 – 38 M.a.), en la parte NE – SO de Zulia Oriental, esta formación se encontraba en ventana de petróleo, es decir, en una primera fase de expulsión de hidrocarburos. Para el Mioceno medio (15 M.a.), producto del basculamiento de la cuenca que se originó por el levantamiento de Los Andes, la Formación La Luna continuó generando y expulsando hidrocarburos hasta el presente.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

Geología Regional

La Cuenca del Lago de Maracaibo está localizada en el Occidente de Venezuela y ocupa una depresión tectónica de unos 50.000 Km², donde se han depositado grandes espesores de sedimentos que se extienden desde el Cretácico hasta el Reciente (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010). Esta cuenca es la más importante en la producción de hidrocarburos del país, y de allí radica la importancia de conocer y manejar adecuadamente la información sobre su sistema petrolífero (Escalona y Mann, 2006). Está limitada al norte por la Falla de Oca, al NE por una línea imaginaria en dirección NO que marca el máximo espesor de los sedimentos del delta del Eoceno original, al sur y SE por la Cordillera de Los Andes, al SO por el Macizo de Santander y al oeste y NO por la Serranía de Perijá (Escalona y Mann, 2006).

La historia geológica de esta cuenca está marcada por dos etapas principales que ocurrieron durante su formación, la primera corresponde a una etapa de margen pasivo y la segunda al margen activo. El margen pasivo está caracterizado por una transgresión marina y muestra un tipo de sedimentación suave donde se depositaron principalmente litologías carbonáticas y silisiclásticas de grano fino, y comprende principalmente la sedimentación del Cretácico. El margen activo muestra una sedimentación mas brusca, con mayor energía en la sedimentación, y está caracterizada por una regresión marina que comenzó a finales del Cretácico, depositándose en este margen las formaciones que se extienden desde el Paleoceno hasta el Reciente (Escalona y Mann, 2006).

Las formaciones del Cretácico se depositaron sobre una penillanura Paleozoica a Triásico-Jurásico erosionada, como consecuencia de una transgresión. Durante el Neocomiense-Barremiense (120 M.a.), se sedimentó la Formación Río Negro, constituida por sedimentos gruesos continentales. A medida que avanza el tiempo geológico la penetración marina (transgresión) se acentúa y es así como en el Cretácico medio (100 M.a.) comenzó la sedimentación del Grupo Cogollo

conformado por las formaciones Apón, Lisure y Maraca (de más viejo a más joven), seguido de la Formación La Luna y el Miembro Socuy (miembro inferior de la Formación Colón). A partir del Cretácico tardío (85 M.a.) se inició la regresión marina, en donde a mayores profundidades se terminaron de depositar las Formaciones Colón y Mito Juan, marcando ésta última, el final de la sedimentación Cretácica (González de Juana *et al.* 1980).

Durante el Paleoceno el patrón de sedimentación cambia, depositándose en el SE y oeste de la cuenca, secuencias constituidas por lutitas, areniscas y carbones de las Formaciones Catatumbo, Barco y Los Cuervos (Grupo Orocué). En la parte central de la cuenca, representada por una plataforma marina somera, se depositó la Formación Guasare. Estos sedimentos son afectados por un proceso de deformación debido a la generación de un conjunto de anticlinales y fallas de rumbo NNE los cuales fueron reactivados en diversos períodos de tiempo. Adicionalmente, comenzaron a elevarse Los Andes y Perijá (González de Juana *et al.*, 1980). Para el Eoceno (temprano-medio) se desarrolló un sistema deltaico, con sedimentación de la Formación Mirador (fluvial a fluvio-deltaico), Misoa (deltaico a plataforma), Formación Trujillo (turbidítico) y Formación Paují (sedimentos marinos profundos). En este período hasta el Oligoceno, los sedimentos fueron deformados, levantados y erosionados, removiendo grandes espesores del Eoceno en distintas áreas de la cuenca. Emergen zonas como las de El Palmar, Sibucara y pequeñas estructuras transpresivas (estructuras que presentan dos componentes, uno compresivo y otro transgresivo) que se generaron en La Concepción, Mara y La Paz (Gallango *et al.*, 1984). Las fallas y pliegues que se habían formado durante el Cretácico y el Paleoceno se reactivan y son estos eventos los que marcan la inversión estructural de la cuenca en dirección SSO, esta inversión corresponde al basculamiento hacia el sur, que forma una trampa en el lado deprimido de la estructura (Gallango *et al.*, 1984). En el Mioceno, en el este y parte central de la cuenca, se inició una transgresión marina, depositándose sobre la superficie erosionada del Eoceno, la Formación La Rosa. Esta unidad se caracteriza principalmente por secuencias de areniscas y lutitas con presencia de algunos fósiles marinos, mientras que la Formación Lagunillas suprayacente, se tipifica por

areniscas, lutitas y carbones derivados de un ambiente fluvio-deltaico. En el oeste se desarrollaron secuencias más continentales como lo son las Formaciones El Fausto y Los Ranchos. La subsidencia en este período continúa migrando desde el SO – sur hacia Los Andes, relleno la antefosa andina con sedimentos continentales que dieron paso a la Formación Betijoque. Los Andes y Perijá continúan emergiendo. Finalmente, desde el Mioceno al Reciente, se desarrollaron nuevos estilos estructurales: pliegues, fallas y levantamientos, con la reactivación de las estructuras desarrolladas en otros períodos de tiempo, como el Eoceno-Oligoceno y durante el Cretácico (Gallango *et al.*, 1984).

La roca madre por excelencia de la Cuenca del Lago de Maracaibo es la Formación La Luna del Cretácico tardío, cuyas fases se extendieron por toda Venezuela Occidental hasta Colombia. El petróleo fue generado, migrado y acumulado en diversos pulsos, siendo el más importante el ocurrido durante el levantamiento andino. Los principales campos petroleros se encuentran en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo y comprenden a los campos Cabimas, Tía Juana, Lagunillas, Bachaquero, Mene Grande y Motatán, donde los crudos son principalmente producidos de yacimientos Terciarios (Gallango *et al.*, 1984).

La gravedad API de los crudos es bastante diversa, en general, los crudos más livianos se encuentran en yacimientos profundos de edad Cretácico, los cuales son más pesados a medida que se acercan a yacimientos más someros del Terciario. Esto hace que existan campos en la Costa Oriental del Lago que produzcan crudos con gravedad API menor a 13 (Gallango *et al.*, 2001). Por su parte, los crudos presentes en las arenas basales de la Formación Paují y B superior de la Formación Misoa, de pozos localizados en campos aledaños a la Costa Oriental del Lago, son el resultado de un proceso de mezcla de crudos biodegradados (generados por el sistema petrolífero Eoceno) con crudos no biodegradado (generados por el sistema petrolífero Mioceno – Reciente), obteniendo de este proceso de mezcla, crudos con gravedad API < 22, en lugar de gravedades de 30 como es lo esperado (Gallango *et al.*, 2001).

Estratigrafía regional

La evolución estratigráfica de la Cuenca del Lago de Maracaibo ha sido bastante compleja a lo largo del tiempo geológico, debido a una serie de invasiones y regresiones marinas que fueron determinantes para la sedimentación, tanto de rocas madres generadoras de hidrocarburos como de rocas adecuadas para almacenarlos (reservorios), y como resultado de varios períodos de orogénesis y epirogénesis que produjeron las trampas adecuadas para retenerlos hasta el momento actual. Durante estos eventos se produjo la sedimentación de las formaciones que se encuentran presentes en la cuenca (Parnaud *et al.*, 1995).

La secuencia estratigráfica de más joven a más antiguo, comienza con las formaciones El Milagro y Onia de edad Pleistoceno – Plioceno, depositadas en ambientes fluvio-deltaicos y lacustres, respectivamente. Infrayacente, se encuentran las rocas Mio – Pliocenas de la Formación Betijoque, las cuales son areniscas gruesas y conglomerados depositados en un abanico aluvial. Infrayacen las rocas miocenas de llanura de inundación y de canales meándricos de la Formación Isnotú, compuestas de lutitas moteadas y areniscas delgadas. Sigue en la secuencia la Formación Lagunillas, de lutitas, arcillas, limolitas, carbones y areniscas depositadas en ambientes de fluvial a deltaico y parálisis. A la Formación Lagunillas infrayacen las rocas neríticas de la Formación La Rosa y su arenisca basal, de edad Mioceno. Posteriormente, se encuentra la discordancia del Eoceno al tope de la Formación Paují de ambiente nerítico a batial, compuesta por lutitas fosilíferas grises a negruzcas que pasan a areniscas transgresivas hacia la base. Seguidamente, se ubica la secuencia completa de la Formación Misoa que se compone de intercalaciones de areniscas y lutitas de ambiente fluvio-deltaico. Esta formación presenta gran importancia económica debido a que constituye los yacimientos de petróleo más importantes de toda la Cuenca del Lago de Maracaibo (Peña *et al.*, 2000). Seguidamente se encuentra la sedimentación del Paleoceno (Formación Guasare), la cual representa una sedimentación de plataforma donde la litología y contenido fosilífero corresponden a un ambiente marino nerítico con influencias deltaicas (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010). Por debajo del Paleoceno se encuentra la secuencia completa del

Cretácico, comenzando con la Formación Mito Juan, suprayacente la Formación Colón con el Miembro Socuy en la base. Estas formaciones fueron sedimentadas en un ambiente marino de profundo a moderadamente profundo, que de base a tope va presentando variaciones hasta indicar ambientes de aguas salobres poco profundas. La Formación La Luna (suprayacente), fue depositada en un ambiente de aguas en condiciones euxínicas, cuya profundidad ha sido objeto de mucha controversia. Esta formación es considerada la principal roca generadora de hidrocarburos de la Cuenca del Lago de Maracaibo (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010). Seguidamente se encuentra el Grupo Cogollo (Albiense temprano a Albiense tardío – Cenomaniense), compuesto por las formaciones Maraca, Lisure y Apón las cuales se depositaron en ambientes lagunares a intramareales, con facies de aguas marinas de plataforma costera y plataforma costera externa respectivamente. Estas formaciones presentan importancia en el sistema petrolífero de la cuenca ya que actúan como productoras de petróleo. Infrayacente a este grupo, se encuentra la Formación Río Negro, la cual representa el comienzo de la sedimentación del Cretácico, dicha formación presenta variaciones en los ambientes de sedimentación dentro de los que predominan ambiente de laguna costera, llanuras de mareas, deltaico a marino costanero y deltaico, influenciando cada uno de estos ambientes en el tipo de litología de dicha formación, la cual corresponde a areniscas blancas, generalmente de grano grueso, conglomerados heterogéneos, arcillas y lutitas variables (Peña *et al.*, 2000).

Marco estratigráfico del área de estudio

La estratigrafía del área de estudio es conocida en términos de las unidades litoestratigráficas que han sido penetradas por los diversos pozos perforados en los campos operacionales del área (Ceuta, Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán), o a la vez han podido ser definidas o reconocidas en los afloramientos de la Serranía de Trujillo (Peña *et al.*, 2000). Dicha estratigrafía está controlada por los componentes estructurales que limitan el área, los cuales forman una franja norte – sur que se extiende desde Aurare hasta Tomoporo. Dicha franja se encuentra limitada

al NNE por las fallas de Pueblo Viejo y Burro Negro, al este por las fallas de Burro Negro – Mene Grande y al oeste por la fallas de Pueblo Viejo – Ceuta (Figura 2).

La Figura 3, presenta las unidades litoestratigráficas que conforman la columna del área de estudio, las cuales se extienden desde el Cretácico hasta el Reciente. Sin embargo, es importante destacar que la mayoría de los pozos que han sido perforados en el área solo han penetrado hasta la parte superior y media de la Formación Misoa (Eoceno), siendo las formaciones más antiguas del Paleoceno y Cretácico perforadas únicamente por dos pozos ubicado en los campos de Ceuta y La Ceiba.

La estratigrafía del área está controlada por varios períodos tectónicos relacionados directamente con la evolución geodinámica de la cuenca. Estos períodos influyeron en la sedimentación, continuidad y espesores de cada una de las formaciones que conforman la columna estratigráfica.

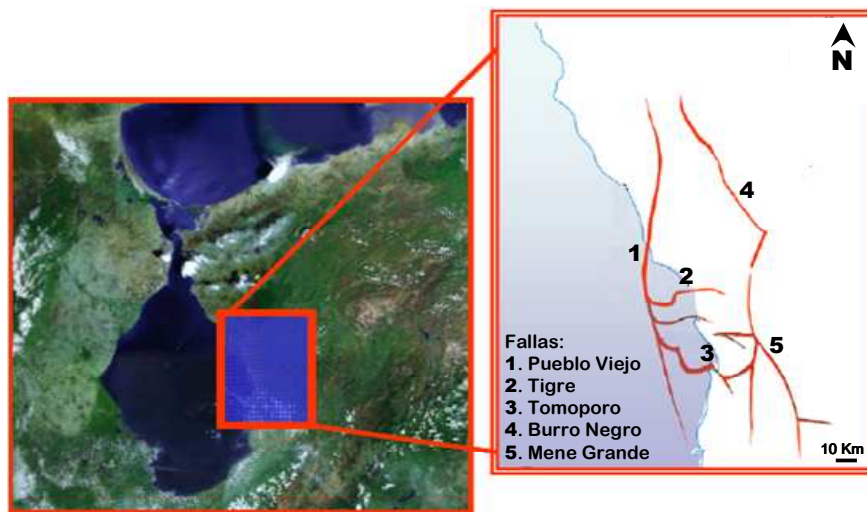


Figura 2. Componentes estructurales que controlan el área de estudio (Peña *et al.*, 2000).

La actividad tectónica que caracteriza la estratigrafía del área y a la vez la de toda la cuenca, ocurrió durante el Eoceno, la cual causó el desarrollo de áreas altas y bajas. En los altos ocurrió erosión o no sedimentación, mientras que los bajos determinaron la posición en distintos ambientes de sedimentación, tales como los ríos, deltas, estuarios, entre otros. Esto indica que los cambios eustáticos del nivel del mar no son el único factor que influye en el desarrollo de los sistemas encadenados, sino que

también la actividad tectónica influyó en los patrones de sedimentación. En términos generales, el factor determinante son los cambios relativos del nivel del mar, es decir relativo a la superficie terrestre. Un levantamiento del continente tiene consecuencias parecidas a una disminución en el nivel del mar, y una subsidencia en la cuenca es comparable con un alza del nivel del mar (Ghosh *et al.*, 1995).

La actividad tectónica implica que no solo el nivel relativo del mar es una variable importante, sino también el influjo de sedimentos. La erosión ocurre después de un levantamiento del continente, el cual a su vez puede causar un incremento de la cantidad de sedimentos disponible. Por lo tanto, se puede afirmar que cambios en los patrones de sedimentación no dependen solamente de fluctuaciones en la tasa de creación o destrucción de espacio disponible, sino también de variaciones en el influjo de sedimentos (Ghosh *et al.*, 1995).

La actividad tectónica es de gran importancia en la estratigrafía del área de estudio, ya que tiene fuertes implicaciones en la sedimentación de las formaciones geológicas existentes, que a la vez conforman la columna estratigráfica, la cual está limitada y dividida por discordancias angulares que son definidas como límites de secuencia, así como discordancias locales, ambas separando cada una de las formaciones presentes (Ghosh *et al.*, 1995).

A continuación se describen las formaciones que componen la columna estratigráfica del área de estudio:

- Formación Carvajal (Pleistoceno)

Consiste de arenas y gravas macizas y micáceas, con estratificación cruzada, mal cementadas y de color pardo. El espesor máximo puede alcanzar 150 m y se presenta cerca del frente de montaña, disminuyendo rápidamente hacia la Cuenca del Lago de Maracaibo, hasta desaparecer. Los sedimentos de la Formación Carvajal representan abanicos aluviales, coladas de barro y sedimentos de llanura de inundación (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

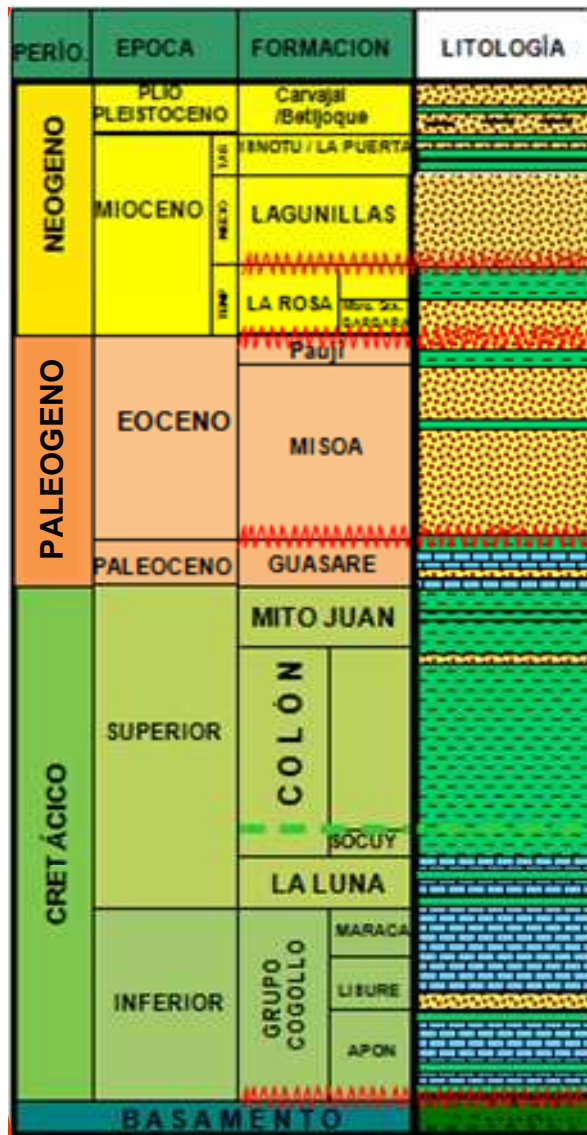


Figura 3. Columna litoestratigráfica del área de estudio (tomado y modificado de Espinosa y Alcalá, 2009).

- Formación Betijoque (Mioceno superior a Plioceno)

Compuesta por arcillas macizas de color gris verdoso oscuro que gradúa localmente a pardo y negro, generalmente arenosas, y localmente carbonáceas y fosilíferas (restos de plantas). También presenta areniscas mal cementadas y mal escogidas, y limolitas en estratos delgados a macizos con mucha intergradación lateral entre los cuatro tipos de rocas. Los elementos más destacados son conglomerados macizos de hasta 12 m

de espesor, que pueden llegar a conformar el 25 % de la unidad. Esta formación puede alcanzar un máximo espesor de 4365 m, que corresponde a la suma de espesores de los Miembros Vichú y Sanalejos (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

- Formación Isnotú (Mioceno medio)

Esta formación, está compuesta predominantemente por arcillas (65 %) con numerosas areniscas intercaladas y capas subordinadas de arcilla laminar, carbón y conglomerado. Las arcillas son macizas pero blandas, de color gris claro, corrientemente abigarradas en rojo, púrpura y amarillo y localmente carbonáceas; las areniscas son de color variable, principalmente blancas a gris claro. El espesor puede llegar a 11000 m y bastante constante en la faja de afloramientos, disminuyendo al norte y al oeste (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

- Formación La Puerta (Mioceno tardío)

Está compuesta por arcilitas abigarradas en colores azul, amarillo, verde y rojo; limolitas pardas y areniscas macizas, friables, de colores gris y verdoso claro. La unidad contiene intercalaciones marinas de menor espesor y no contiene lignitos. Los espesores pueden ser variables de 170 a 700 m, pudiendo alcanzar hasta 1400 m (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

- Formación Lagunillas (parte inferior del Mioceno medio)

Su litología en términos generales consiste de areniscas poco consolidadas, arcillas, lutitas y algunos lignitos. El ambiente de sedimentación presenta variaciones de marino somero, a deltaico y fluvial. Dichas variaciones permitieron definir miembros dentro de la misma formación:

(a) Miembro Lagunillas inferior: representa un complejo deltaico.

(b) Miembro Laguna: corresponde a un aumento temporal de las condiciones marinas, con predominio de barras litorales.

(c) Miembro Bachaquero: representa un ciclo regresivo, con predominio de ambientes deltaicos y fluviales.

Esta formación presenta importancia económica en la Costa Oriental del Lago por presentar varios yacimientos de petróleo mediano y pesado (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

- Formación La Rosa (Mioceno temprano)

La Formación La Rosa ha sido dividida en varios Miembros de acuerdo a su litología (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010):

(a) Miembro Santa Bárbara (válido): formado por areniscas arcillosas poco consolidadas, grises a marrones, que localmente pueden alcanzar grandes espesores, lutitas gris verdoso interlaminadas con areniscas. Este miembro representa la primera etapa de la invasión marina.

(b) Lutita La Rosa (inválido): lutitas de color gris verdoso a verde claro, con laminaciones, intercalada con areniscas delgadas fosilíferas. Fue depositada en la máxima extensión de la transgresión de un mar poco profundo que cubrió la mayor parte de la cuenca de Maracaibo.

(c) Arena intermedia (inválido): arenas arcillosas en capas delgadas con lutitas verdosas fosilíferas y arcilitas arenosas. Representa el proceso regresivo siguiente.

(d) Arena La Rosa (informal): areniscas friables, macizas de grano fino, de color gris a marrón y lutitas gris verdoso, con moluscos y foraminíferos, la cual fue depositada en un proceso regresivo.

La formación tiene un espesor variable relacionado con su sedimentación sobre la discordancia eocena, en la localidad tipo, el espesor varía de 180 a 250 m disminuyendo hacia el sur y el norte, mientras que hacia el NE puede alcanzar 1.000 m.

Tanto el Miembro Santa Bárbara como la Arena Intermedia y la Arena La Rosa, contienen importantes yacimientos petrolíferos en el campo Costanero Bolívar, especialmente en las áreas de Tía Juana, Punta Benítez y La Rosa (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

- Formación Paují (Eoceno medio)

Compuesta por una secuencia espesa de lutitas claramente diferenciable de las areniscas de la Formación Misoa infrayacente, tienen color gris mediano a oscuro, y son macizas a físciles, con concreciones, las cuales pueden alcanzar un espesor total de 1200 m. La sedimentación de Paují constituye una transgresión marina desde el este y NE (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

- Formación Misoa (Eoceno medio inferior)

Las características de los sedimentos de la Formación Misoa, dependen de su posición en la cuenca, del ambiente de sedimentación, de la distancia entre ellos y de la fuente de los mismos. Hacia el NE hay más lutitas y areniscas de grano fino, mientras que hacia el sur y SE el porcentaje de arena aumenta al 80 y 90% de la sección y los granos se hacen más gruesos. Se encuentran areniscas, limolitas y lutitas intercaladas en distintas cantidades. En los campos petroleros del lago, la secuencia de arenas y lutitas ha sido subdividida según diversos esquemas informales por las empresas operadoras. El más aceptado, generalmente, es el de Arenas "B" (B1 a B9) y Arenas "C" (C1 a C7), basado en las características de los registros eléctricos de los pozos. Se ha mencionado que esta formación tiene un espesor compuesto de 5000 m con probable variaciones de 3500 a 5500 m.

La Formación Misoa representa un proceso sedimentario que varía desde deltaico alto (SO y sur) a deltaico bajo y marino somero (norte y NE), la cual constituye los yacimientos más importantes de petróleo en la Cuenca del Lago de Maracaibo (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

- Formación Guasare (Paleoceno)

Esta formación consiste en calizas de color pardo grisácea a gris amarillento o gris, generalmente glauconíticas, intercaladas con lutitas y limolitas grises a parduscas y areniscas grises, calcáreas y glauconíticas. En la sección tipo, el espesor (incompleto) de la Formación Guasare es de unos 120 m, mientras que en los ríos Cachirí y Socuy es de 390 y 370 m respectivamente. Su litología y contenido fosilífero corresponden a

un ambiente marino nerítico, el cual estuvo sujeto a influencias de tipo deltaico (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

- Formación Mito Juan (Cretácico: Maastrichtiense tardío)

La litología de la Formación Mito Juan se caracteriza por arcillas grises, gris verdosas y negras, localmente arenosas, en las cuales el contenido de limo y arena aumenta en sentido ascendente y en cuya parte superior se encuentran a veces capas delgadas de calizas y areniscas. En la parte inferior de la formación hay algunas arcillas laminares grises que son indistinguibles litológicamente de las arcillas de Colón. Son comunes las concreciones discoidales de arcilla ferruginosa formando capas delgadas. Se han reportado espesores que varían entre 100 y 300 m, con promedios de 200 m, esta formación tiene un mayor desarrollo hacia la parte sur de la cuenca. La microfauna indica ambientes de aguas salobres, poco profundas, evidenciando en esta forma el relleno de la cuenca (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

- Formación Colón (Cretácico: Maastrichtiense)

Se caracteriza por lutitas microfósilíferas de color gris oscuro a negras, macizas, piríticas y ocasionalmente micáceas o glauconíticas, con margas y capas de caliza subordinada. Las lutitas son más arenosas hacia la base y hacia la parte superior donde la unidad cambia transicionalmente a la Formación Mito Juan. El espesor de la Formación Colón en su sección tipo alcanza los 900 m, el cual puede variar dependiendo de la localidad de la cuenca. González de Juana *et al.* (1980) señalan que la sección monótona de lutitas de la Formación Colón representa un intervalo marino nerítico e indican la estabilidad de la cuenca, que a fines del Maastrichtiense tiende a rellenarse; el ambiente cambia a salobre y se depositan facies algo más arenosa de la Formación Mito Juan (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

El intervalo lutítico Colón – Mito Juan constituye el sello principal de los yacimientos del Cretácico, impidiendo la migración por ascenso. Sin embargo, esta impermeabilidad fue afectada por fracturas creadas durante la orogénesis del final del Cretácico, lo que permitió la mayor migración de petróleo Cretácico a las arenas

eocenas ubicadas en una posición estructural favorable (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

- Formación La Luna (Cretácico: Cenomaniense – Campaniense)

Consiste en calizas y lutitas calcáreas de color gris oscuro a negro con abundante materia orgánica, laminadas y finamente dispersa, con estratificación delgada y estratos densos. Es frecuente observar ftanita negra en forma de vetas, nódulos y capas delgadas, y concreciones elipsoidales a discoidales de 10 a 80 cm de diámetro, las mismas presentan características típicas de la formación que permiten reconocerla en cualquier afloramiento. Los espesores en la Cuenca del Lago de Maracaibo varían entre 100 y 300 m con tendencia a aumentar de sur a norte. La Formación La Luna aparentemente se depositó en un ambiente euxínico de aguas cuya profundidad ha sido objeto de mucha controversia (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010). Sin embargo, las variaciones geográficas existentes entre muestras de edad equivalente han sido interpretadas como señales paleobatimétricas, en donde los bajos porcentajes de foraminíferos bentónicos muestran que la depositación de esta formación ocurrió en una zona de mínimo oxígeno (Hedberg, 1931 en Erlich *et al.*, 2000). Interpretaciones paleobatimétricas, basadas en data bioestratigráfica de foraminíferos, indican ambientes de plataforma interna a media, desarrollados durante el Cenomaniense tardío y Turoniense en los Andes de Mérida, con profundidades de agua que se incrementaron hacia el norte y este (Hedberg, 1931 en Erlich *et al.*, 2000). Boesi *et al.* (1988) indican profundidades que van de 100 m en el Turoniense hasta aproximadamente 800 m en el Campaniense, con condiciones euxínicas del Turoniense al Santoniense.

- Grupo Cogollo (Cretácico)

Constituido por las formaciones Maraca, Lisure y Apón que se describen a continuación:

Formación Maraca (Albiense tardío–Cenomaniense):

Consiste en algunas areniscas glauconíticas y calcáreas hacia la base, en transición con la Formación Lisure infrayacente, pero el carácter más distintivo lo constituyen las calizas bioclásticas coquinoideas macizas, formadas predominantemente por *Ostreas* y *Trigonia*, con algunas intercalaciones de capas delgadas de margas y lutitas de color gris y ocre claros. También puede presentar ooides y algunos granos angulares de cuarzo, fosfato y pirita. El espesor de esta formación varía de 40 a 120 m. Se han interpretado ambientes de lagunas a intramarea en la base, con transición a ambientes marinos llano hacia el tope. Es un horizonte productor importante como en campos del Lago de Maracaibo, entre los que se encuentran Urdaneta NE y centro (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

Formación Lisure (Albiense)

Consiste en areniscas glauconíticas de grano medio a fino, de color gris azulado a gris verdoso, calizas arenosas glauconíticas laminadas, areniscas micáceas que alternan con lutitas arenoso-arcillosas de color gris azulado, calizas glauconíticas y algunas calizas lutíticas. Según González de Juana *et al.* (1980), la presencia de areniscas glauconitas es el principal elemento que la diferencia del resto de las formaciones del Grupo Cogollo. El espesor de esta formación varía de 135 a 180 m, cuyo ambiente de sedimentación se ha interpretado como marino somero a intermarea, con bajas tasas de sedimentación carbonática. Presenta influjo de aguas dulces, sedimentos lagunares, con variaciones a una mayor energía hacia el tope. Algunos horizontes son productores de petróleo en la Cuenca del Lago de Maracaibo (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

Formación Apón (Aptiense-Albiense)

Esta formación ha sido dividida en tres Miembros, denominados formalmente como Tibú, Machiques y Piché, basado en la presencia de un intervalo medio de lutitas negras y calizas laminares, que resulta un marcador litológico prominente. Adicionalmente, se introdujo el nombre de Lutitas de Guáimaro para una sección

que suprayacente al Miembro Tibú. La unidad basal (Miembro Tibú) consiste en calizas con estratificación gruesa, de color gris claro, gris y gris azulado; localmente pueden ser duras, densas y muy fosilíferas, interestratificadas con cantidades subordinadas de lutitas gris oscuro, calcáreas y margas. Las capas de dolomita son más abundantes hacia la base. El Miembro Guáimaras es un intervalo con lutitas dolomitizadas y lentes de limolita; en este intervalo se han encontrado concreciones tipo La Luna. El Miembro Machiques constituye un horizonte guía con calizas nodulares, a veces muy bituminosas, de color oscuro y lutitas ricas en foraminíferos pelágicos. El Miembro superior (Piché) es muy parecido a Tibú, con una gran proporción de calizas fosilíferas tipo *packstone*, con abundantes restos de moluscos muy recristalizados. En su sección tipo, el espesor de esta formación es de 850 m. En cuanto al ambiente de sedimentación se considera que la Formación Apón representa una sedimentación masiva de plataforma costera externa, con profundidades variables cerca de la costa, hasta zonas cerca del margen de la plataforma. Posee calizas almacenadoras de crudo liviano – mediano. Algunos estudios geoquímicos realizados en el Campo Alpuf muestran la presencia de intervalos con características de rocas madre (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2010).

Marco estructural regional

La Cuenca del Lago de Maracaibo se desarrolla sobre una corteza relativamente estable que está definida por fallas principales de desplazamiento lateral, configurando una cuenca de forma triangular. Dicha cuenca está limitada por los Andes de Mérida – Falla de Boconó, la Falla de Santa Marta – Bucaramanga y la Falla de Oca. Asociados a estos límites se encuentran diferentes estilos estructurales, formados en parte a diferentes tiempos geológicos (Figura 4). La cinemática y la historia de la deformación de cada uno de ellas está relacionada con la generación de trampas para la acumulación de hidrocarburos (Escalona y Mann, 2003).

La evolución tectono – sedimentaria de la Cuenca de Lago de Maracaibo está relacionada con la interacción de las placas de Sudamérica, Norteamérica, Caribe y Farallón (Burke, 1988; Pindell y Barret, 1990; Montgomery *et al.*, 1992; Roure *et al.*,

1997). Durante la fase compresiva se observa el desplazamiento hacia el SO en la sedimentación, generando grandes espesores en la Formación Misoa. Estos espesores son aumentados en los depocentros jurásicos, debido a que las fallas normales (fallas de Urdaneta, Icoatea, Pueblo Viejo, Motatán, Burro Negro y Valera) se reactivaron y generaron mayor espacio de acomodación, particularmente en Misoa C inferior (Márquez, 2006).

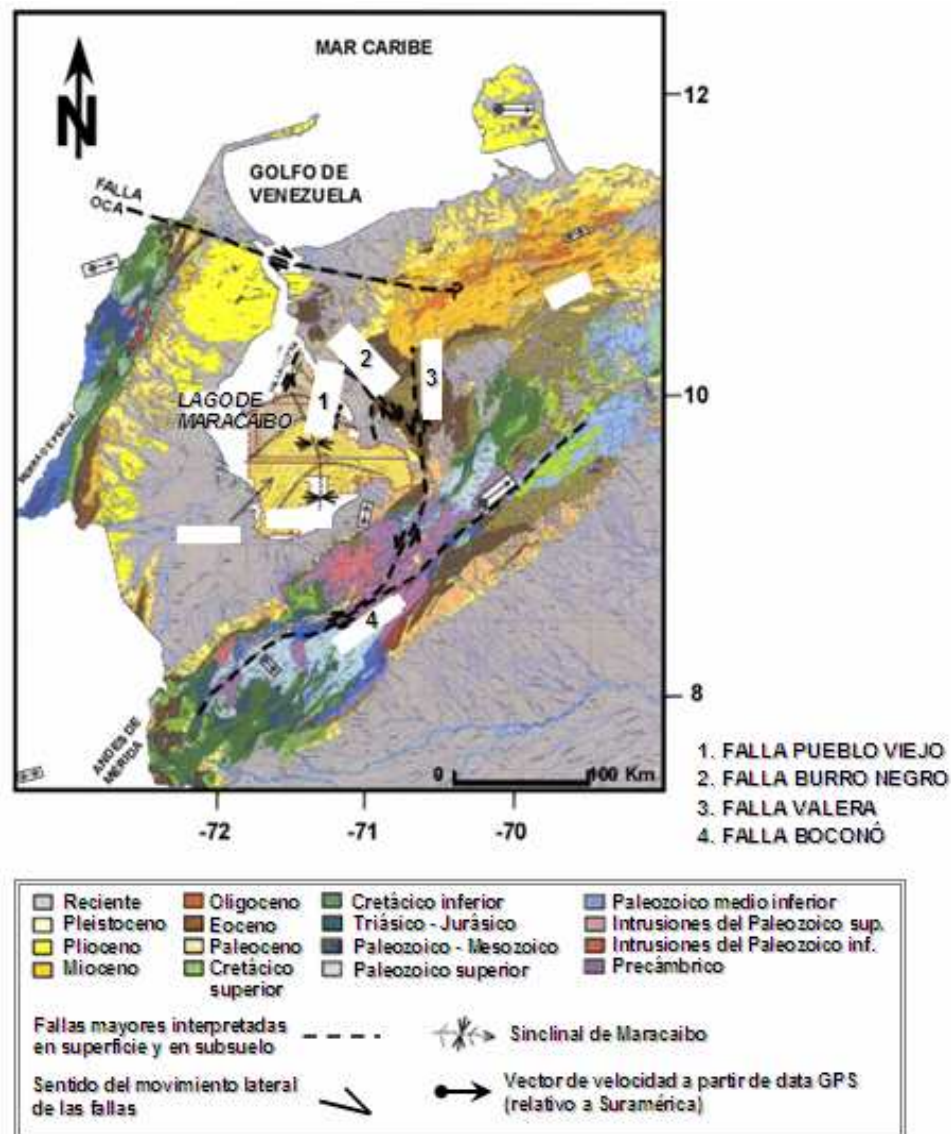


Figura 4. Mapa geológico de la Cuenca del Lago de Maracaibo (Borges, 1984 en Escalona y Mann, 2003).

La etapa del Eoceno tardío – Mioceno está caracterizada por un estado compresional general en la Cuenca del Lago de Maracaibo, como consecuencia de la colisión oblicua de la Placa Caribe iniciada en la etapa anterior. Esta colisión produce un cambio en el campo de esfuerzos, ya que las Napas de Lara cesan su movimiento de avance hacia el sur y son reemplazadas por fallas de desplazamiento lateral, como la Falla de Oca, que generan bloques positivos como cuencas “*pull-apart*” en su trayectoria. Una de estas cuencas es la de Falcón que se emplaza justamente encima de las Napas de Lara durante el Oligoceno y que afecta además la zona de Zulia Oriental (Márquez, 2006).

Las características estructurales y los tiempos de generación de la deformación de los sistemas de fallas, a los cuales pertenecen las fallas de Pueblo Viejo, Barúa y Motatán, son importantes para definir los estilos estructurales del área de estudio (Figura 5). La Falla de Pueblo Viejo es el resultado de la inversión de una falla normal Jurásica de rumbo norte – sur (Nettleton, 1994). En la porción norte, cerca de la Costa Oriental del Lago, se invirtió la falla principal del semigraben, cuyo bloque deprimido se encuentra hacia el este. Esta reactivación está caracterizada por numerosas fallas antitéticas, lo cual divide la estructura en numerosos bloques (Hague *et al.*, 1998). La porción sur de la falla se encuentra dentro del lago (Figura 5).

Durante el Paleoceno – Eoceno medio la Falla de Pueblo Viejo se reactivó por esfuerzos tensionales, generando el engrosamiento de la Formación Misoa a lo largo de este lineamiento. La magnitud de la inversión a esfuerzos de compresión durante el Eoceno superior, no se puede estimar debido al gran espesor de sedimentos erosionados, pero es claramente discernible para el Mioceno. La falla Barúa – Motatán pertenece al sistema de fallas Burro Negro – Valera, tal como se observa en la Figura 5, donde la Falla Motatán es cortada abruptamente por la Falla Burro Negro y hacia el sur tiende a unirse con la Falla de Valera. Las fallas Barúa y Motatán son normales invertidas, antitéticas a la Falla Valera. Debido a que las fallas de Burro Negro y Villegas están conectadas con la de Boconó, se debe esperar que todo el sistema tenga una historia de deformación común con esta falla mayor (Márquez, 2006).

De Toni (1995) interpretó que la Falla Burro Negro separa la Cuenca del Lago de Maracaibo con la zona de Falcón, donde ésta tiene características geométricas y evolutivas similares a las de Urdaneta, Icotea, Pueblo Viejo y Barúa-Motatán. Estas características, sumadas a los estilos estructurales de las fallas con su misma orientación en la Cuenca de Maracaibo (Pueblo Viejo, Icotea, Urdaneta, y otras fallas del área), sugieren fuertemente procesos de inversión tectónica con reactivación de las fallas principales de los semi – grábenes y generación de fallas sintéticas y antitéticas.

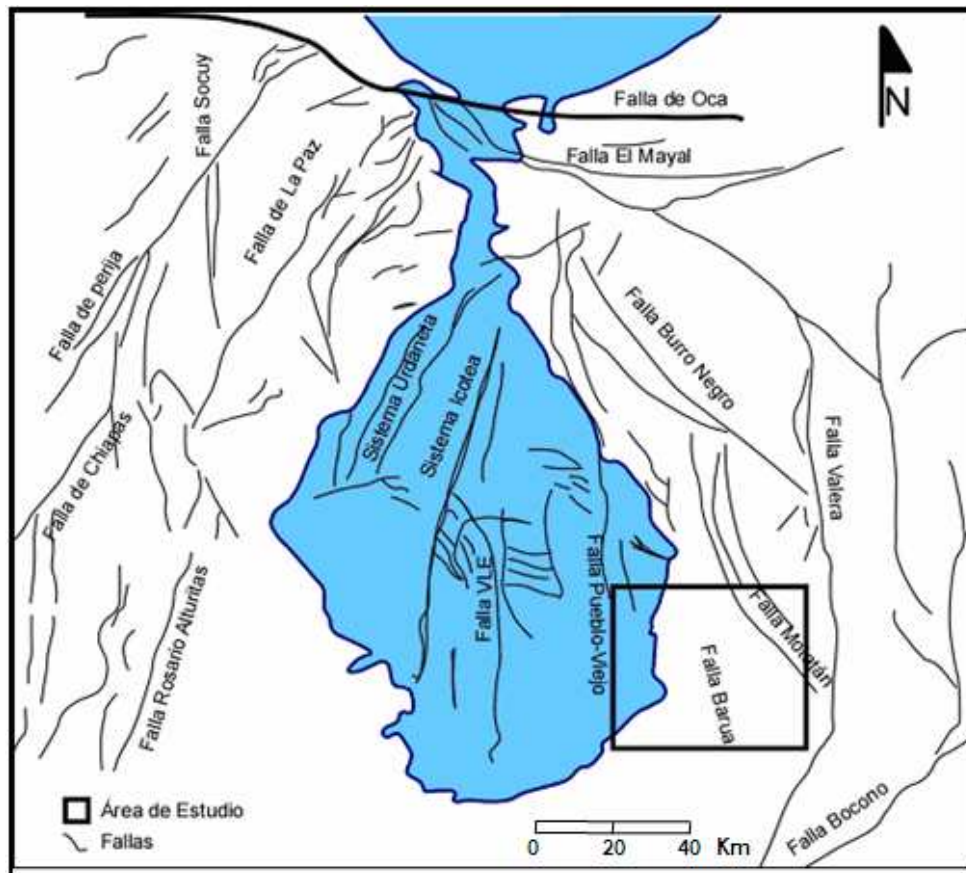


Figura 5. Mapa estructural de la Cuenca del Lago de Maracaibo (Borges, 1984 en Escalona y Mann, 2003).

Rasgos estructurales del área de estudio

El modelo estructural del área de estudio se describe como un sistema de fallas en dirección preferencial NNO – SSE y E – O (Figura 6). A partir del Cretácico tardío, específicamente durante el Maastrichtiense comienza el margen activo que desarrolla fallas normales. La mayoría de estas fallas fueron reactivadas debido a los esfuerzos eocenos que afectaron la Cuenca del Lago de Maracaibo. Estos esfuerzos generaron un patrón de fallas primario en ambas direcciones, que tuvieron períodos de actividad casi sincrónicos. También se desarrollaron fallas secundarias generadas por esfuerzos de reacomodo en los bloques tectónicos principales.

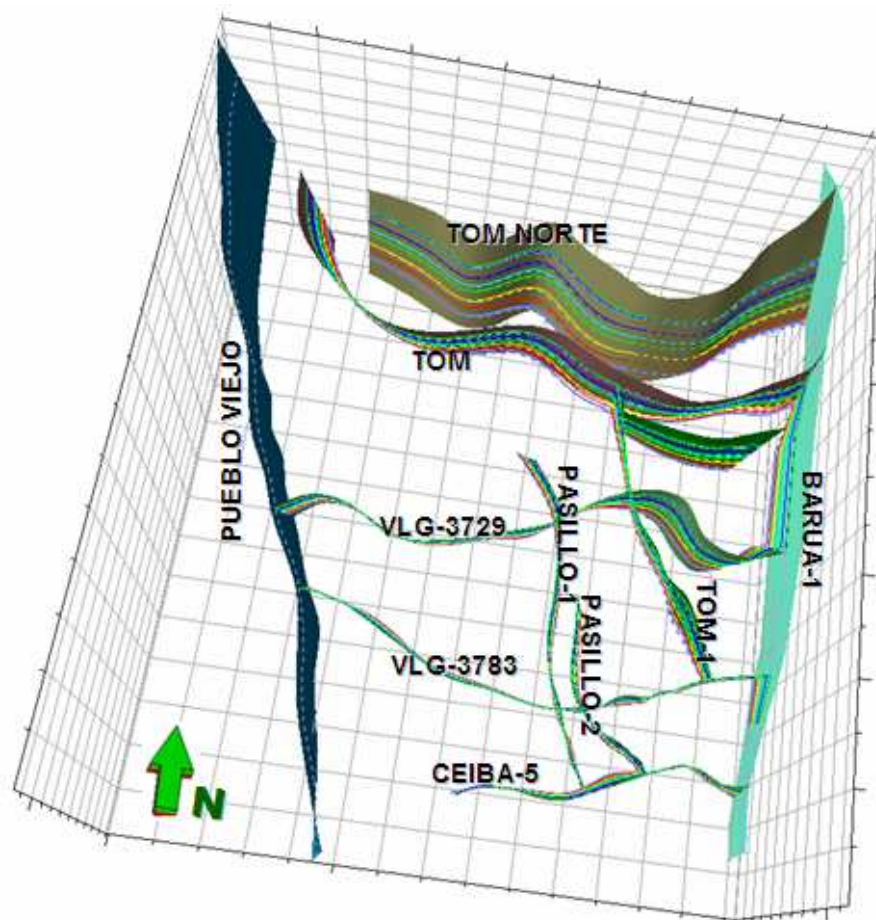


Figura 6. Rasgos estructurales del área de estudio mostrando fallas principales en sentido NNO – SSE y este – oeste (Herrera *et al.*, 2009).

Durante el Paleoceno tardío y el Eoceno inferior las tensiones resultantes del emplazamiento de Las Napas de Lara y la tectónica caribeña causaron el desarrollo de fallas normales con una orientación este – oeste y buzamiento hacia el norte (fallas de Tomoporo, Tomoporo Norte, VLG-3729, VLG-3783 y Ceiba-5) reactivando planos de ruptura durante el Cretácico. Adicionalmente, ocurrió la reactivación de fallas normales primarias en dirección norte – sur (fallas de Pueblo Viejo, Pasillo -1, Pasillo-2, TOM-1, Barúa-1 y Barúa-2), la mayoría con buzamiento hacia el este, las cuales dominaron la sedimentación en el área. La figura 6, muestra las fallas primarias que caracterizan el modelo estructural del área de estudio (Herrera *et al.*, 2009).

En este período también ocurrió el desarrollo de fallas secundarias en dirección NNO – SSE. Éstas son fallas de reacondicionamiento producto de los esfuerzos que afectaron el área por la actividad tectónica que estuvo latente durante este tiempo.

En el Eoceno medio ocurre la reactivación de las fallas primarias que tienen dirección NNO – SSE, que a su vez provoca la reactivación de las fallas invertidas secundarias que tienen un rumbo este – oeste. La Falla Tomoporo presenta un comportamiento inverso a partir de la intersección con la Falla TOM-1 mientras que las fallas VLG-3729 y VLG-3783 son inversas a partir de la intersección con la Falla Pasillo-2. La Falla Ceiba-5 es una falla inversa que buza hacia el norte. Durante este período también se reactivaron sincrónicamente las fallas secundarias.

En el Mioceno, la tectónica andina produjo el levantamiento a través de varios pulsos tectónicos de Los Andes de Mérida y desarrolló hacia el sur del área de Franquera, específicamente en La Ceiba, desplazamientos en el plano horizontal con una componente transcurrente. La Falla Ceiba-5 es del sistema de fallas este – oeste que estuvo activa más recientemente, la cual tiene una componente transcurrente lateral dextral.

Descripción de las fallas principales que controlan el modelo estructural del área de estudio (según Herrera *et al.*, 2009):

- Falla Pueblo Viejo: Es una falla principal regional que presenta un rumbo norte – sur y un buzamiento hacia el este. Es una falla normal que involucra el basamento siendo el bloque levantado el bloque occidental. Durante el Eoceno medio inferior, la activación de esta falla produjo una zona positiva, lo cual provocó una erosión mayor en ese bloque tectónico.
- Falla Pasillo-1: Es una falla normal que buza hacia el este y tiene una dirección NNO – SSE.
- Falla Pasillo-2: Esta falla tiene una dirección NNO – SSE y buza hacia el este y es paralela a la Falla Pasillo-1.
- Falla TOM-1: Representa una de las fallas primarias principales del área de estudio, tiene dirección NNO – SSE y buza hacia el este, siendo el bloque deprimido el bloque tectónico oriental. Su mayor actividad fue durante el Paleoceno tardío hasta el Eoceno temprano, lo cual generó espacio suficiente y activó la sedimentación en el área, lo cual se correlaciona con los espesores anómalos de la secuencia paleocena en el bloque de Franquera.
- Falla Barúa-1 y Falla Barúa-2: Son fallas inversas que generaron un alto estructural denominado el alto de Barúa. La Falla Barúa-2 es inversa con un rumbo norte – sur y buza hacia el este, donde el bloque levantado es el oriental. La Falla Barúa-1 es antitética de la Barúa-2, tiene un rumbo paralelo a la misma y presenta un buzamiento hacia el oeste, es inversa y el bloque levantado es el occidental.
- Falla Tomoporo: Es una de las fallas normales, con buzamiento hacia el norte y presenta un comportamiento inverso, en donde el salto vertical es casi nulo. Tiene un rumbo este – oeste. Su continuación lateral hacia el este es hasta la Falla Barúa-2.
- Falla Tomoporo Norte: Es una falla inversa con un rumbo este – oeste, con buzamiento hacia el sur, cuyo bloque deprimido es el septentrional.

Esta falla es paralela a la de Tomoporo y su continuación lateral es hasta la Falla Barúa-2.

- Falla VLG-3729: Es una falla principal normal, con rumbo este – oeste y con buzamiento hacia el norte. El bloque deprimido es el septentrional hasta la intersección con la Falla Pasillo-2, donde se invierte pasando a ser inversa.
- Falla VLG-3783: Es una falla normal que buza hacia el norte y rumbo este – oeste. Es una falla principal que invierte su comportamiento de normal a inverso a partir de la intersección con la Falla Pasillo-2.
- Falla Ceiba-5: La Falla Ceiba-5 es una falla inversa que presenta un buzamiento hacia el norte.

CAPITULO III METODOLOGÍA

A continuación se describe la metodología empleada en la presente investigación para cumplir los objetivos propuestos.

Recopilación de la información disponible, validación y elaboración de base de datos

Consistió en la búsqueda, recopilación y validación de toda la información de geoquímica de crudos, modelos geológicos y modelados de cuenca realizados previamente en el área, tanto a nivel local como regional, con la finalidad de seleccionar la información de interés y construir una base de datos clasificada que permitiera determinar la calidad de los datos disponibles y establecer un plan de muestreo para análisis geoquímicos posteriores, así como selección de pozos reales, virtuales y el transecto para modelado de cuenca.

Análisis químicos de crudos

Los análisis de laboratorio se llevaron a cabo con la finalidad de obtener una caracterización geoquímica de los crudos del área en base a su composición química. Esta fase metodológica fue realizada en tres etapas particulares descritas a continuación.

Selección de pozos para muestreo

Basándose en la revisión de los estudios previos realizados en el área de estudios y zonas aledañas, se definieron un total de 11 pozos potenciales para el muestreo y análisis de laboratorio, los cuales fueron TOM-10, TOM-14, TOM-19, FRA-2, CEI-6, MGB-1, MGB-5, MGB-25, MGB-45, MOT-26 y MOT-50. La distribución de dichos pozos en el área de estudio, se muestra en la figura 7.

Estos pozos fueron seleccionados en base a la calidad y cantidad de la data que ha sido generada en el área, lo que permitió mejorar la base de datos para una mejor

interpretación de los tipos de crudos presentes y a la vez realizar análisis más específicos que aportaran mayor detalle en cuanto a los procesos que ha estado influenciando la composición de los crudos.

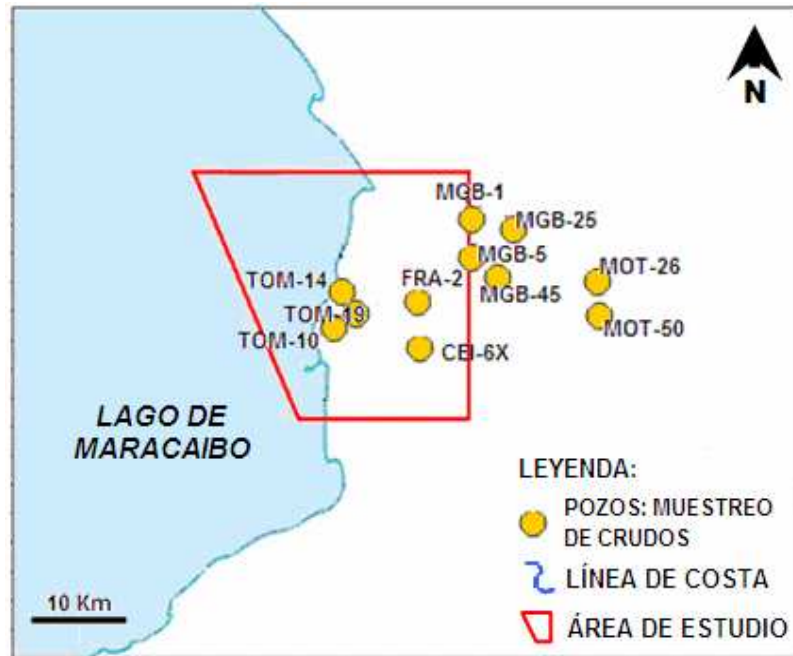


Figura 7. Distribución de los pozos muestreados para análisis geoquímicos de crudos.

Recolección de muestras

La recolección de muestras consistió en una etapa de campo donde se visitaron cada uno de los pozos seleccionados para tomar la muestra respectiva. Dicho muestreo fue realizado con el apoyo de la unidades de explotación de cada campo involucrado, quienes dieron la autorización para la apertura del pozo y así realizar la toma de muestras, las cuales fueron capturadas en cabezal del mismo utilizando frascos de vidrio color ámbar, con tapa de rosca, de manera de evitar la contaminación posible. Las muestras del pozo FRA-2 fueron recolectadas durante el cañoneo realizado en la perforación del pozo, lo que permitió obtener muestras por separado de cada una de las arenas productora de dicho campo, correspondiente a la Formación Misoa, específicamente a los miembros informales: B-1 superior, B-1 inferior medio, B-4 superior y B-4 inferior.

Análisis de laboratorio

Los análisis fueron realizados en los Laboratorios Analíticos *Baseline de Venezuela*, C.A. en Puerto La Cruz y su homólogo *Weatherford* en Houston – Estados Unidos, bajo un contrato marco que lleva por nombre “*Servicios Especializados en Análisis Geoquímicos para Muestras de Crudo, Gas y Roca (Núcleos y/o Ripios)*”. Los análisis realizados para la caracterización geoquímica de dichos crudos incluyeron:

- En todas las muestras se determinó la gravedad API, composición SARA (concentración de hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos), concentración de S (%m/m), V y Ni (ppm), cromatografía de gases (CG) en la fracción de hidrocarburos saturados (C₁₅₊) y cromatografía de gases acoplado a espectrometría de masas (CG/EM) en la fracción de hidrocarburos saturados y aromáticos (biomarcadores).

Las concentraciones de hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA) se determinaron a través de cromatografía líquida de media presión (MPLC: *Medium Pressure Liquid Chromatography*). La muestra es inyectada en el equipo y se hace pasar a través de una precolumna de sílice desactivada que retiene la fracción de resinas, mientras que la fracción de hidrocarburos saturados y aromáticos eluyen a través de la columna principal, en la cual los saturados no son retenidos y eluyen a través de la columna, mientras que los aromáticos permanecen en la parte superior de la misma. Una vez que los saturados eluyen completamente y son almacenados en el colector automático de fracciones, el flujo de hexano permite la obtención de la fracción de hidrocarburos aromáticos. Se utilizan detectores de índice de refracción y absorción ultra violeta (UV) para medir la elusión de los hidrocarburos saturados y aromáticos respectivamente. La fracción de resinas se eluye de la precolumna con una mezcla de 50:50 diclorometano/metanol–metanol usando una bomba separada. Esta técnica permite separar la fracción de hidrocarburos saturados y aromáticos de las resinas, las cuales junto con los asfaltenos precipitados permite cuantificar cada una de las fracciones.

La fracción de hidrocarburos saturados fue analizada a través de cromatografía de gases de alta resolución. Para ello se utilizó un cromatógrafo de gases *Agilent* modelo 6890N, con una columna DB-1 (60m, 0,25mm), a través de la cual se hizo pasar 1 mL de muestra, usando helio como gas portador a una presión constante. La muestra fue inyectada a 30 °C, aumentando después de 5 minutos a 320 °C en intervalos de 3°C por minuto, manteniendo esta temperatura final por 20 minutos. Los compuestos fueron detectados mediante un detector de ionización de llama (FID) y cuantificados a través de la adición de un patrón interno antes de la inyección.

El análisis de biomarcadores saturados y aromáticos fue realizado a través de cromatografía de gases acoplado a espectrometría de masas (CG/EM), utilizando un cromatógrafo de gases HP 6890, equipado con un automuestreador HP 7683 y un detector de masas selectivo HP 5973 (MSD). Los compuestos saturados fueron separados utilizando una columna DB-5 de 60 m, con temperaturas que varían de 100 a 320 °C, mientras que para los compuestos aromáticos fue utilizada una columna DB-1 de 60 m con temperaturas que varían desde 70 a 315 °C. En ambos casos se utilizó helio como gas portador. La cuantificación de los compuestos fue realizada a través de un estándar interno que se añade a la fracción después de la separación MPLC.

El análisis de elementos traza (V y Ni) se realizaron a través de espectrometría de plasma inductivamente acoplado (ICP) utilizando un equipo Jobin-Yvon, donde la precisión analítica de las determinaciones se obtuvo a través del uso de muestras de referencia. El contenido de azufre fue analizado a través de un equipo LECO.

- Con la finalidad de aportar mayor información en cuanto al origen de los crudos, fueron seleccionadas las muestras de los pozos TOM-19, FRA-2, CEI-6, MGB-1, MGB-25 y MOT-26 para determinar la composición isotópica de carbono en las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos. Este análisis fue realizado utilizando un espectrómetro de masas de relaciones

isotópicas (IRMS: *Isotope Ratio Mass Spectrometer*), de *Thermo Scientific*, modelo *DELTA V Plus*, acoplado a un analizador elemental marca *Costech* modelo 4010. Entre 50 y 60 µg de muestra se ingresaron al reactor de combustión a 1000 °C, el cual posee una zona de oxidación (WO₃) y una de reducción (cobre metálico), donde los productos generados en dicho reactor (N₂, CO₂ y HO₂) son transportados a una trampa de agua, de donde fluyen hacia la columna cromatográfica a 50 °C, para separar el N₂ y CO₂ y finalmente analizar las relaciones isotópicas del carbono en forma de CO₂ en el IRMS. Las muestras fueron analizadas por duplicado, calibrando con un patrón estándar internacional (NBS22). Según las especificaciones del fabricante, la precisión para los isótopos estables de carbono es de ± 0,15 ‰.

Modelado de cuenca

Las simulaciones numéricas para el modelado de cuencas incluyen cualquier proceso físico que haya tomado lugar en la cuenca sedimentaria, desde la formación de la cuenca, sedimentación y erosión de los sedimentos, lo que integrado con información geoquímica de rocas madres, permite predecir en una porción profunda de la cuenca, los procesos de generación y expulsión de petróleo a través de modelados 1D, así como migración y acumulación a través de modelados 2D. Esta fase metodológica fue realizada en tres etapas particulares y continuas, las cuales se describen a continuación.

Construcción del modelo geológico

Los programas utilizados para el modelado de cuenca (1D/2D) comienzan con el establecimiento de un modelo geológico para el área de interés, esto con la finalidad de poder reproducir los diferentes eventos que influyeron durante la formación de la cuenca. Es por ello que fue generado un modelo geológico lo más completo y confiable posible, donde pudo detallarse cada uno de los procesos de importancia significativa durante la formación de la cuenca, tales como presencia o ausencia de unidades geológicas, espesores de las unidades presentes, erosiones, *hiatus*, edad de

sedimentación, para cada una de las unidades, litologías, cambio de facies, entre otros. Para lograr la construcción de este modelo se procedió a aplicar la metodología descrita en la figura 8.

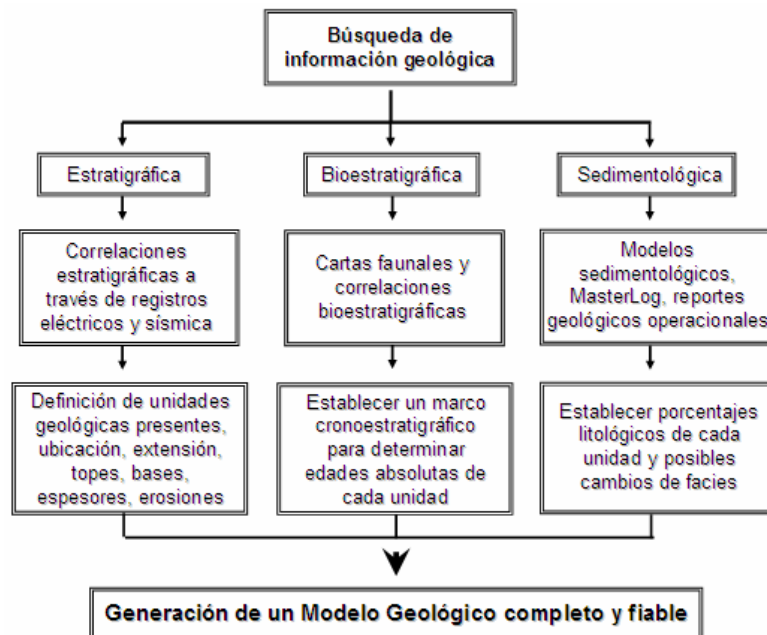


Figura 8. Flujo de trabajo aplicado para la construcción del modelo geológico del área de estudio.

Modelado numérico 1D de generación y expulsión de petróleo

En esta etapa metodológica se utilizó el programa *BasinMod*® de *Platte River Associates* (2001), en el cual se creó un archivo donde se introdujo toda la información requerida (elevación de la mesa rotaria, profundidad total de perforación, datos térmicos, geoquímicos, geofísicos y geológicos), con la finalidad de generar el modelo geológico del área y obtener calibraciones térmicas favorables que permitan la confiabilidad de los resultados. Posteriormente se realizaron las corridas respectivas y se obtuvieron los tiempos de generación y expulsión de hidrocarburos desde la principal roca madre. Este modelado fue aplicado en 4 pozos reales (CEI-1X, FRA-1X, FRA-2 y VLG-3753X) y 15 virtuales de manera de cubrir la mayor extensión (Figura 9). La selección de los pozos reales se realizó en base a la mayor profundidad, preferiblemente aquellos que perforaron la principal roca madre (Formación La Luna del Cretácico tardío), para así lograr mayor confiabilidad en los

resultados. Los 15 pozos virtuales fueron colocados de forma aleatoria de manera de cubrir la mayor extensión del área total y así tener un mayor número de resultados que permitan una mejor correlación con los pozos reales. El flujo de trabajo aplicado en esta etapa metodológica se muestra en la figura 10.

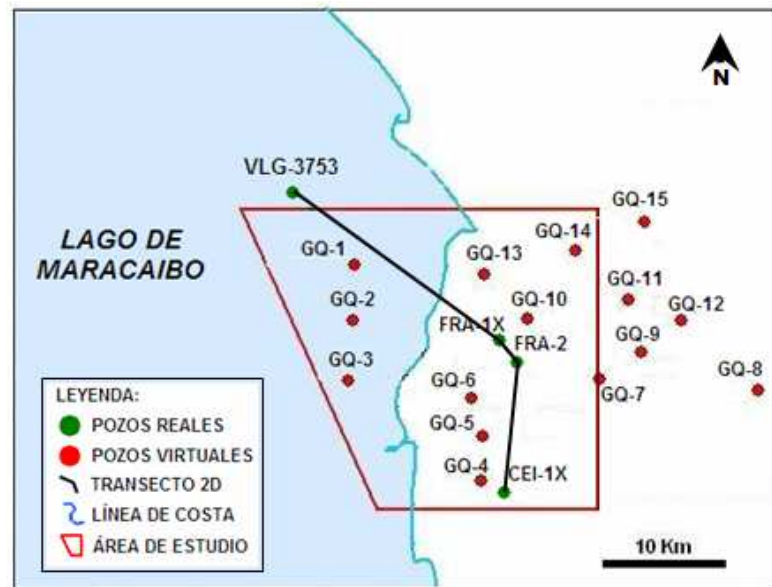


Figura 9. Distribución de pozos (reales y virtuales) modelados en 1D y transecto modelado en 2D.

Modelado numérico 2D de migración y acumulación de petróleo

El modelado 2D fue realizado en un transecto S-NW (Figura 9), el cual pasa por los pozos reales modelados en 1D, dicho transecto presenta un buzamiento al sureste con respecto a la estratigrafía del área, condición favorable para determinar los procesos de migración de hidrocarburos. Este modelado permitió determinar los principales tiempos de migración y acumulación de hidrocarburos en los yacimientos. Se realizó utilizando la *Suite de TEMIS 2008® de BeicipFranlab*, para lo cual se creó un archivo donde se procedió a la carga de todos los datos de entrada, muchos de estos ya definidos y validados en el modelado 1D (modelo geológico, rocas madres, geoquímica, flujo de calor, gradiente térmico y calibraciones térmicas). Adicionalmente fue requerida la interpretación de las líneas sísmicas del transecto seleccionado, con la finalidad de interpretar los horizontes y secuencias definidos en

el modelo geológico. Dicha interpretación fue realizada en tiempo, y una vez finalizada se procedió a realizar la conversión de tiempo a profundidad, utilizando la herramienta *EasyDepth*®, para lo cual fue necesario definir previamente el modelo de velocidad para el área de estudio, y así continuar con los siguientes pasos:

- Carga del transecto en profundidad en el software *TEMIS SUITE 2008*®.
- Ajuste de los horizontes estratigráficos interpretados, con la finalidad de generar un mallado con tamaño de celdas homogéneo, indispensable para realizar las corridas de cálculo del modelado.
- Identificar los intervalos estratigráficos según el modelo geológico y asignar las propiedades litológicas, petrofísicas, geoquímicas y cambios de facies en cada uno de ellos.
- Definición de los elementos del sistema petrolífero y su asignación en el modelo geológico (roca madre, rocas sello y rocas yacimiento), así como las principales estructuras que atraviesan el transecto.
- Definición de parámetros térmicos y reconstrucción de la historia de flujo de calor (utilizando la información del modelo 1D).
- Calibraciones térmicas a través de datos de reflectancia de la vitrinita (R_o), temperatura de máxima generación (T_{max}) y temperatura de fondo de pozo, de manera de garantizar mayor confiabilidad en los resultados.
- Corridas de cálculo del modelado y obtención de los tiempos principales de migración, responsable de la acumulación de hidrocarburos en los yacimientos.

Interpretación de resultados e integración

La interpretación de resultados e integración se realizó con la finalidad de establecer un análisis de cuenca completo, para reproducir el modelo geológico definido para el área y así determinar cuáles han sido los principales procesos geológicos y geoquímicos que han controlado la distribución de los hidrocarburos presentes. Esta interpretación fue realizada de la siguiente manera:

- Data geoquímica de crudos: fue analizada detalladamente la data obtenida de los análisis de laboratorio con la finalidad de establecer correlaciones entre parámetros que permitieron determinar origen, condiciones fisicoquímicas del ambiente de sedimentación, familias de crudos presentes, madurez y procesos de alteración postacumulación (biodegradación).
- Modelado de cuencas 1D/2D: el análisis de los resultados obtenidos a través del modelado permitió establecer de manera detallada los principales pulsos de generación y expulsión de hidrocarburos, así como los tiempos de migración y acumulación en los yacimientos.
- La integración del modelado 1D y 2D con la caracterización geoquímica de los crudos, permitió establecer la relación de la evolución de la cuenca con los cambios composicionales existente en los crudos del área.

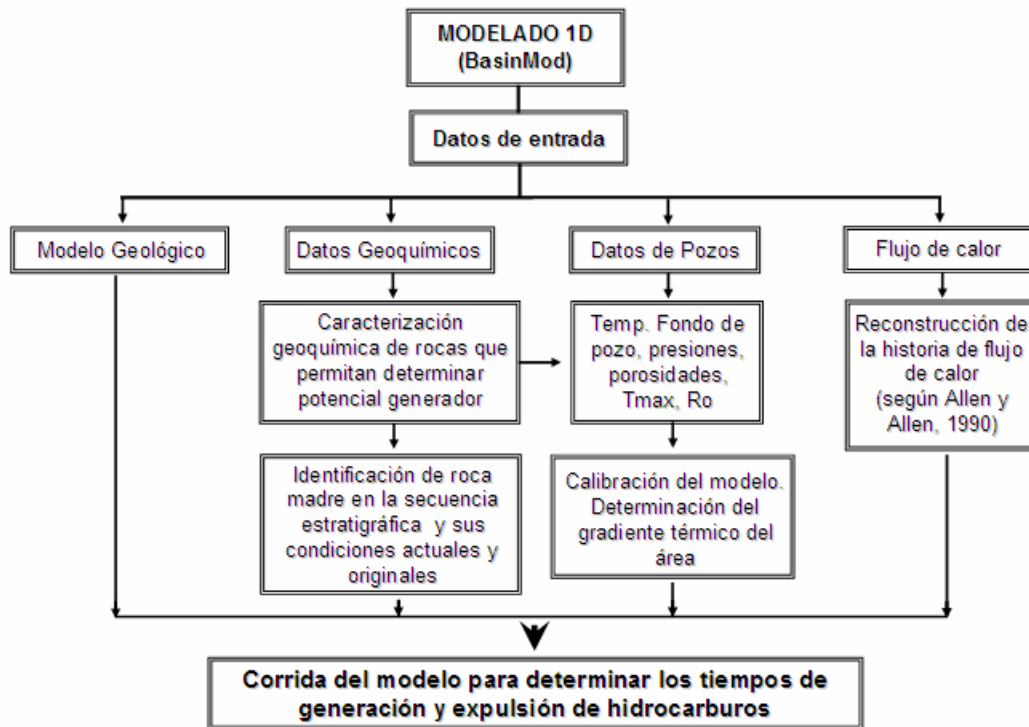


Figura 10. Flujo de trabajo para el modelado numérico de cuencas 1D.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación se presentan los resultados obtenidos y su interpretación en base a la recopilación y validación de información, interpretación geoquímica de crudos, modelado de cuencas 1D y 2D e integración de resultados, una vez aplicada la metodología descrita en el capítulo anterior.

Recopilación de información geológica y geoquímica

La recolección de información geológica y geoquímica estuvo enfocada en la revisión de trabajos previos realizados en el área y zonas aledañas, lo que permitió elaborar una base de datos clasificada, específicamente para los campos de Ceuta, Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán. La finalidad fue recopilar información relevante que pudiese ser integrada para mejorar el entendimientos en cuanto a los diferentes procesos que ocurrieron en el área a lo largo del tiempo geológico y que han sido responsables de las variaciones existentes a nivel geoquímico, geológico y estructural.

La base de datos fue elaborada desde el punto de vista de geoquímica de crudos, datos estratigráficos y modelado de cuencas de los pozos que se encuentran dentro del área de estudio, así como áreas cercanas, con información importante que podría ayudar a mejorar los resultados (campo Mene Grande). La clasificación de estos datos en cuanto a su calidad, se realizó a través de matrices de confiabilidad diseñadas por VIPA (Olivares *et al.*, 2004), las cuales se basan principalmente en la disponibilidad de análisis existente para las muestras y pozos considerados, como será discutido posteriormente. Esta clasificación permite asignarle un color de acuerdo a la secuencia de los colores del semáforo, donde rojo significa mala calidad (escasa información), amarillo regular y verde excelente calidad (suficiente información).

Crudos

En el área de estudio existe un total de 75 pozos con información de análisis geoquímicos de crudos, distribuidos por zona productora y a la vez por intervalo geológico (edad del yacimiento) de la siguiente manera:

- **Barúa:** 4 pozos del Eoceno y 3 sin información de edad del yacimiento.
- **Motatán:** 8 pozos del Eoceno y 6 sin información de edad del yacimiento.
- **Ceuta:** 4 pozos del Mioceno, 31 del Eoceno y 4 sin información de la edad del yacimiento.
- **Tomoporo:** 1 pozo del Eoceno.
- **La Ceiba:** 1 pozo del Eoceno.
- **Franquera:** 2 pozos del Eoceno.
- **Mene Grande:** 8 pozos del Mioceno, 2 del Eoceno y 1 sin información de la edad del yacimiento.

Como puede observarse no existen pozos que se encuentren produciendo del Cretácico, y la mayoría producen del Eoceno, caso que es de esperarse ya que en la zona los principales yacimientos se encuentran en las unidades informales de la Formación Misoa (Eoceno). Del total de pozos con información geoquímica de crudos, el 65 % corresponde a muestras tomadas en los yacimientos del Eoceno, 16 % del Mioceno y 19 % sin información del intervalo productor (Figura 11).

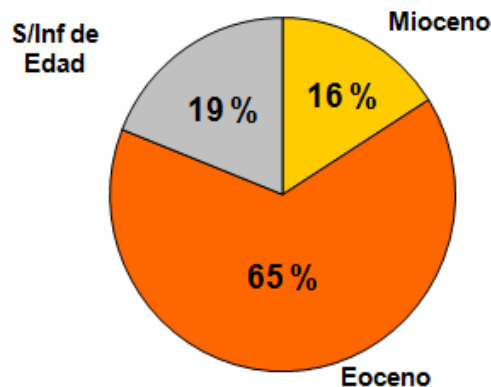


Figura 11. Distribución porcentual de la información geoquímica de crudos por intervalo geológico.

Según la matriz de confiabilidad desarrollada por VIPA (Olivares *et al.*, 2004) (Figura 12), la data pudo ser clasificada como regular, la cual involucra varios tipos de acuerdo a la combinación de la presencia o no de los análisis realizados para cada muestra. Esta clasificación se fundamenta en la disponibilidad de análisis geoquímicos realizados (data composicional, molecular e isotópica), donde las muestras que solo presentan poca información acerca de la composición (por ejemplo, %S, V y Ni) son clasificados con mala calidad y a medida que aumentan la presencia de análisis (por ejemplo, SARA, CG, biomarcadores e isótopos) aumenta su calidad. Las muestras que cuentan con la totalidad de los análisis son clasificadas como excelentes.

MATRIZ DE CONFIABILIDAD PARA CRUDOS					
MUESTRAS	API/S/V/Ni	SARA	GC	GC/MS ALLo ARO	GC/MS ALL+ ARO
CRUDOS	Q4	Q3	Q2	Q1	
CRUDOS Biod./cont		Q5	Q4	Q3	Q2

Figura 12. Matriz de confiabilidad para evaluar la calidad de los datos geoquímicos de crudos.

De esta manera las muestras del área fueron clasificadas como amarillo (regular), contando con análisis elemental (API, S, V, Ni), composición SARA, cromatografía de gases (CG-C₁₅₊) y cromatografía de gases acoplado a masas en hidrocarburos saturados y aromáticos (no completa y en algunos casos no disponible para todos los pozos).

Toda la información recopilada para construir la base de datos, se presenta en forma de mapas para cada intervalo geológico (Figuras 13 a 15). En estas figuras se puede observar que toda la data recopilada se clasifica como “regular”.

Al observar los mapas de calidad del dato, que a la vez reflejan la distribución de la data por intervalo geológico, puede notarse que la zona con mayor número de pozos analizados se ubican al oeste del área, específicamente en el campo Ceuta, disminuyendo marcadamente hacia los otros campos (Figura 16).

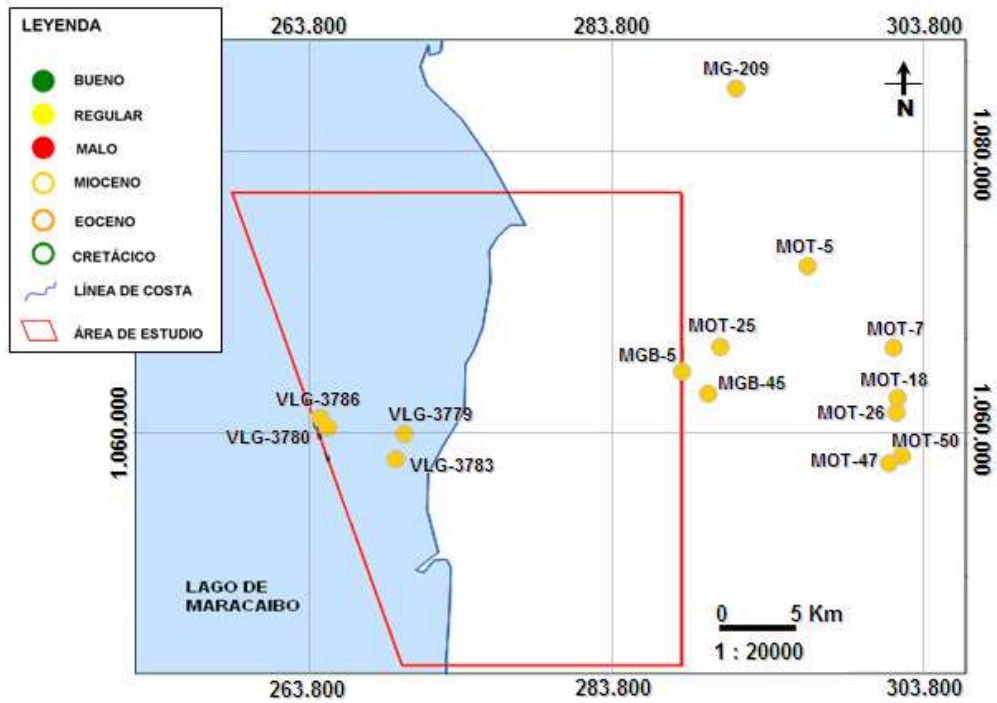


Figura 15. Mapa de calidad del dato geoquímico para crudos sin información de la edad del yacimiento.

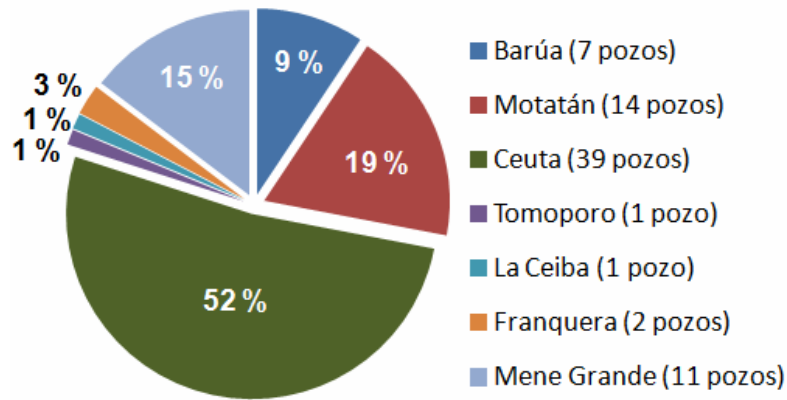


Figura 16. Distribución porcentual de la data geoquímica de crudos disponible en el área de estudio.

Con respecto a los pozos que no presentan información de la edad del yacimiento se pudiese inferir que gran cantidad de estos, específicamente los ubicados en los campos de Barúa y Motatán (9 pozos), podrían relacionarse a yacimientos del Eoceno, bien sea en las arenas informales de la Formación Misoa o en las arenas

basales de la Formación Paují, pues la principal producción de estos campos está directamente relacionada a estos intervalos. Los pozos de Mene Grande podrían asociarse a un intervalo del Mioceno, el cual es el principal intervalo productor para este campo. Por su parte, para los cuatro pozos pertenecientes a Ceuta, se hace difícil estimar su intervalo productor, pues en éste, se tiene producción de ambos intervalos geológicos.

Información geológica

La búsqueda de información geológica en el área se realizó con la finalidad de elaborar un modelo geológico sólido y confiable que evidencie los diferentes eventos que ocurrieron durante la sedimentación de las distintas formaciones geológicas que conforman la columna estratigráfica, y a la vez identificar los elementos del sistema petrolífero para su posterior reproducción a través de un modelado de cuencas. La distribución de roca yacimiento, roca sello y roca madre en el área, se generó utilizando los principios y métodos de la estratigrafía secuencial, en vista de que es la herramienta más adecuada para disminuir la incertidumbre en la predicción de la distribución areal y vertical de los diferentes elementos que conforman un sistema petrolífero.

En el área de estudio existe un total de 47 pozos con información estratigráfica, de los cuales 13 pozos presentan excelente calidad, 32 con calidad regular y 2 pozos con mala calidad (Figura 17).

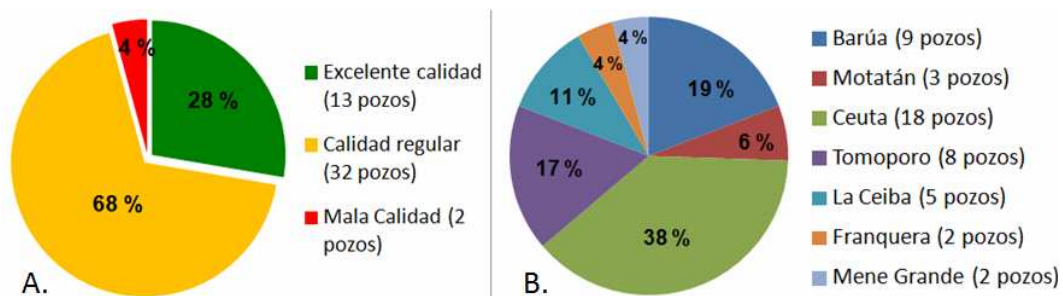


Figura 17. A. Cuantificación de la data estratigráfica disponible por calidad de dato. B. Cuantificación de la data estratigráfica disponible por campo productor.

La base estratigráfica para clasificar la información según VIPA (Olivares *et al.*, 2004), tiene como fundamento la disponibilidad de información de registros eléctricos, bioestratigrafía y existencia de núcleos. De acuerdo a esto se considera que aquellos pozos con información de registros, bioestratigrafía y núcleos es considerada de excelente calidad (verde), pozos con información de registros y bioestratigrafía presentan calidad regular (amarillo) y aquellos que solo presentan registros son clasificados con mala calidad (rojo).

Puede notarse claramente que la zona con mayor número de pozos analizados se ubican al oeste del área, específicamente en el campo Ceuta, disminuyendo marcadamente hacia los otros campos.

La información estratigráfica recopilada y disponible se presenta en un mapa de calidad del dato, que a la vez muestra la distribución de los mismos en el área de estudio (Figura 18).

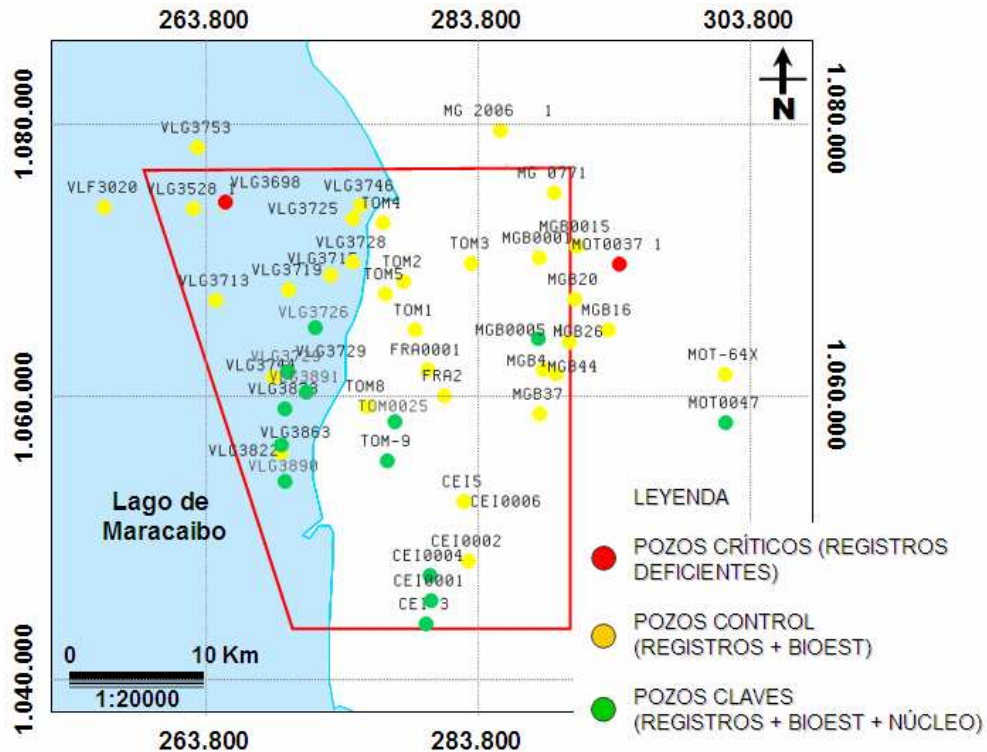


Figura 18. Mapa de calidad del dato estratigráfico y distribución de los mismos en el área de estudio.

Modelado de cuencas

El modelado de cuencas en el área ha estado enfocado únicamente en modelos 1D para determinar las principales pulsaciones de generación y expulsión de petróleo desde la principal roca madre (Formación La Luna), y a partir de esto poder determinar las áreas de drenaje. La información de modelado 1D se encuentra en físico más no los archivos en digital, por ende la información de la evolución térmica requerida para calibrar el modelo, así como datos cronoestratigráficos y litológicos no se encuentra disponible, por lo que la información ha sido clasificada como regular.

En el área de estudio existe un total de 15 pozos que han sido modelados en 1D (Cassani *et al.*, 1996; Zambrano *et al.*, 1998), los cuales pertenecen a Ceuta (5), Tomoporo (1), Barúa (1), Motatán (4), La Ceiba (1) y Mene Grande (3). La distribución de los pozos con información de modelado 1D puede observarse en el mapa de calidad del dato (Figura 19).

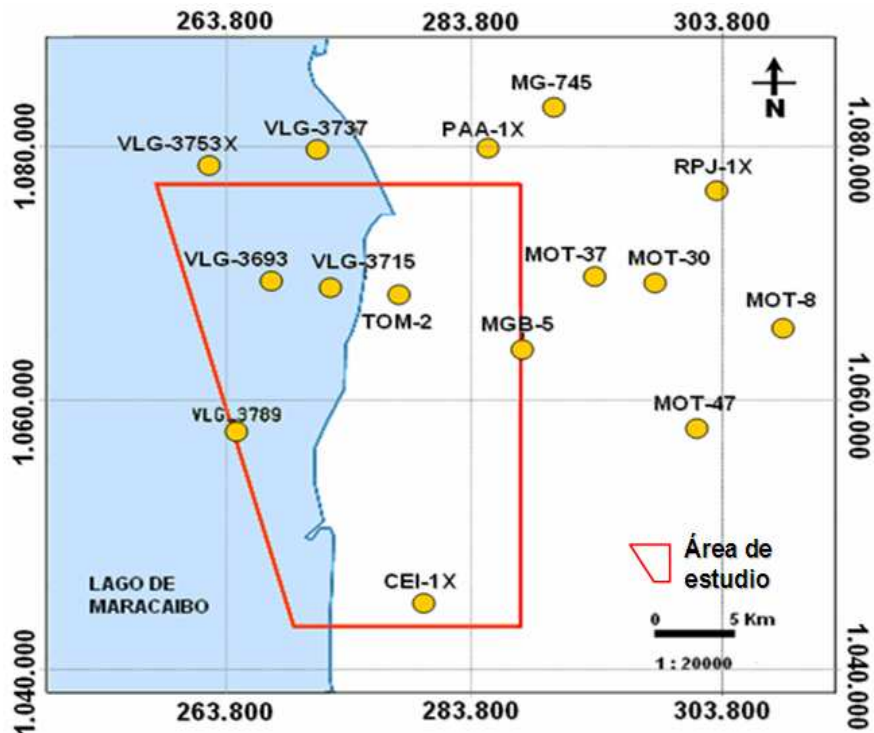


Figura 19. Mapa de calidad del dato de los pozos con información de modelado de cuencas 1D.

Caracterización geoquímica de crudos

Una vez obtenidos los resultados de los análisis de laboratorio, pudo realizarse la caracterización para las interpretaciones geoquímicas en el área de estudio, la cual estuvo enfocada principalmente en muestras de crudos almacenados en yacimientos del Eoceno.

Los análisis realizados junto con la información recopilada previamente permitieron conocer que el área está controlada por variaciones bien marcadas en cuanto a la composición de los crudos. Es importante mencionar que fueron considerados pozos que habían sido analizados en trabajos previos, específicamente en aquellas zonas donde motivado a problemas de logística no se pudo realizar la toma de muestras para nuevos análisis (principalmente Ceuta), es por esto que una vez realizada la recopilación de la información previa y clasificada en base a la calidad del dato, se seleccionaron aquellos pozos con mejor calidad de información (VLG-3643, VLG-3659, VLG-3715, VLG-3765, VLG-3785 y CEI-1X), esto permitió tener un mejor control en cuanto a las variaciones composicionales de los crudos.

Tipo de crudo

Los parámetros utilizados para evaluar el tipo de crudo en el área de estudio fueron la gravedad API, cuantificación de las fracciones de hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (composición SARA), y la concentración de vanadio (ppm), níquel (ppm) y azufre (%m/m). La información correspondiente a cada uno de estos análisis se muestra en la tabla 1.

Gravedad API

Los crudos del área se caracterizan por ser muy variables en cuanto a la distribución de sus gravedades API, las cuales se encuentran en el rango de 36 a 14,9 API, lo que permite clasificarlos como crudos livianos, medianos y pesados, distribuidos marcadamente por campo productor (Figura 20).

Tabla 1. Data composicional de las muestras de crudos analizadas, así como data recopilada generada por estudios previos.

POZO	%API	COMPOSICIÓN SARA						RES+ASF	S		METALES		
		% SAT	% ARO	% RES	% ASF	SAT/ARO	(%)		V (ppm)	Ni (ppm)	V/Ni	V/(V+Ni)	
VLG-3643 ¹	35,5	68,70	21,00	NA	NA	3,27	10,30	0,70	NA	NA	7,0	NA	
VLG-3659 ¹	35,5	60,70	25,90	NA	NA	2,34	13,40	0,70	9	2	4,5	0,82	
VLG-3715 ²	36,0	48,00	9,90	42,00	0,10	4,85	42,10	0,70	19	3	6,3	0,86	
VLG-3765 ³	22,5	35,09	48,11	13,42	3,37	0,73	16,79	2,00	166	30	5,5	0,85	
VLG-3785 ⁴	31,8	46,63	41,84	10,48	1,05	1,11	11,53	NA	NA	NA	NA	NA	
TOM-10	22,6	32,73	27,30	25,00	14,97	1,20	39,97	1,88	239	32	7,5	0,88	
TOM-14	21,9	24,79	29,26	29,92	16,03	0,85	45,95	1,97	244	33	7,4	0,88	
TOM-19	21,1	32,69	23,67	31,36	12,28	1,38	43,64	2,11	260	41	6,3	0,86	
FRA-2 (B-1 SUP)	20,1	27,34	25,60	30,80	16,26	1,07	47,06	2,15	279	44	6,3	0,86	
FRA-2 (B-1 INF)	19,8	27,58	28,97	28,51	14,95	0,95	43,45	2,30	287	47	6,1	0,86	
FRA-2 (B-4 SUP)	22,1	32,74	25,81	27,26	14,19	1,27	41,45	2,25	254	34	7,5	0,88	
FRA-2 (B-4 INF)	22,4	33,33	25,13	27,92	13,61	1,33	41,54	1,72	222	33	6,7	0,87	
CEI-1X ^{3,5}	24,2	NA	NA	NA	NA	NA	NA	1,86	338	52	6,5	0,87	
CEI-6	22,1	31,80	25,57	27,70	14,92	1,24	42,62	2,00	245	34	7,2	0,88	
MGB-1	23,5	30,59	25,76	30,23	13,42	1,19	43,65	1,90	221	30	7,4	0,88	
MGB-5	19,2	27,93	28,26	27,26	16,56	0,99	43,81	1,90	228	35	6,5	0,87	
MGB-25	19,2	28,97	25,83	29,14	16,06	1,12	45,20	2,27	258	38	6,8	0,87	
MGB-45	19,9	28,43	27,30	29,24	15,02	1,04	44,26	2,19	303	50	6,1	0,86	
MOT-26	15,5	30,80	21,01	30,25	17,93	1,47	48,19	1,74	256	42	6,1	0,86	
MOT-50	14,9	23,83	21,16	42,09	12,92	1,13	55,01	1,33	180	29	6,2	0,86	

NA: no analizado

¹ Gallango y Tocco (1994)

² Buiskool y Van Der Veen (1985)

³ Cassani *et al.* (1997).

⁴ Rodríguez (1999).

⁵ Méndez *et al.* (1997).

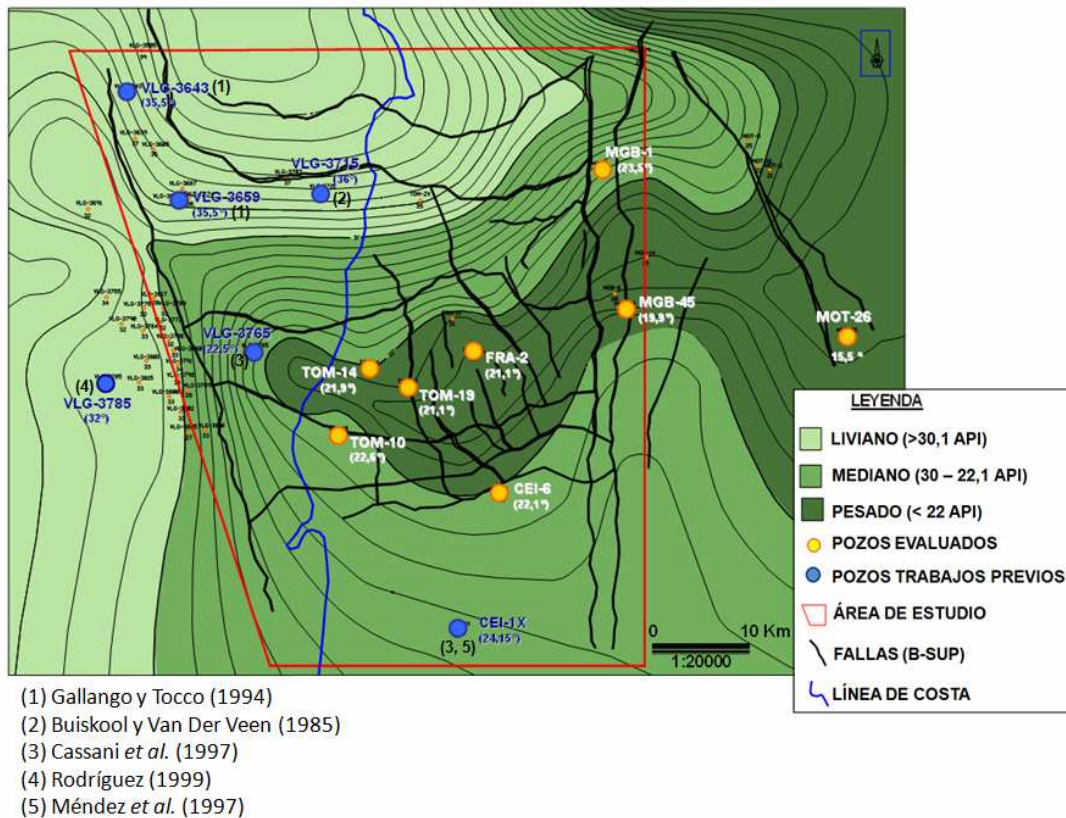


Figura 20. Distribución de gravedad API en los crudos estudiados.

Las mayores gravedades API se encuentran en los crudos de los campos Ceuta y norte de Tomoporo con un promedio de 34,7 API, clasificándolos como crudos livianos. Por su parte, los crudos medianos se ubican al este del campo Ceuta, Tomoporo Sur, La Ceiba y norte de Barúa con gravedades API entre 22,1 y 24,2. Los crudos pesados se ubican en la parte central de Tomoporo, Franquera, Barúa y Motatán con gravedades API que se encuentran en el rango de 14,9 y 21,9. Las variaciones de las gravedades API existentes en el área (Tabla 1), indican cambios significativos en la composición de los crudos, lo cual será determinado con mayor detalle a través parámetros geoquímicos más específicos discutidos posteriormente.

Composición SARA

La cuantificación de hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (composición SARA) permitió observar la variación en la concentración de cada una de las fracciones constituyentes de los crudos, con los siguientes intervalos de concentración: 1) saturados 23,83 - 68,70%, 2) aromáticos 9,90 - 48,11%, 3) resinas 10,48 - 42,09% y 4) asfaltenos 0,10 - 7,93% (Tabla 1). En base a su composición SARA, los crudos se clasifican como parafínicos a parafínicos nafténicos (Figura 21). Puede observarse como los crudos de Ceuta, clasificados como parafínicos, son los que presentan las mayores concentraciones de saturados (35,09 – 68,70 %), concentración que disminuye hacia los otros campos, donde a su vez se observa un incremento de resinas y asfaltenos, cuyo incremento permite que los crudos de Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán sean clasificados como parafínicos – nafténicos.

Las variaciones en la composición SARA, pueden visualizarse en la figura 22, la cual muestra la distribución de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos en diferentes pozos del área, indicando como varía notablemente la composición SARA en el área de estudio, específicamente desde Ceuta hasta Barúa – Motatán. Este comportamiento está directamente relacionado con la distribución de gravedades API (figura 20), ya que puede evidenciarse que crudos con altas gravedades API reflejan mayor concentración de hidrocarburos saturados y baja concentración de resinas y

asfaltenos, mientras que crudos mas viscosos con menores gravedades API muestran un comportamiento inverso, disminución en la concentración de hidrocarburos saturados e incremento de resinas y asfaltenos. De acuerdo a esto, la disminución en la concentración de saturados y aumento de resinas y asfaltenos ocurre en dirección oeste – este, es decir desde Ceuta a Barúa – Motatán, lo que podría estar relacionado a variaciones en la composición molecular de los crudos.

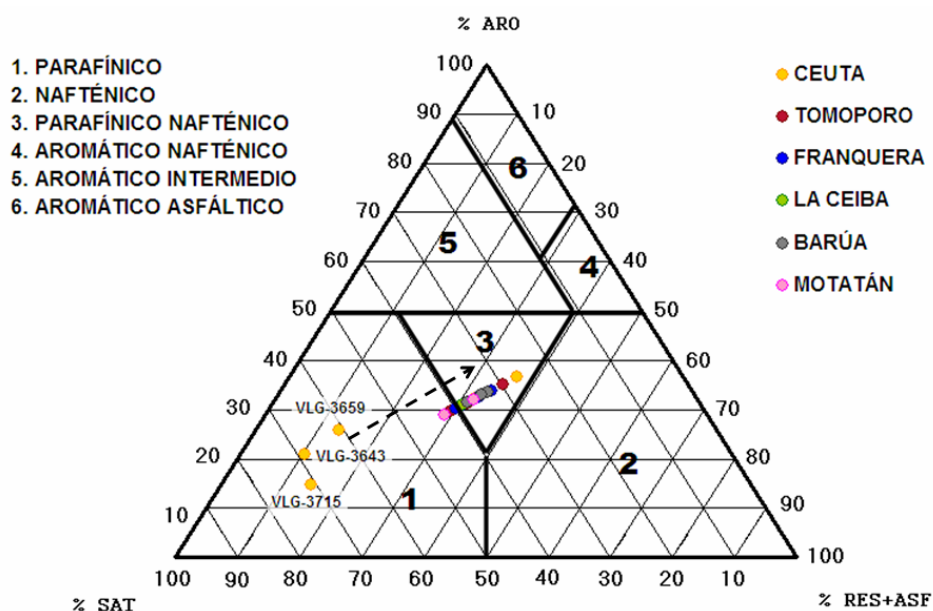


Figura 21. Diagrama ternario para la clasificación de crudos en base a su composición SARA.

Concentraciones de vanadio, níquel y azufre

Las concentraciones de vanadio y níquel en los crudos son utilizadas para determinar las condiciones redox del ambiente de sedimentación de la materia orgánica, debido a que la proporción de un elemento respecto al otro permite obtener información acerca de las condiciones fisicoquímicas del ambiente de sedimentación de la roca madre (Lewan, 1984).

En las muestras analizadas las concentraciones de V y Ni están en el intervalo de 9 – 338 ppm y 2 – 52 ppm respectivamente, presentando un incremento en dirección oeste – este, específicamente desde Ceuta (crudos livianos) hasta Barúa – Motatán

(crudos pesados) (Tabla 1, Figura 23 y 24). Este incremento sigue la misma tendencia observada para las concentraciones de resinas y asfaltenos.

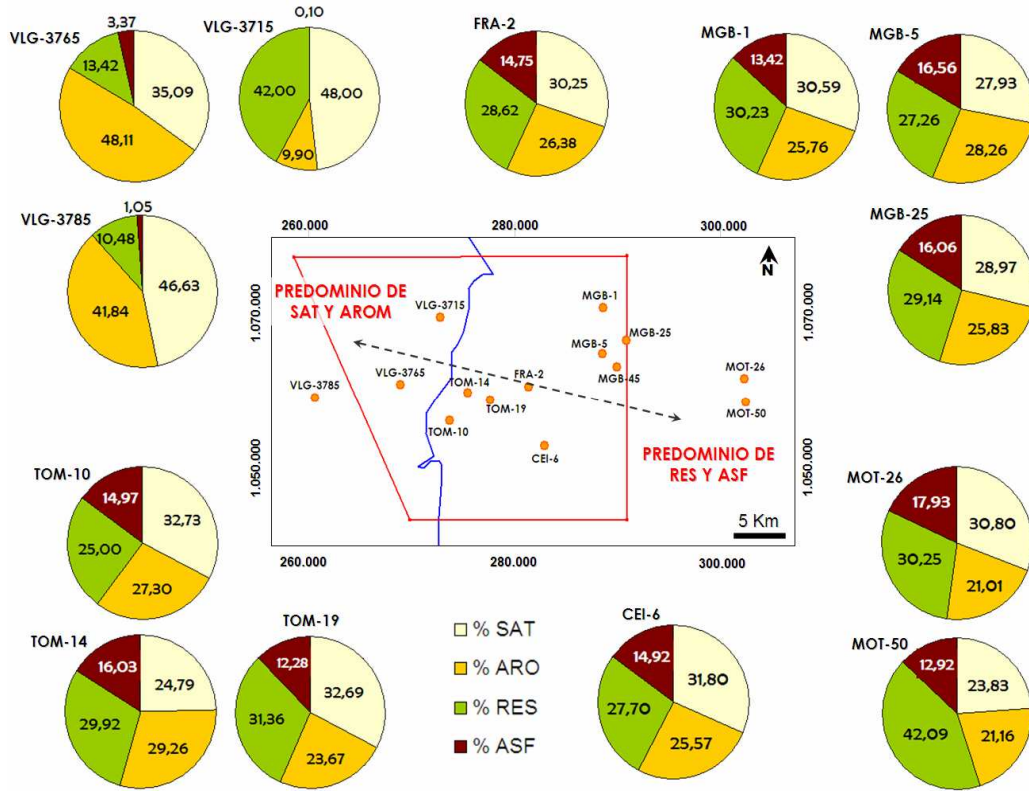


Figura 22. Distribución de la composición SARA en los crudos estudiados.

El predominio de vanadio respecto al níquel permite inferir condiciones anóxicas en el ambiente de sedimentación de la materia orgánica, caso que puede ser corroborado al observar los valores de la relación $V/(V+Ni)$, los cuales se encuentran entre 0,82 y 0,88 (Tabla 1), estos valores reflejan igualmente condiciones anóxicas, asociadas a rocas madres de litología carbonática (Lewan, 1984). Al observar las concentraciones de V y Ni por campo productor, puede observarse que existen variaciones que pudiesen sugerir que los crudos del área han sido afectados por procesos secundarios que han alterado su composición original, tales como biodegradación o madurez. Las concentraciones promedios de V y Ni en los crudos estudiados se encuentran en los siguientes rangos, Tomoporo: 248 ppm de V y 35 ppm de Ni; Franquera: 261 ppm de

V y 40 ppm de Ni; La Ceiba: 292 ppm de V y 31 ppm de Ni; Barúa: 253 ppm de V y 38 ppm de Ni y Motatán: 218 ppm de V y 12 ppm de Ni, mientras que para los crudos de Ceuta las concentraciones promedios se ubican entre 65 ppm de V y 12 ppm de Ni (Tabla 1). Las diferencias marcadas en la concentración de los metales para los crudos del área (bajas concentraciones en Ceuta y altas en los crudos de Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán), pudiesen estar asociadas a procesos secundarios que han variado su concentración original. Este comportamiento está relacionado a las gravedades API y la composición SARA, ya que se observa que las zonas con mayores gravedades API (Ceuta), muestran mayores concentraciones de hidrocarburos saturados y bajas de resinas y asfaltenos, a su vez presentan las menores concentraciones de vanadio y níquel. Los crudos del resto de los campos muestran un comportamiento inverso, aumento en la concentración de resinas y asfaltenos y de V y Ni, con disminución para la fracción de hidrocarburos saturados. Por otra parte, la relación V/Ni es utilizada como parámetro de correlación, ya que la misma es invariable con los procesos de migración, maduración y biodegradación de los crudos (Lewan, 1984), esto permite agrupar a los crudos en posibles familias en base a las condiciones redox de sedimentación de la roca madre que los generó (iguales o diferentes condiciones de sedimentación). Para los crudos del área, la relación V/Ni se encuentran entre 4,5 y 7,5 con un promedio de 6,5, presentando una tendencia lineal aceptable con un $r^2 = 0,9506$ (Figura 25). A pesar de las variaciones existentes en cuanto a la concentración de V y Ni, la relación entre ellos permite evidenciar que se trata de una familia de crudos, generados por una roca madre depositada bajo las mismas condiciones anóxicas.

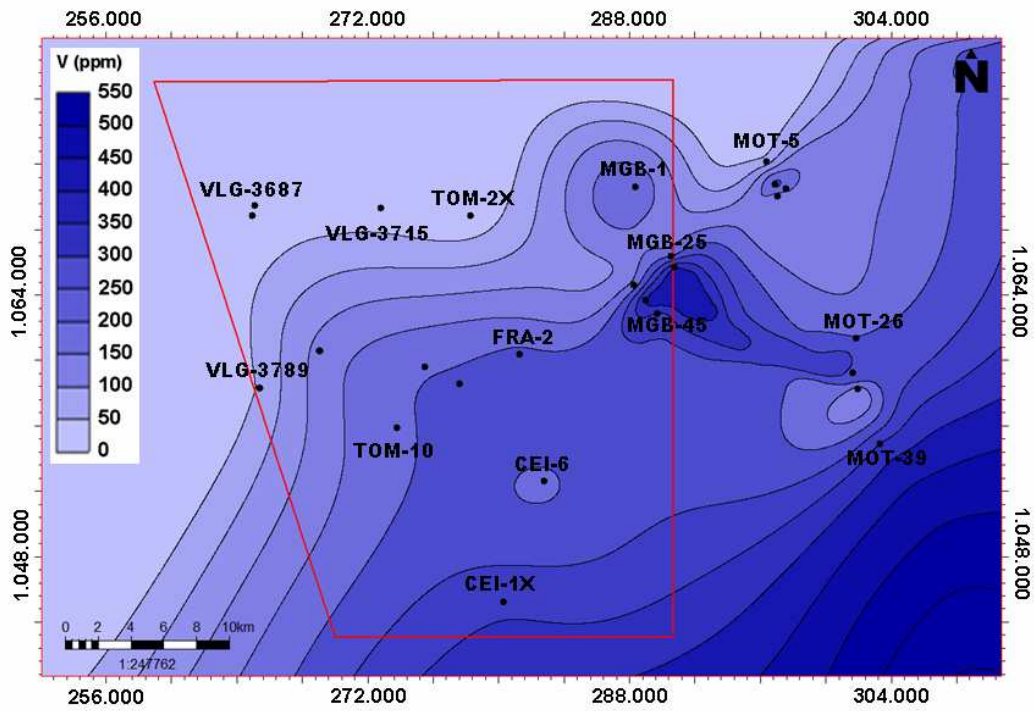


Figura 23. Distribución de vanadio (ppm) en los crudos estudiados.

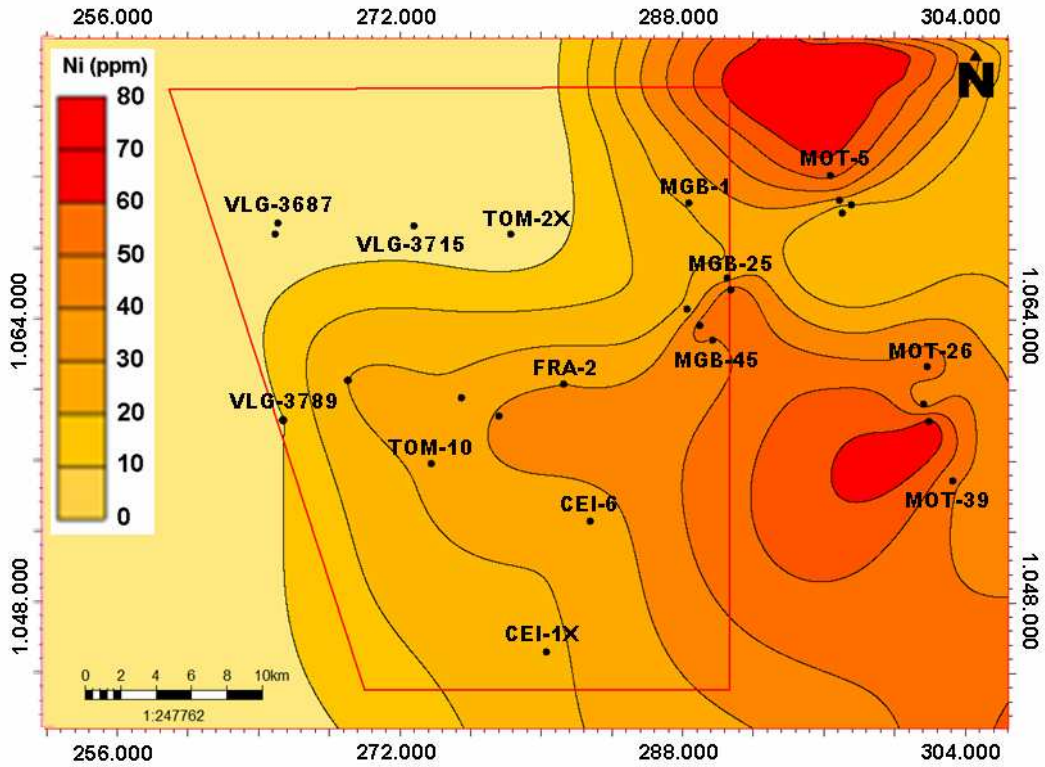


Figura 24. Distribución de níquel (ppm) en los crudos estudiados.

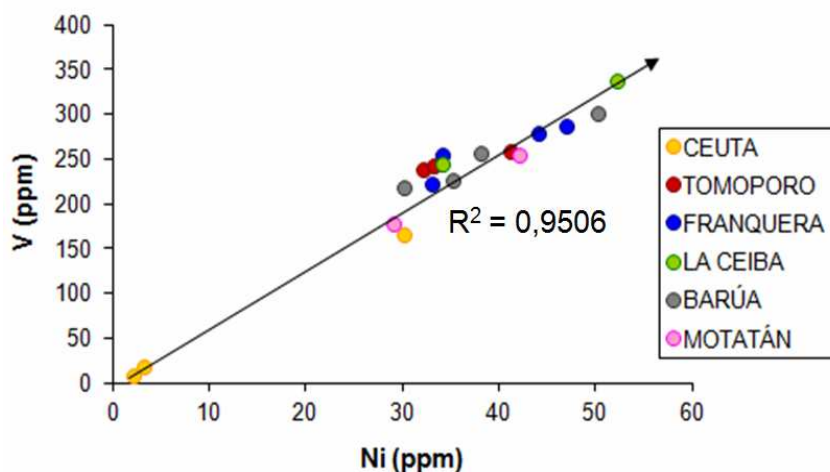


Figura 25. Gráfico de la relación V vs Ni para los crudos bajo estudio.

Otro elemento utilizado en la evaluación de crudos, es el azufre, el cual no es un componente importante en los seres vivos, pero es el tercer constituyente atómico del petróleo, debido a su incorporación durante la diagénesis (Tissot y Welte, 1984). Generalmente su origen en los crudos está interconectado con las condiciones ambientales de sedimentación de la roca madre, por tal razón puede ser utilizado como indicador del ambiente de sedimentación de la materia orgánica, adicionalmente su concentración aumenta con la biodegradación (Tissot y Welte, 1984).

Las concentraciones de azufre en las muestras analizadas se encuentran entre 0,70 y 2,30 % (Tabla 1), las cuales presentan variaciones significativas en dirección oeste – este, específicamente del campo Ceuta (crudos livianos) a Barúa – Motatán (crudos pesados) (Figura 26). Los valores de azufre obtenidos, permiten observar que guardan una relación directa con las gravedades API, composición SARA y las concentraciones de V y Ni, lo cual permite sugerir procesos de biodegradación, tal como se discutirá posteriormente.

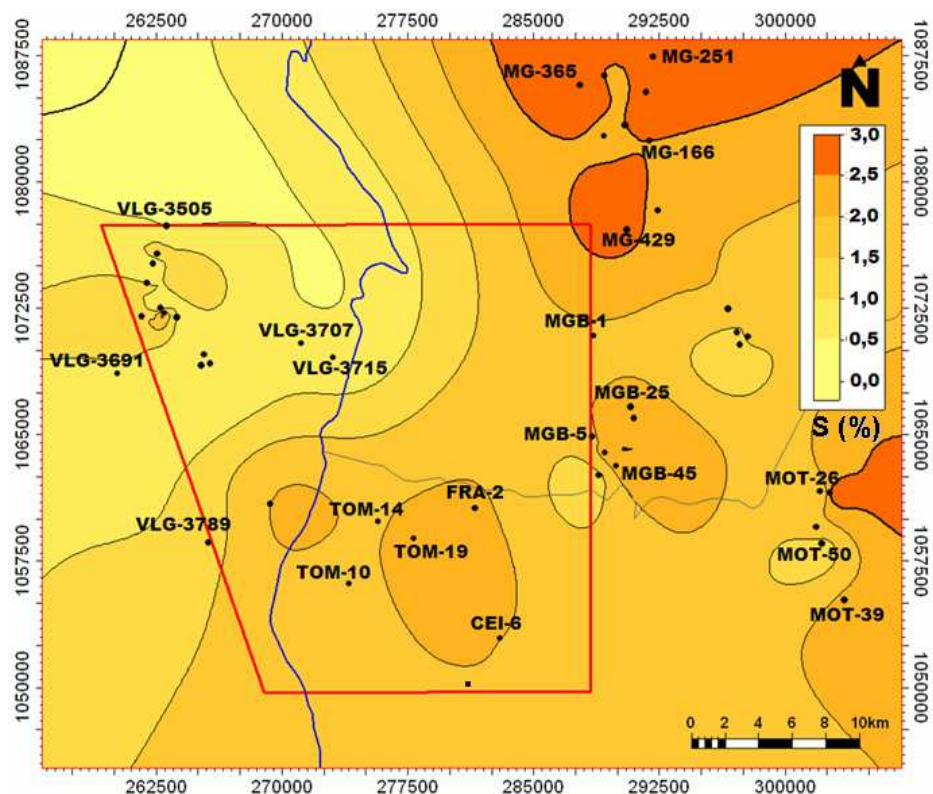


Figura 26. Distribución de azufre (% S) en crudos almacenados en yacimientos del Eoceno.

Los crudos de Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán muestran las menores gravedades API, menor concentración de hidrocarburos saturados y aromáticos y mayor contenido de resinas, asfaltenos y azufre, en comparación con los crudos de Ceuta, los cuales reflejan un comportamiento inverso. Este comportamiento pudiese estar asociado a procesos de alteración que causan disminución de las gravedades API como consecuencia de la disminución relativa de la concentración de hidrocarburos saturados, generando un incremento en las concentraciones de azufre en los crudos de Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán (Figura 27).

La concentración de azufre puede ser relacionado con la concentración de V y Ni a través del diagrama de Lewan (1984) (Figura 28), el cual es utilizado comúnmente para determinar las condiciones redox que predominaron durante la sedimentación de la roca madre (Lewan, 1984).

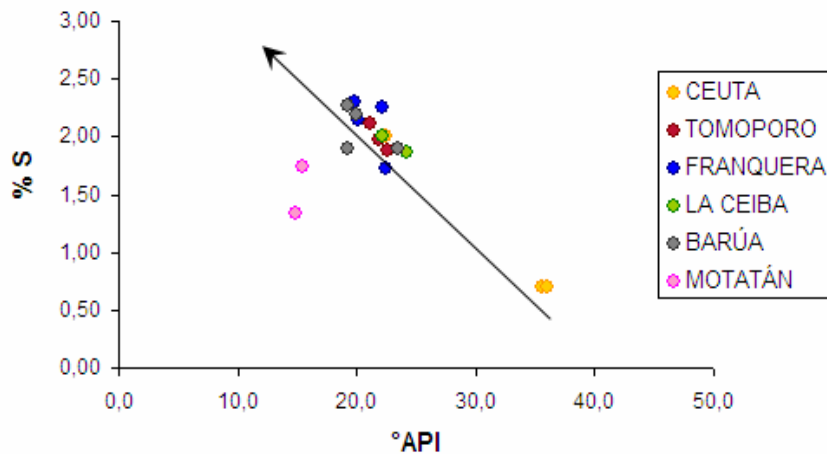


Figura 27. Gráfico de la relación de las gravedades API vs. concentración de azufre (%S) para los crudos bajo estudio.

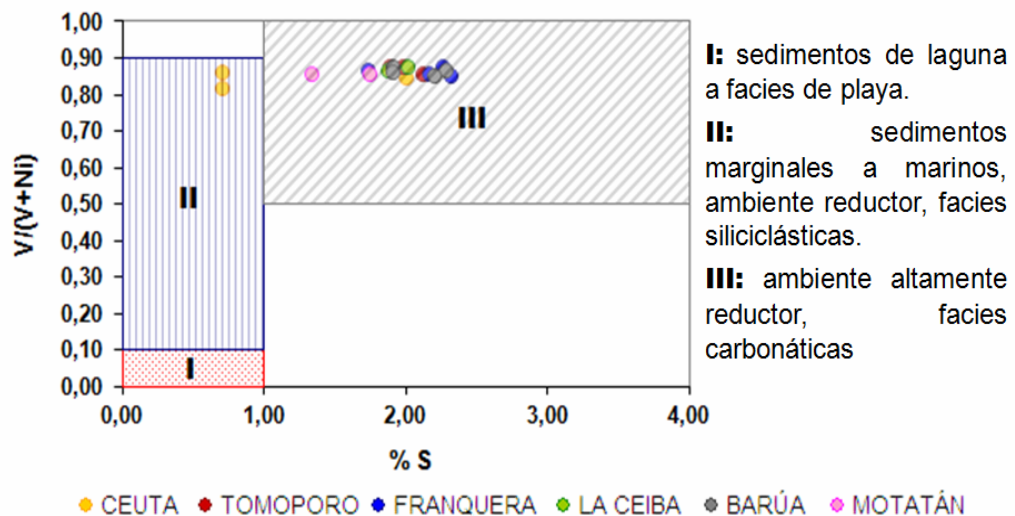


Figura 28. Diagrama de Lewan (1984), utilizado para correlacionar las concentraciones de V, Ni y S.

De acuerdo a esto puede notarse que no existe una distribución bien marcada en cuanto a los regímenes definidos por Lewan (1984), donde dos de las muestras analizadas (VLG-3715 y VLG-3659, 36° y 35,5° API respectivamente) se ubican en el límite de la zona II – III, mientras que el resto de las muestras dentro de la zona III, indicando mayor disponibilidad de S en el ambiente de sedimentación. Ambas zonas están relacionadas a ambientes anóxicos, con diferencias en la disponibilidad de azufre durante la sedimentación (zona II < 1% y zona III > 1%). Sin embargo, como

se mencionó anteriormente, la concentración de azufre aumenta con la biodegradación, por lo que análisis más específicos de biomarcadores, son los que pueden confirmarlo.

Distribución de biomarcadores

A continuación se discute la distribución de biomarcadores en las muestras analizadas, los cuales permiten determinar las condiciones que estuvieron controlando los crudos desde su generación, expulsión, migración y acumulación en los yacimientos, así como la posible alteración en el yacimiento por la biodegradación.

Los biomarcadores, son compuestos presentes en sedimentos, rocas y crudos que presentan pocos o ningún cambio en su estructura cuando son comparados con su precursor biológico presente en organismos vivos. Son de gran utilidad debido a que están presentes en la materia orgánica desde su sedimentación, y su estructura compleja es lo suficientemente estable para permanecer con pocos cambios durante las etapas de maduración de la materia orgánica (diagénesis y catagénesis) (López, 2013).

La distribución de biomarcadores permitió determinar que los crudos existentes en los yacimientos del área han estado influenciados por dos cargas de hidrocarburos, de las cuales la primera pareciera estar alterada por procesos de biodegradación y la segunda carga no ha sido alterada por dichos procesos, lo cual ha permitido que los crudos presenten una composición molecular de crudos aparentemente no alterados, mezclados con crudos biodegradados o residuos de los mismos provenientes de la primera carga de hidrocarburos. A continuación se discuten las evidencias de biodegradación y mezclas de crudos existente en el área.

Alteración de los crudos

La cromatografía de gases en hidrocarburos saturados para cada una de las muestras analizadas, permitió observar el patrón de distribución de los *n*-alcanos a través del cromatograma respectivo. La figura 29, muestra los cromatogramas para cada tipo de

crudo del área (liviano, mediano y pesado) (CGMS para m/z 113 para la muestra del pozo VLG-3715 y CG con detector de FID para el resto de la muestras), donde puede visualizarse un predominio de compuestos de baja masa molecular, específicamente a partir del n -alcano C_{11} ($n-C_{11}$), lo que pudiese indicar que los crudos no han sido atacados por procesos fuertes de biodegradación, permitiendo la preservación de dichos compuestos.

Las muestras de los pozos de Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán muestran la presencia del UCM (*Unresolved Complex Mixture*), que representa compuestos que no pueden ser separados e identificados a partir de un análisis de cromatografía de gases, lo que pudiese dar indicios del inicio del proceso de biodegradación. Este comportamiento no es observado en la muestra del pozo VLG-3715 (Ceuta). Al observar la intensidad del UCM, puede notarse un incremento hacía los crudos de Barúa y Motatán, en comparación con los demás campos donde la pérdida de línea base está presente, lo que pudiese reflejar un incremento de los procesos de alteración de estos crudos.

En todas las muestras se observa la preservación de los isoprenoides acíclicos, pristano (P) y fitano (F), que a pesar de no ser parámetros claves de referencia su comportamiento podría estar indicando crudos no alterados o con procesos incipientes de biodegradación, donde no se ha alcanzado la alteración completa de los n -alcanos ni isoprenoides. Estos resultados no guardan relación directa con las gravedades API, azufre, vanadio, níquel y composición SARA, ya que si los patrones de distribución de n -alcanos son similares, la variación en los parámetros gruesos puede estar reflejando varios eventos de llenado de yacimiento.

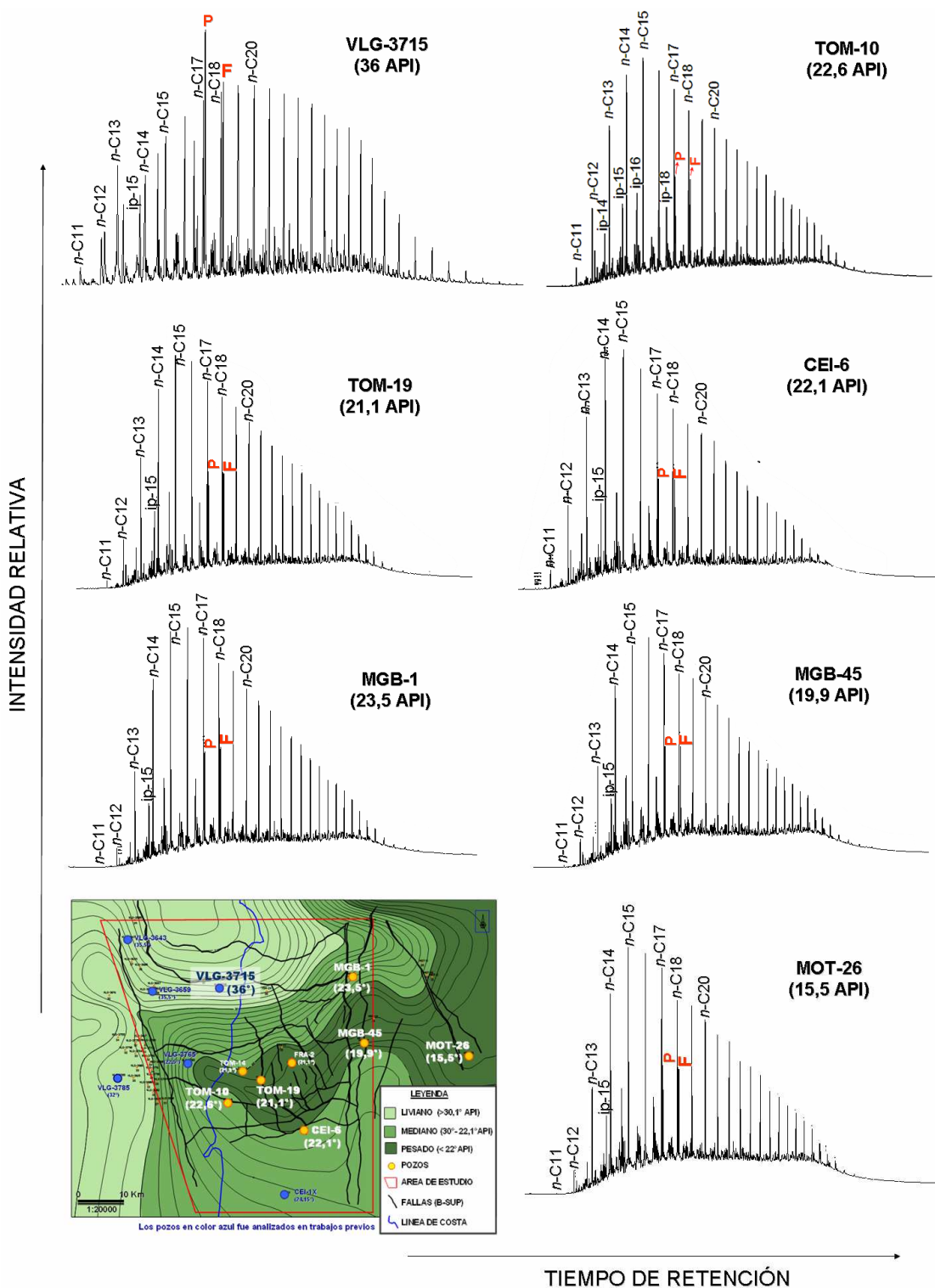


Figura 29. Cromatogramas para los análisis por cromatografía de gases (CG-FID) en los hidrocarburos saturados para 7 muestras de crudos representativas de los crudo presente en el área. Para VLG-3715, el resultado corresponde a cromatografía acoplado a masas (CGMS = m/z 113).

La relación de los isoprenoides acíclicos con los n -alcanos ($P/n-C_{17}$ y $F/n-C_{18}$), puede ser utilizada para determinar el tipo de materia orgánica y el grado relativo de alteración, específicamente en crudos con biodegradación suave a moderada, ya que los mismos tienden a presentar un incremento de la relación en comparación con crudos no alterados, específicamente cuando se comparan crudos con el mismo grado de madurez térmica, ya que el incremento de la madurez podría causar disminución de la relación en comparación con crudos menos maduros (Peters *et al.* 2005). De esta manera, de acuerdo a los resultados obtenidos para las muestras de crudos analizados (Figura 30, Tabla 2), puede observarse como los crudos de Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán presentan un incremento de estas relaciones ($P/n-C_{17}$ y $F/n-C_{18}$) comparado con los crudos de Ceuta, lo que pudiese estar indicando que los primeros mencionados han sufrido procesos de alteración en relación a los crudos de Ceuta, sin embargo esto pudiese estar asociado a variaciones en el nivel de madurez de los crudos, lo cual será discutido posteriormente.

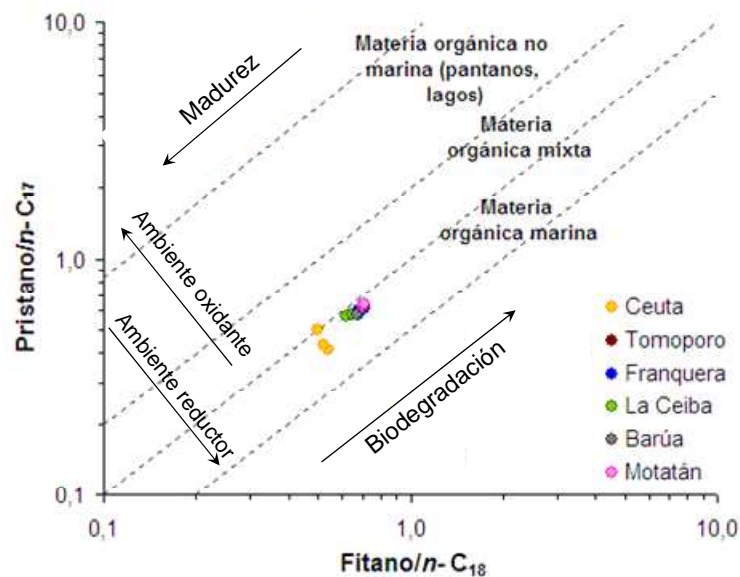


Figura 30. Correlación de n -alcanos e isoprenoides a través de la relación $P/n-C_{17}$ vs $F/n-C_{18}$, para las muestras de crudos consideradas en este estudio (Connan y Cassou, 1980).

A pesar de que la distribución de *n*-alcanos e isoprenoides pareciera indicar que los crudos del área no han sido afectados por los procesos de biodegradación, se pueden observar algunas variaciones que permiten sugerir que los crudos de Ceuta presentan mayor preservación de sus características originales en comparación con los demás campos (Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán). Por otra parte, este comportamiento podría estar indiciando que los yacimientos del área han sido influenciados por varios eventos de llenado, lo que pudo haber causado algunos procesos de alteración durante las distintas cargas del yacimiento.

Tabla 2. Relaciones obtenidas de la cromatografía de gases en hidrocarburos saturados (CG-C₁₅₊) para los crudos estudiados.

POZO	CAMPO	P/F	P/n-C17	F/n-C18	n-C17/P	CPI ^a
VLG-3643 ¹		1,00	NA	NA	NA	NC
VLG-3659 ¹		0,90	0,41	0,54	1,85	NC
VLG-3715 ²	CEUTA	1,10	0,50	0,50	2,00	NC
VLG-3765 ³		NA	0,58	0,63	NA	NC
VLG-3785 ⁴		0,89	0,43	0,52	1,92	0,97
TOM-10		1,02	0,63	0,71	1,41	1,05
TOM-14	TOMOPORO	1,03	0,64	0,71	1,41	1,06
TOM-19		1,04	0,63	0,70	1,43	1,05
FRA-2 (B-1 SUP)		1,00	0,60	0,68	1,47	1,06
FRA-2 (B-1 INF MED)	FRANQUERA	0,97	0,61	0,71	1,41	1,06
FRA-2 (B-4 SUP)		1,02	0,61	0,69	1,45	1,05
FRA-2 (B-4 INF)		0,98	0,58	0,68	1,47	1,04
CEI-1X ^{5,3}	LA CEIBA	0,95	0,57	0,62	1,61	NC
CEI-6		1,04	0,58	0,65	1,54	1,06
MGB-1		1,00	0,58	0,67	1,49	1,05
MGB-5	BARÚA	1,01	0,61	0,70	1,43	1,06
MGB-25		1,02	0,63	0,71	1,41	1,08
MGB-45		1,04	0,63	0,70	1,43	1,06
MOT-26	MOTATÁN	1,05	0,63	0,70	1,43	1,07
MOT-50		1,04	0,64	0,71	1,41	1,08

$$CPI = 2(C_{23} + C_{25} + C_{27} + C_{29}) / [C_{22} + 2(C_{24} + C_{26} + C_{28}) + C_{30}]$$

^a Peters *et al.* (2005)

¹ Gallango y Tocco (1994)

² Buiskool y Van Der Veen (1985)

³ Cassani *et al.* (1997)

⁴ Rodríguez (1999)

⁵ Méndez *et al.* (1997)

NA: no analizado

NC: no calculado

El incremento en el contenido de azufre (S), vanadio (V) y níquel (Ni) con un decrecimiento de la gravedad API puede ser utilizada para describir cualitativamente las variaciones en el grado de biodegradación, al menos hasta el punto de alteración

de los esteranos (Peters *et al.*, 2005). Adicionalmente estas variaciones pueden estar relacionadas a la composición SARA, ya que un decrecimiento del contenido de saturados y aromáticos e incremento de resinas y asfaltenos, generan disminución de la gravedad API e incremento en el contenido de V, Ni y S (Figuras 20, 22 – 24 y 26). De acuerdo a los resultados obtenidos en las muestras de crudos analizados (Tabla 1), puede evidenciarse que los mismos presentan variaciones en el grado de alteración, específicamente relacionados a las variaciones de las gravedades API, lo cual permite observar que los crudos de Ceuta, los cuales presentan las mayores gravedades API y relación saturados/aromáticos muestran las menores concentraciones de S, V y Ni, en comparación con los crudos de los demás campos, cuyo comportamiento es inverso, dando esto soporte a las posibles variaciones en el grado de alteración y diferentes eventos de llenado de yacimientos mencionados previamente.

La figura 31, muestra una comparación de las propiedades de los crudos, específicamente el incremento en las concentraciones de V, Ni y S con el decrecimiento de la gravedad API, lo cual podría estar indicando el grado de biodegradación y su relación con el rango numérico de la escala de biodegradación de biomarcadores descrita por Wanger *et al.* (2002) (Peters *et al.*, 2005). En dicho gráfico puede observarse claramente 3 tendencias de biodegradación: 1. Ceuta (no biodegradado o menor grado de alteración), 2. Tomoporo, Franquera, La Ceiba y Barúa, y 3. Motatán (las 2 últimas tendencias mencionadas, con mayor grado de biodegradación, pudiendo estar ubicada en el rango de moderadamente biodegradados).

La distribución de esteranos, observada a través del cromatograma de masas de m/z 217 en las muestras de crudos analizadas, no evidencian alteración de los esteranos regulares $C_{27} - C_{29}$, lo que podría indicar que las muestras de crudos estudiadas no han alcanzado el nivel de biodegradación de los esteranos. En general, la susceptibilidad de los isómeros de los esteranos a la degradación bacteriana sigue la secuencia $\alpha\alpha\alpha 20R \gg \alpha\beta\beta 20R \geq \alpha\beta\beta 20S \geq \alpha\alpha\alpha 20S \gg$ diasteranos, mientras que para los esteranos regulares tiende a ocurrir siguiendo la secuencia $C_{27} > C_{28} > C_{29} > C_{30}$.

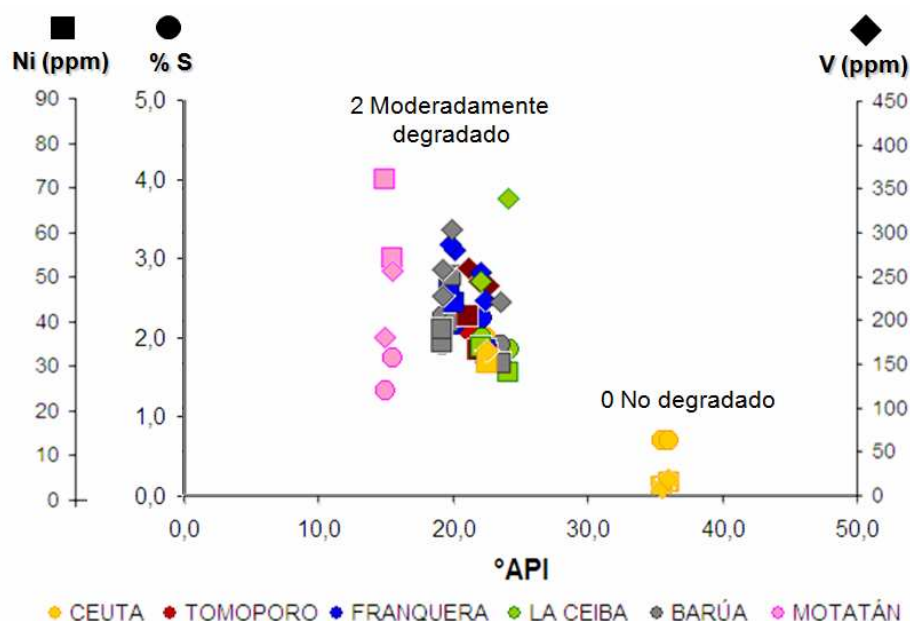


Figura 31. Correlación composicional de los crudos del área, mostrando variaciones en el grado de biodegradación (Peters *et al.*, 2005).

Adicionalmente los diasteranos son particularmente resistentes a la biodegradación, existiendo evidencias que sugieren que los esteranos de $C_{27} - C_{29}$ son destruidos completamente antes de la alteración de los diasteranos, mientras que el pregnano (C_{20}) y homopregnano (C_{21}) poseen la mayor resistencia a la biodegradación en comparación con los antes mencionados (Peter *et al.*, 2005). La figura 32, muestra los cromatogramas de masas de la distribución de esteranos (m/z 217) para 5 muestras del total de crudos analizados, los cuales mantienen el mismo patrón de distribución en toda el área de estudio, y evidencian la completa preservación de estos compuestos. Sin embargo, existen relaciones entre la composición molecular de los esteranos (Tabla 3), que ayudan a predecir con mayor detalle los posibles efectos de biodegradación de estos compuestos.

De acuerdo a la susceptibilidad que presentan los esteranos al ataque bacterial, reportada por Peters *et al.* (2005), se pueden establecer relaciones entre los compuestos más y menos resistentes, para así poder predecir posibles diferencias en cuantos a los procesos de biodegradación de los mismos.

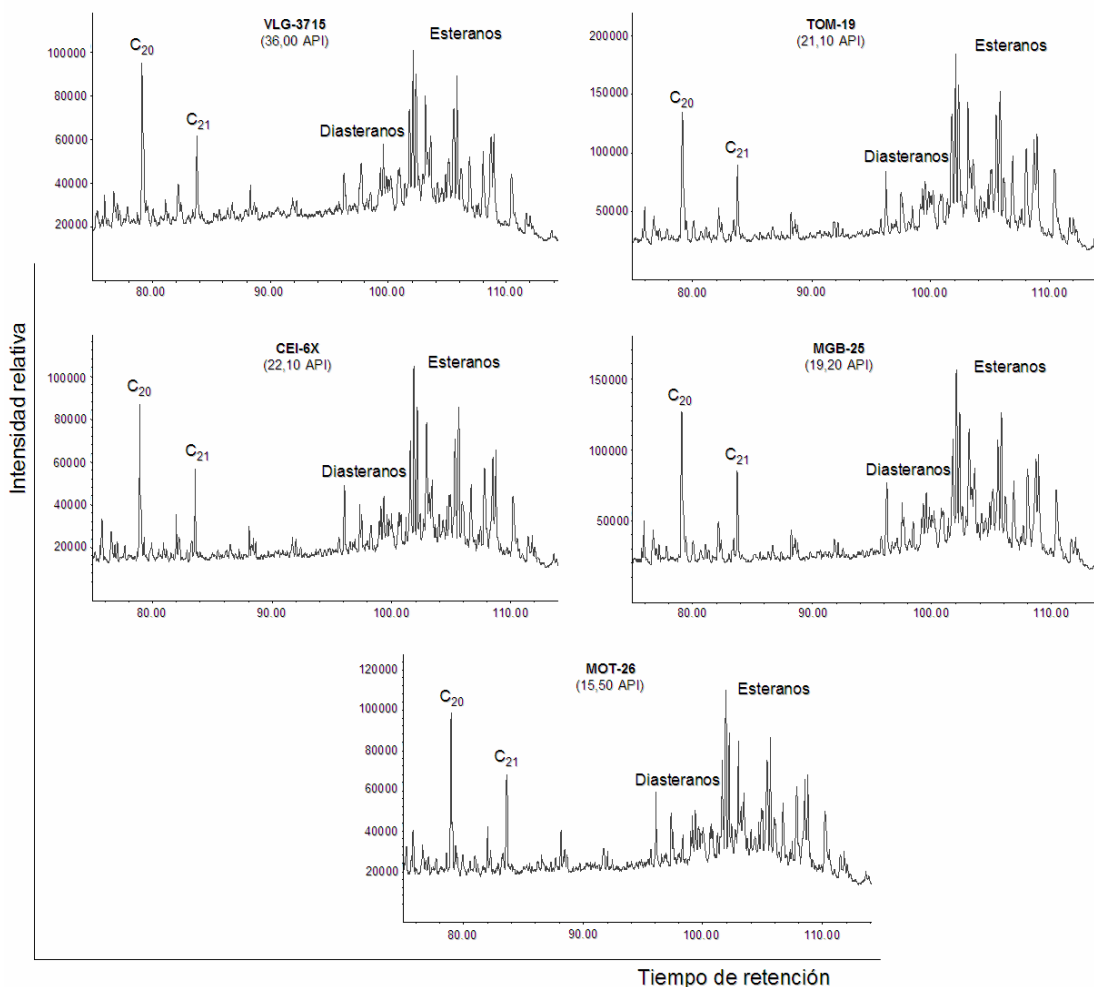


Figura 32. Cromatogramas de masas de la distribución de esteranos (m/z 217) en la fracción de hidrocarburos saturados de los crudos analizados.

De esta manera y de acuerdo a baja resistencia del C₂₉ $\alpha\alpha\alpha$ R en comparación al C₂₀ pregnano (mayor resistencia), se establece la relación $C_{20}/(C_{20} + C_{29})$, cuyos valores no muestran diferencias significativas en las muestras de crudos estudiadas, los mismos se encuentran entre 0,51 – 0,65 a excepción de la muestra del pozo VLG-3715 cuya relación es de 0,73. De igual manera el C₂₉ $\alpha\alpha\alpha$ R y C₂₇ esteranos presentan menos resistencia a la biodegradación en comparación al C₂₇ $\alpha\alpha\alpha$ R y C₂₇ diasterano, respectivamente, cuyas relaciones $C_{27}D/C_{27}E$ y C_{27}/C_{29} , se encuentran en el mismo rango de magnitud sin diferencias significativas, 0,15 – 0,22 y 0,94 – 1,38 respectivamente. De acuerdo a las relaciones establecidas y distribución de esteranos

observada en la figura 32, se puede decir que la composición molecular de las muestras de crudos estudias, no han sufrido ataque bacterial de los esteranos.

Tabla 3. Relaciones moleculares a partir de la distribución de esteranos (m/z 217) para las muestras de crudos estudiados.

POZO	$C_{20}/(C_{20}+C_{29})$	$C_{27}D/C_{27}E$	C_{27}/C_{29}	C_{28}/C_{29}	$C_{28}/(C_{27}+C_{28}+C_{29})^b$	$\%C_{27}^a$	$\%C_{28}^a$	$\%C_{29}^a$	$C_{29} 20S^a$	$C_{29} \beta\beta^a$	$C_{29}\alpha\alpha S/C_{29}\alpha\alpha R^c$	$C_{29}\beta\beta R/C_{29}\alpha\alpha R^c$
VLG-3643 ¹	NA	NA	1,00	NA	NA	33,00	34,00	33,00	0,52	0,54	NA	NA
VLG-3659 ¹	NA	NA	1,19	NA	NA	34,22	37,00	28,78	NA	NA	NA	NA
VLG-3715	0,73	0,21	1,38	0,84	0,27	40,34	27,19	32,47	0,55	0,58	1,22	1,59
VLG-3765 ²	NA	NA	1,02	NA	NA	34,04	32,68	33,29	NA	NA	NA	NA
VLG-3785 ³	NA	NA	1,16	NA	NA	37,00	31,00	32,00	NA	NA	NA	NA
TOM-10	0,51	0,15	0,94	0,92	0,29	35,47	30,96	33,57	0,40	0,58	0,68	1,23
TOM-14	0,55	0,17	1,10	0,99	0,29	36,65	31,46	31,89	0,41	0,59	0,69	1,32
TOM-19	0,60	0,16	1,22	0,97	0,30	36,98	31,00	32,02	0,43	0,55	0,68	1,31
FRA-2 (B-1 SUP)	0,58	0,20	1,07	0,98	0,29	36,46	31,49	32,05	0,41	0,58	0,70	1,20
FRA-2 (B-1 INF)	0,56	0,20	1,00	0,99	0,30	35,97	31,81	32,22	0,38	0,60	0,62	1,25
FRA-2 (B-4 SUP)	0,59	0,19	1,05	0,97	0,28	36,14	31,36	32,50	0,41	0,59	0,70	1,32
FRA-2 (B-4 INF)	0,57	0,17	1,07	0,95	0,28	37,06	30,64	32,30	0,42	0,59	0,72	1,34
CEI-1X ^{3,4}	NA	NA	1,11	NA	NA	35,11	33,18	31,71	0,57	0,55	NA	NA
CEI-6	0,64	0,20	1,09	0,88	0,31	36,14	29,90	33,96	0,54	0,54	1,18	1,43
MGB-1	0,57	0,19	1,04	0,96	0,30	35,88	31,37	32,75	0,42	0,59	0,72	1,33
MGB-5	0,57	0,18	1,07	0,97	0,29	37,13	30,94	31,93	0,40	0,59	0,66	1,27
MGB-25	0,65	0,21	1,18	0,96	0,30	36,89	30,84	32,27	0,41	0,56	0,82	1,28
MGB-45	0,58	0,21	1,05	0,95	0,27	36,78	30,78	32,44	0,43	0,57	0,77	1,20
MOT-26	0,64	0,22	1,01	0,95	0,30	35,19	31,64	33,17	0,42	0,54	0,70	1,25
MOT-50	0,60	0,21	1,06	0,96	0,28	36,83	30,87	32,30	0,40	0,59	0,68	1,27

$C_{20}/(C_{20}+C_{29})$: C_{20} pregnano / (C_{20} pregnano + $C_{29}\alpha\alpha R$); $C_{27}D/C_{27}E$: C_{27} diacolestano (20S + 20R) / C_{27} (aaaS + aββR + aββS + aaaR); C_{27}/C_{29} : $C_{27}\alpha\alpha R / C_{29}\alpha\alpha R$; C_{28}/C_{29} : C_{28} (aaaS + aββR + aββS + aaaR) / C_{29} (aaaS + aββR + aββS + aaaR); $C_{28}/(C_{27}+C_{28}+C_{29})$: $C_{28} \alpha\alpha R / (\sum C_{27} + \sum C_{28} + \sum C_{29}) \alpha\alpha R$; $\% C_{27}$: $\sum C_{27} (aaaS + a\beta\beta R + a\beta\beta S + aaaR) / (\sum C_{27} + \sum C_{28} + \sum C_{29}) \times 100$; $\% C_{28}$: $\sum C_{28} (aaaS + a\beta\beta R + a\beta\beta S + aaaR) / (\sum C_{27} + \sum C_{28} + \sum C_{29}) \times 100$; $\% C_{29}$: $\sum C_{29} (aaaS + a\beta\beta R + a\beta\beta S + aaaR) / (\sum C_{27} + \sum C_{28} + \sum C_{29}) \times 100$; $C_{29} 20S$: $C_{29} \alpha\alpha S / (C_{29} \alpha\alpha S + C_{29} \alpha\alpha R)$; $C_{29} \beta\beta$: $(C_{29} a\beta\beta S + C_{29} a\beta\beta R) / (C_{29} \alpha\alpha S + C_{29} a\beta\beta R + C_{29} a\beta\beta S + C_{29} \alpha\alpha R)$; $C_{29}\alpha\alpha S/C_{29}\alpha\alpha R$: $C_{29}\alpha\alpha S(20S)/C_{29}\alpha\alpha R(20R)$; $C_{29}\beta\beta R/C_{29}\alpha\alpha R$: $C_{29}a\beta\beta(20R)/C_{29}\alpha\alpha R(20R)$

NA: no analizado

^a Peters *et al.* (2005)

^b Tian *et al.* (2012)

^c Volkman *et al.* (1983)

¹ Gallango y Tocco (1994)

² Cassani (1997)

³ Rodríguez (1999)

⁴ Méndez (1997)

Adicionalmente, la distribución de terpanos, observada a través del cromatograma de masas de m/z 191, muestra la preservación de todos estos compuestos en las muestras de crudos analizadas, desde el homohopano C_{35} hasta el terpanos tricíclicos C_{19} . Sin embargo, se observan variaciones en cuanto a las abundancias relativas de los mismos, que pudiesen estar asociadas a posibles procesos de biodegradación. De acuerdo a esto, y observando la distribución de los terpanos a través de los cromatogramas de masas de m/z 191 (Figura 33), se puede inferir la degradación parcial de estos compuestos, ya que en todas las muestras se observa un predominio del C_{23-3} con respecto al $C_{30}H$, así como predominio del isómero 22S sobre el 22R en todos los homohopanos $C_{31} - C_{35}$, los cuales se encuentra claramente distinguibles en todas las muestras, a excepción de la muestra del pozo VLG-3715, cuyo patrón de distribución no permite identificar con certeza el homohopano C_{35} , sin embargo es

importante destacar que estos compuestos son afectados por procesos de madurez térmica, y no se descarta la posibilidad de que la distribución de terpanos observada se encuentre afectada por estos procesos, ya que se han evidenciado diferencias en las madurez de los crudos estudiados, lo que será mencionado más adelante cuando se discuta lo relacionado a madurez térmica.

De acuerdo a la susceptibilidad que presentan los terpanos al ataque bacterial, Peter *et al.* (2005), han establecido relaciones entre estos compuestos, que pudiesen ayudar a predecir con mayor detalle distintas cargas de los yacimientos, específicamente existencia de mezclas de crudos biodegradados con crudos no alterados provenientes de una segunda carga (Tabla 4), estas relaciones están asociadas a la secuencia de biodegradación de estos compuestos. Sin embargo, de acuerdo a la distribución observada en la Figura 33, puede inferirse que el posible ataque bacterial de los crudos no permitió la alteración completa de estos compuestos o que la distribución observada se encuentra asociada a la segunda carga de crudos no alterados, lo que permite observar la preservación de los mismos. La mayor susceptibilidad del C₃₀ hopano con respecto a los terpanos tricíclicos permite establecer las relaciones C₂₃₋₃/C₃₀H y terpanos tricíclicos (TTr) / Hopanos (C₂₉ – C₃₀), las cuales tienden a aumentar en crudos biodegradados, pero las mismas son afectadas por las variaciones de madurez, por lo que en las muestras de crudos analizadas no resulta confiable utilizarlas para predecir biodegradación y mezclas, ya que existen evidencias en cuanto a variaciones de madurez en los crudos.

A pesar de que los terpanos son afectados por los procesos de madurez, resultan de gran importancia en estudios de crudos biodegradados, debido a que los hopanos regulares C₂₈, C₂₉ y C₃₀, y homohopanos (C₃₁ a C₃₅), son alterados por la remoción bacterial del grupo metilo en posición C-10, generando la demetilación de estos compuestos, lo que a la vez produce la serie de los 25-norhopanos (10-desmetilhopanos o hopanos desmetilados), que son una serie de compuestos de C₂₆ a C₃₄ estructuralmente equivalentes a los hopanos regulares y homohopanos (Peters *et al.*, 2005).

Tabla 4. Relaciones moleculares a partir de la distribución de terpanos (*m/z* 191) para las muestras de crudos estudiados.

POZO	CAMPO	C ₂₁₋₃ /C ₂₃₋₃ ^a	C ₂₂₋₃ /C ₂₁₋₃ ^a	C ₂₃₋₃ /C ₂₄₋₃ ^a	C ₂₄₋₃ /C ₂₃₋₃ ^a	C ₂₆₋₃ /C ₂₅₋₃ ^a	Ts/(Ts+Tm) ^a	Ts/C ₃₀ H ^b	C ₂₃₋₃ /C ₃₀ H ^a	C ₂₉ 25-NH/C ₂₉ NH ^b	C ₂₉ NH/C ₃₀ H	C ₃₀ M/C ₃₀ H ^a	TTr/H ^a	C ₃₁ S/(S+R) ^a	C ₃₁ R/C ₃₀ H ^a	IH ^a	IG ^a
VLG-3643 ¹		NA	NA	1,40	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
VLG-3659 ¹		NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
VLG-3715	CEUTA	0,36	0,50	1,57	0,64	0,87	0,40	0,31	1,57	0,48	0,82	0,14	2,98	0,52	0,37	1,31	0,13
VLG-3765 ²		NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
VLG-3785 ³		NA	NA	1,67	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
TOM-10		0,32	0,49	1,88	0,53	0,78	0,32	0,13	0,67	0,11	0,83	0,12	1,05	0,52	0,45	1,04	0,11
TOM-14	TOMOPORO	0,32	0,49	1,85	0,54	0,76	0,31	0,13	0,66	0,10	0,83	0,13	1,03	0,51	0,48	1,07	0,12
TOM-19		0,31	0,54	1,85	0,54	0,78	0,33	0,15	0,71	0,13	0,80	0,11	1,01	0,56	0,46	1,05	0,11
FRA-2 (B-1 SUP)		0,32	0,49	1,88	0,53	0,76	0,31	0,13	0,67	0,11	0,83	0,12	1,04	0,53	0,45	1,10	0,12
FRA-2 (B-1 INF)		0,31	0,50	1,90	0,53	0,76	0,32	0,13	0,65	0,10	0,83	0,12	1,01	0,53	0,45	1,10	0,12
FRA-2 (B-4 SUP)	FRANQUERA	0,33	0,48	1,81	0,55	0,76	0,33	0,14	0,69	0,12	0,83	0,12	1,11	0,51	0,46	1,12	0,12
FRA-2 (B-4 INF)		0,33	0,47	1,78	0,56	0,78	0,33	0,14	0,68	0,11	0,83	0,12	1,11	0,51	0,47	1,15	0,12
CEI-1X ^{3,4}		NA	NA	1,80	NA	NA	0,34	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
CEI-6	LA CEIBA	0,33	0,47	1,78	0,56	0,81	0,32	0,17	0,79	0,18	0,76	0,13	1,30	0,55	0,37	0,88	0,13
MGB-1		0,33	0,49	1,82	0,55	0,76	0,32	0,13	0,67	0,11	0,82	0,12	1,08	0,52	0,44	1,11	0,12
MGB-5	BARÚA	0,32	0,49	1,87	0,54	0,75	0,32	0,13	0,66	0,11	0,83	0,12	1,05	0,52	0,45	1,01	0,12
MGB-25		0,31	0,54	1,85	0,54	0,82	0,33	0,18	0,84	0,18	0,81	0,11	1,35	0,51	0,43	0,87	0,13
MGB-45		0,31	0,51	1,90	0,53	0,76	0,31	0,13	0,65	0,11	0,83	0,12	1,02	0,54	0,43	1,11	0,12
MOT-26	MOTATÁN	0,33	0,47	1,88	0,53	0,83	0,31	0,16	0,76	0,16	0,78	0,12	1,25	0,52	0,43	0,92	0,12
MOT-50		0,31	0,50	1,92	0,52	0,76	0,32	0,13	0,64	0,13	0,84	0,13	0,99	0,53	0,44	1,11	0,13

C₂₁₋₃/C₂₃₋₃: relación de terpanos tricíclicos C₂₁ y C₂₃; C₂₂₋₃/C₂₁₋₃: relación de terpanos tricíclicos C₂₂ y C₂₁; C₂₃₋₃/C₂₄₋₃: relación de terpanos tricíclicos C₂₃ y C₂₄; C₂₄₋₃/C₂₃₋₃: relación de terpanos tricíclicos C₂₄ y C₂₃; C₂₆₋₃/C₂₅₋₃: relación de terpanos tricíclicos C₂₆ y C₂₅; Ts/(Ts+Tm): C₂₇18α-Trisnorhopano/(C₂₇18α-Trisnorhopano + C₂₇17α-Trisnorhopano); Ts/C₃₀H: C₂₇18α-Trisnorhopano/C₃₀ 17α,21β(H)-Hopano; C₂₃₋₃/C₃₀H: terpano tricíclico C₂₃/C₃₀ 17α,21β(H)-Hopano; C₂₉ 25-NH/C₂₉NH: C₂₉ 25-norHopano/C₂₉ norHopano (*m/z* 191); C₂₉NH/C₃₀H: C₂₉ norHopano/C₃₀ 17α,21β(H)-Hopano; C₃₀M/C₃₀H: C₃₀ 17β,21α(H)-moretano/C₃₀ 17α,21β(H)-Hopano; TTr/H: Σ terpanos tricíclicos C₁₉ - C₂₅ / Σ 17α-Hopanos C₂₉ - C₃₀; C₃₁ S/(S+R): C₃₁ 22S/(22S+22R); C₃₁R/C₃₀H: C₃₁ 22R/C₃₀ 17α,21β(H)-Hopano; Índice de homohopanos (IH): C₃₅ (22S+22R)/C₃₄ (22S+22R); Índice de gammacerano (IG): Gammacerano/(Gammacerano + C₃₀ 17α,21β(H)-Hopano)

NA: no analizado

^a Peters *et al.* (2005)

^b Volkman *et al.* (1983)

¹ Gallango y Tocco (1994)

² Cassani (1997)

³ Rodríguez (1999)

⁴ Méndez (1997)

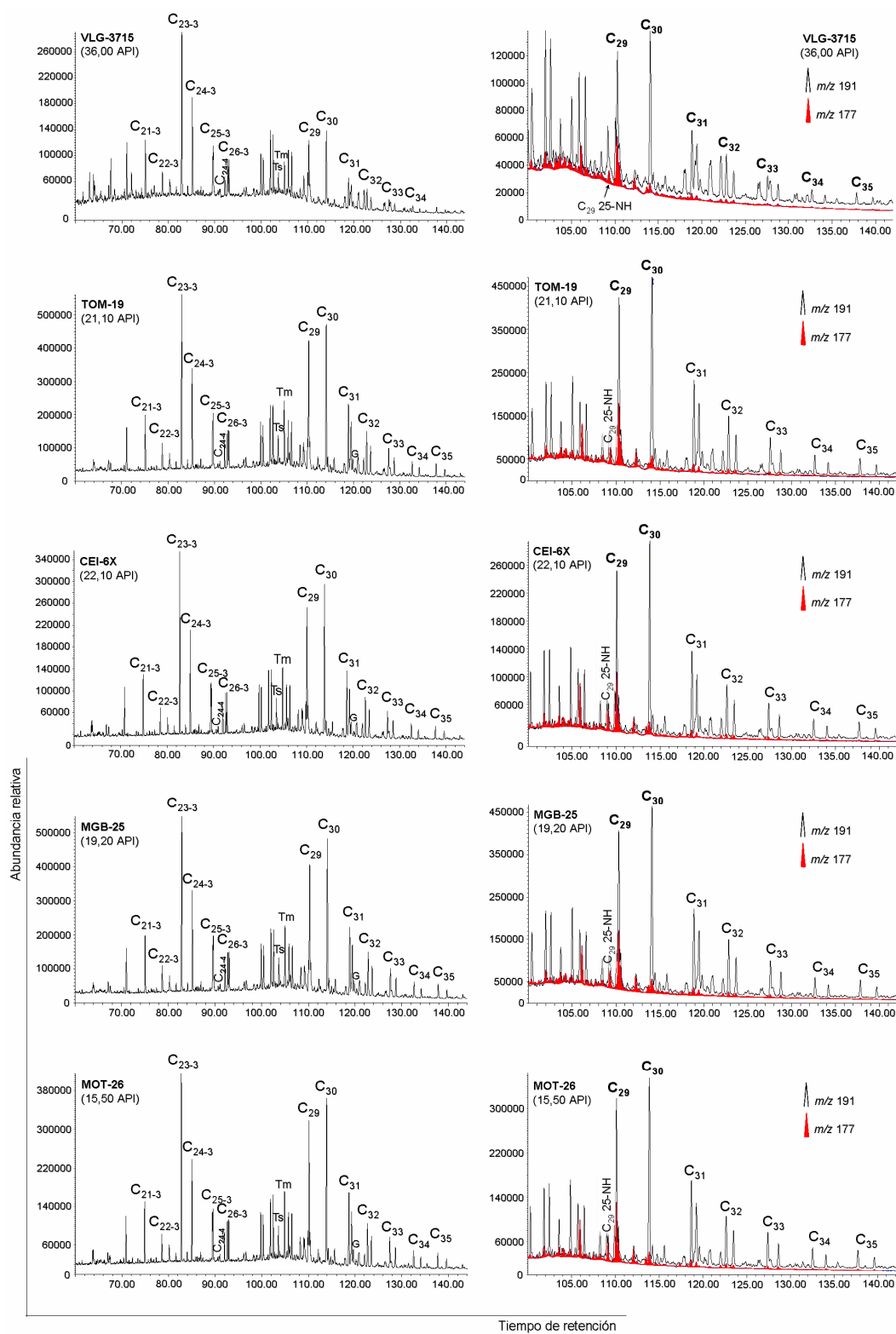


Figura 33. Cromatogramas de masas de m/z 191 y m/z 177 mostrando una comparación de la distribución de hopanos en los hidrocarburos saturados para 5 del total de muestras analizadas.

De acuerdo a las técnicas de análisis cromatográficos en hidrocarburos saturados, puede determinarse con mayor precisión los 25-norhopanos, a través del cromatograma de masas de m/z 177, cuya distribución usualmente refleja la serie de los hopanos, pero con un tiempo de retención desplazado hacia un número de carbono menor, lo que permite evidenciar que los 25-norhopanos se asocian a procesos de biodegradación donde los hopanos han sido preferencialmente removidos (Peters *et al.* 2005).

De acuerdo a lo anteriormente mencionado y observando la distribución de los hopanos a través de los cromatogramas de masas de m/z 177, se evidencia que en todas las muestras de crudos analizados, están presentes los norhopanos en el rango de C_{26} a C_{34} en cantidades traza en relación a los hopanos presentes de la segunda carga. La figura 33 muestra una comparación de los cromatogramas de masas de m/z 191 y m/z 177, para 5 muestras del total de crudos analizados, los cuales muestran variaciones en el tiempo de retención de los hopanos, lo que indica que existen evidencias de biodegradación debido a la pérdida de un grupo metilo, asociado a la presencia de la serie de los 25-norhopanos en abundancia relativas a nivel de trazas en comparación con los hopanos. Este comportamiento es característico de mezclas de crudos biodegradados provenientes de una primera carga con crudos no biodegradados de una segunda carga, lo cual permite observar la completa preservación de terpanos asociados a la segunda carga no alterada, frente a la presencia de los 25-norhopanos correspondientes a los crudos alterados de la primera carga.

Estas evidencias indican que los crudos del área han sido afectados por procesos de biodegradación y mezclas, en los que las bacterias han atacado los hopanos y posterior generación de 25-norhopanos. Sin embargo, siguiendo la secuencia de alteración de los compuestos reportada en la escala de biodegradación de Peters y Moldowan (1993), no es posible tener preservación de *n*-parafinas e isoprenoides (P y F) con presencia de 25-norhopano, por lo que la presencia bastante completa de la serie de *n*-alcanos de baja masa molecular sobre compuestos no resueltos (pérdida de línea base) e isoprenoides (P y F), observada en todas la muestras de crudos

analizadas, está asociado a varias cargas de hidrocarburos en los yacimientos, específicamente una segunda carga después de una biodegradación inicial.

De acuerdo a la escala de biodegradación de Peters y Moldowan (1993), se puede proponer un nivel de biodegradación para los crudos de la primera carga, el cual está relacionado a la presencia de la serie del 25-norhopano, lo que pudiese indicar que el nivel de biodegradación alcanzado en la primera carga fue fuerte (6), ya que no existen evidencias que indiquen si los esteranos fueron o no, completamente alterados en la primera carga.

Volkman *et al.* (1983b) proponen una relación entre los hopanos y hopanos desmetilados, con aplicabilidad en zonas donde han ocurrido dos pulsos de generación y expulsión de petróleo, las cuales permiten predecir de manera semicuantitativa la magnitud de los dos eventos de generación. Esta relación se realiza en base al C₂₉ 25-norhopano y C₂₉ norhopano medidos en el cromatograma de masas de m/z 191 (C₂₉ 25-norhopano/C₂₉ norhopano). De acuerdo a esto, cuando la relación se encuentra mayor a 1, puede sugerirse que la cantidad de crudos acumulados en los yacimientos durante la primera fase de generación y expulsión, debió haber sido mayor que la segunda fase. Los resultados obtenidos de esta relación en las muestras de crudos analizadas, se encuentran entre 0,10 y 0,48 (Tabla 4), lo cual muestra que en todos los casos la relación se encuentra muy por debajo de 1, lo que pudiese estar indicando que los yacimientos del área han sido mayormente influenciados por la segunda fase de generación, los cuales se mezclaron con crudos altamente biodegradados o residuos de los mismos, enmascarando por completo la composición molecular de la primera carga y así observar las distribuciones composicionales y moleculares discutidas previamente.

A continuación se discute la distribución de biomarcadores presentes en los crudos del área, con la finalidad de determinar el origen y madurez de los crudos no alterados provenientes de la segunda carga.

Origen de los crudos

A continuación se muestran varios parámetros geoquímicos utilizados para determinar las características que se encuentran relacionadas con la roca madre que dio origen a los crudos, tales como tipo de materia orgánica, litología de la roca madre y condiciones paleoambientales del ambiente de sedimentación.

Tipo de materia orgánica. Los crudos del área se caracterizan por presentar una distribución de *n*-alcanos predominantemente en el rango de *n*-C₁₁ a *n*-C₄₀, con distribución unimodal, alcanzando mayor abundancia relativa de los *n*-alcanos de baja masa molecular (< *n*-C₂₅) respecto a los de alta masa molecular (> *n*-C₂₅) (Figura 29). Este patrón de distribución sugiere que los crudos fueron derivados de materia orgánica marina (Hunt, 1995). Adicionalmente, basado en la composición isotópica de carbono ($\delta^{13}\text{C}$) para las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos (Tabla 5), se observan valores de $\delta^{13}\text{C}$ entre -26,8 y -26,5 ‰ en los hidrocarburos saturados y entre -26,4 y -25,4 ‰ en los hidrocarburos aromáticos, indicativo de materia orgánica de origen marino, de acuerdo al diagrama de Sofer (1984) (Figura 34).

Los parámetros moleculares obtenidos a partir de la cromatografía de gases acoplado a masas en hidrocarburos saturados indican materia orgánica marina, lo cual coincide con lo discutido previamente. La abundancia relativa de los terpanos tricíclicos, específicamente del C₂₃ y presencia de C₃₀ hopano, obtenidos del cromatograma de masas de *m/z* 191 (Figura 33), indican que el origen de los crudos está directamente relacionado a materia orgánica marina.

Adicionalmente, en todas las muestras analizadas no se observó la presencia del 18 α (H)-Oleanano, el cual indica fuente de materia orgánica con origen principal de plantas terrestres del tipo angiospermas (Philp y Gilbert, 1985; Moldowan *et al.*, 1994; Holba *et al.*, 1998; Alberdi y López, 1998; Nytoft *et al.*, 2010 en López, 2013). A pesar de que la ausencia de estos compuestos no niega el aporte de materia orgánica a partir de plantas angiospermas, únicamente indica que no hubo contribución de este tipo de plantas en la materia orgánica sedimentada (López,

2013), su ausencia indica que el origen de los crudos está relacionado a materia orgánica marina.

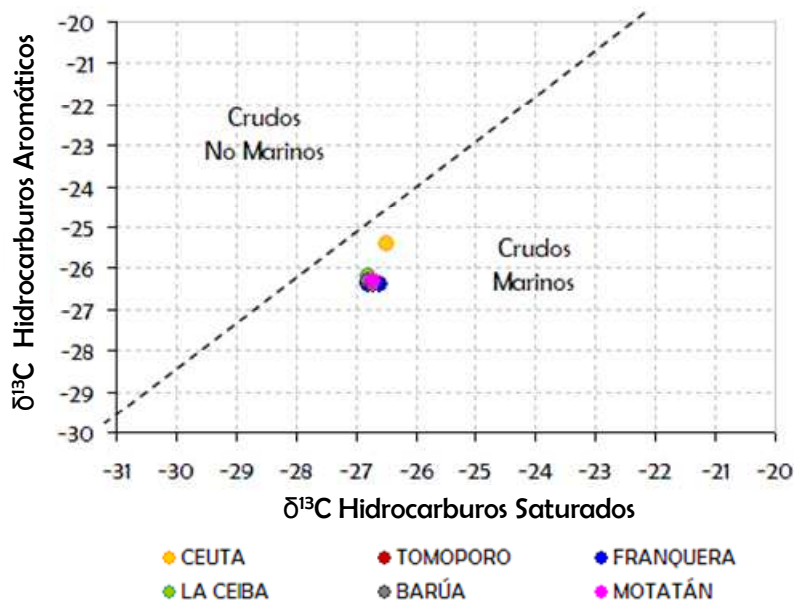


Figura 34. Diagrama de Sofer (1984). Relación isotópica de $\delta^{13}\text{C}$ en la fracción de hidrocarburos saturados vs. $\delta^{13}\text{C}$ de hidrocarburos aromáticos.

Los crudos analizados provienen de una roca madre con aporte de materia orgánica marina, basado en la distribución de esteranos regulares observada a través del cromatograma de masas de m/z 217 (Figura 32), lo cual permitió evidenciar el predominio del C_{27} sobre el C_{29} . Las abundancias relativas de estos compuestos permitió calcular los porcentajes de cada esteroano en las muestras de crudos analizadas, los cuales indican que el C_{27} se encuentra entre 33 y 40 %, C_{28} entre 27 y 37 % y el C_{29} entre 29 y 34 % (Tabla 3), sin variaciones significativas en las muestras del área, lo cual permite evidenciar el predominio del esteroano C_{27} sobre el C_{28} y C_{29} , comportamiento característico de materia orgánica marina.

La distribución de esteranos C_{27} , C_{28} y C_{29} en un diagrama ternario puede ser usado para diferenciar ecosistemas, debido a que los mismos muestran una relación directa con la roca madre, presentando cambios insignificantes en su abundancia relativa

durante la generación de petróleo (Peters *et al.*, 2005). De acuerdo al diagrama ternario se evidencia materia orgánica de origen marino (Figura 35).

Tabla 5. Composición isotópica de carbono ($\delta^{13}\text{C}$) en las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos.

POZO	CAMPO	ISÓTOPOS $\delta^{13}\text{C}$	
		$\delta^{13}\text{C SAT}$	$\delta^{13}\text{C AROM}$
VLG-3643 ¹	CEUTA	NA	NA
VLG-3659 ¹		NA	NA
VLG-3715 ²		-26,50	-25,40
VLG-3765 ³		NA	NA
VLG-3785 ⁴		NA	NA
TOM-10	TOMOPORO	NA	NA
TOM-14		NA	NA
TOM-19		-26,80	-26,30
FRA-2 (B-1 SUP)	FRANQUERA	-26,80	-26,40
FRA-2 (B-1 INF MED)		-26,60	-26,40
FRA-2 (B-4 SUP)		-26,70	-26,40
FRA-2 (B-4 INF)		-26,70	-26,30
CEI-1X ^{3,5}	LA CEIBA	NA	NA
CEI-6		-26,80	-26,20
MGB-1	BARÚA	-26,80	-26,30
MGB-5		NA	NA
MGB-25		-26,70	-26,40
MGB-45		NA	NA
MOT-26	MOTATÁN	-26,70	-26,30
MOT-50		NA	NA

NA: no analizado

¹ Gallango y Tocco (1994)

² Buiskool y Van Der Veen (1985)

³ Cassani *et al.* (1997)

⁴ Rodríguez (1999)

⁵ Méndez *et al.* (1997)

Condiciones rédox del ambiente de sedimentación. De acuerdo a los resultados obtenidos en la concentración de vanadio y níquel y las correlaciones entre ellos (discutido previamente) (Tabla 1), se pudo determinar que las muestras de crudos analizadas presentan pocas variaciones en cuanto a las condiciones paleoambientales del ambiente de sedimentación, las cuales indican condiciones anóxicas. Sin embargo, los resultados de análisis moleculares permiten obtener mayor información en cuanto a estas condiciones, que podrían ayudar a soportar lo mencionado anteriormente.

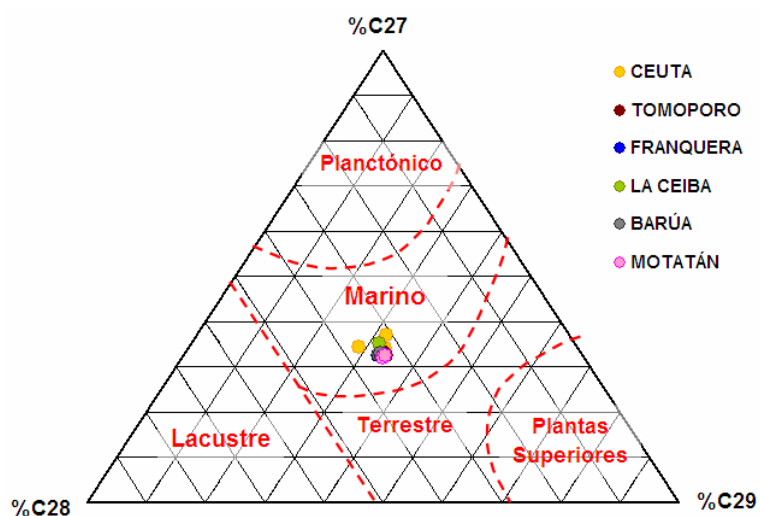


Figura 35. Diagrama ternario de la distribución de esteranos C_{27} , C_{28} y C_{29} .

La relación P/F en las muestras de crudos analizadas varía de 0,89 a 1,10 con un promedio de 1,01, lo que sugiere pocos cambios en las condiciones de sedimentación de la roca madre, cuyas condiciones fueron reductoras para la preservación de la materia orgánica, específicamente condiciones anóxicas.

Los isoprenoides P y F pueden ser correlacionados con los n -alcanos a través de las relaciones $P/n-C_{17}$ y $F/n-C_{18}$, para predecir condiciones relacionadas al ambiente de sedimentación de la roca madre que generó los crudos. La correlación gráfica de estas relaciones es frecuentemente utilizada para obtener información en cuanto al tipo de materia orgánica, condiciones redox y madurez (Connan y Cassou, 1980) (Figura 30). De acuerdo a los resultados obtenidos puede evidenciarse que las muestras de crudos analizadas presentan pocas variaciones, las cuales indican que fueron generados a partir de materia orgánica marina en ambientes reductores, lo que podría de alguna manera dar soporte a lo anteriormente mencionado. Sin embargo, puede visualizarse que los crudos de Ceuta, presentan algunas variaciones en cuanto a la tendencia general de los demás campos, las cuales pudiesen estar ligadas a procesos de biodegradación y madurez, más no a diferencias en las condiciones paleoambientales del ambiente de sedimentación, ya que pudo determinarse a través de la relación V/Ni

que los crudos fueron generados por una roca madre que fue depositada bajo las mismas condiciones redox del ambiente de sedimentación.

La distribución de homohopanos observada en los cromatogramas de masas de m/z 191 (Figura 33), indican que existe un predominio de C_{35} sobre el C_{34} , asociado a condiciones reductoras anóxicas (Peters *et al.*, 2005). Este comportamiento puede ser observado en la figura 36, la cual muestra la distribución total de homohopanos para las muestras analizadas.

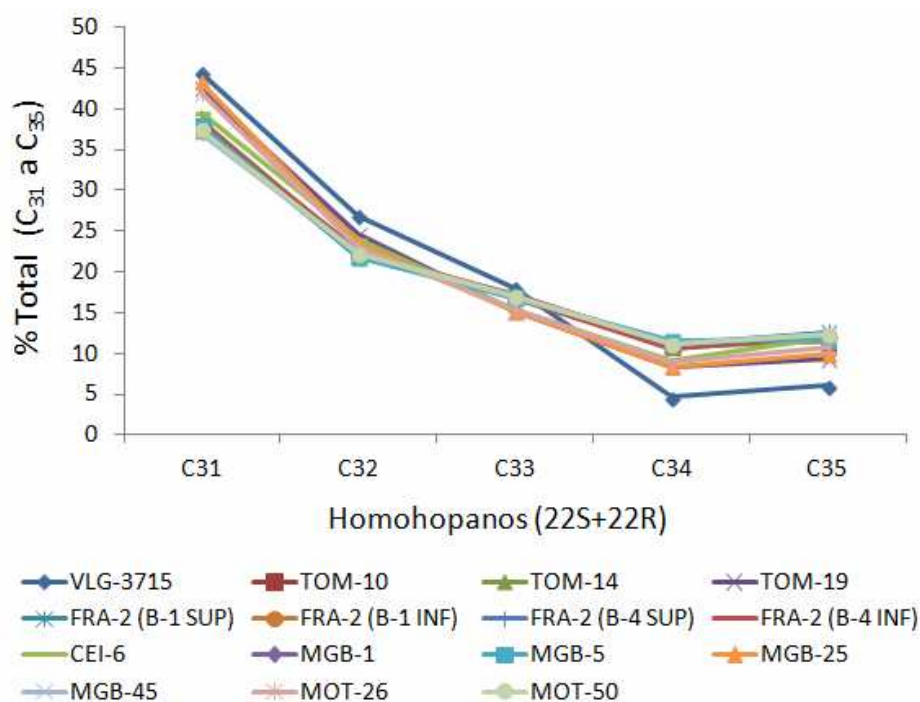


Figura 36. Patrón de distribución de homohopanos para las muestras de crudos analizadas.

Litología de la roca madre. A continuación se discuten las variaciones de algunos compuestos con la finalidad de predecir las facies litológicas que tuvieron influencia en la sedimentación de la roca madre.

A pesar de existir evidencias de mezclas de crudos biodegradados (primera carga) con no biodegradados (segunda carga), pudo determinarse que los crudos existentes actualmente en los yacimientos, están dominados por la fase de generación y expulsión de la segunda carga (determinado a través de la relación C_{29} 25-

norhopano/C₂₉ norhopano discutida previamente), permitiendo que su composición elemental y molecular este mayormente asociada a los crudos recientes no biodegradados. Sin embargo, los resultados de análisis composicionales permitió sugerir que el área está dominada por variaciones en la intensidad de las mezclas, haciendo que hacia Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán, la mezcla haya sido mayor permitiendo la menor preservación de las características originales del crudo, razón por la cual no es conveniente utilizar el contenido de azufre como indicador de litología, ya que sus variaciones son productos de procesos secundarios que pueden afectar la determinación de facies litológicas en el área, por lo que resulta más confiable el uso de biomarcadores para estimar dichas características.

La distribución de terpanos puede ser utilizada para inferir las características de la roca madre que generó los crudos del área, específicamente las relaciones de terpanos tricíclicos C₂₂/C₂₁, C₂₄/C₂₃ y C₂₆/C₂₅ así como las relaciones de C₃₁R/C₃₀ hopano, C₃₅S/C₃₄S y C₂₉/C₃₀ hopanos, las cuales guardan una relación directa con el tipo de litología que tuvo mayor influencia en la sedimentación de la roca madre, por ende son de gran utilidad para distinguir crudos derivados de carbonatos, lutitas marinas, lacustrinos o margas (Peters *et al.*, 2005). La tabla 6 muestra los rangos establecidos por López (2013) y Peters *et al.* (2005) para estas relaciones en los diferentes ambientes de sedimentación, a partir de los cuales se puede inferir las facies que estuvieron dominando en la sedimentación de la roca madre que generó los crudos del área.

Tabla 6. Rangos establecidos en las relaciones de terpanos tricíclicos, hopanos y homohopanos para inferir facies litológicas de sedimentación.

TIPO DE AMBIENTE	C ₂₂₋₃ /C ₂₁₋₃ ^a	C ₂₄₋₃ /C ₂₃₋₃ ^a	C ₂₆₋₃ /C ₂₅₋₃ ^b	C ₃₁ R/C ₃₀ HOPANO ^b	C ₃₅ S/C ₃₄ S ^b	C ₂₉ /C ₃₀ HOPANO ^b
CARBONATOS Y MARGAS	≥ 0,40	≤ 0,60	0,60 - 1,00	≥ 0,30	≥ 0,80	≥ 0,60
LUTITAS MARINAS	0,20 - 0,40	0,60 - 1,00	0,50 - 1,30	0,20 - 0,40	0,40 - 1,20	0,30 - 0,70
LACUSTRINO	0,30 - 0,40	> 1,00	0,90 - 2,00	0,15 - 0,30	0,20 - 0,80	0,30 - 0,80

^a López (2013)

^b Peters, *et al.* (2005)

Los cálculos de estas relaciones para los crudos analizados se encuentran entre C₂₂/C₂₁ = 0,47 – 0,54, C₂₄/C₂₃ = 0,52 – 0,64, C₂₆/C₂₅ = 0,75 – 0,87, C₃₁R/C₃₀ hopano

= 0,37 – 0,48, $C_{35}S/C_{34}S = 0,87 – 1,30$ y C_{29}/C_{30} hopanos = 0,76 – 0,84 (Tabla 4). De acuerdo a los valores obtenidos puede observarse que existen pocas variaciones entre las muestras de crudos analizadas, encontrándose en los rangos mencionados previamente para calizas y margas. La relación C_{24}/C_{23} para la muestra de Ceuta se encuentra por encima del límite establecido para carbonatos y margas, sin embargo la diferencia es muy pequeña para considerar facies litológicas diferentes para los crudos de Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán (Figura 37 y 38).

Estos resultados sugieren que los crudos analizados fueron originados por una roca madre marina carbonática, y las pocas variaciones existentes no muestran de manera concreta la presencia de otras facies litológicas en la sedimentación de la roca madre. Por otra parte, Peters *et al.* (2005) establecen que las bajas señales de diasteranos frente a los esteranos, podría relacionarse a ambientes marinos carbonáticos, dando esto soporte a lo observado con la distribución de terpanos, ya que en todas las muestras analizadas se observa baja intensidad de los diasteranos frente a los esteranos (Figura 32), lo que puede ser evidenciado a través de las relación $C_{27}D/C_{27}E$ las cuales se encuentra entre 0,15 – 0,22 (Tabla 3).

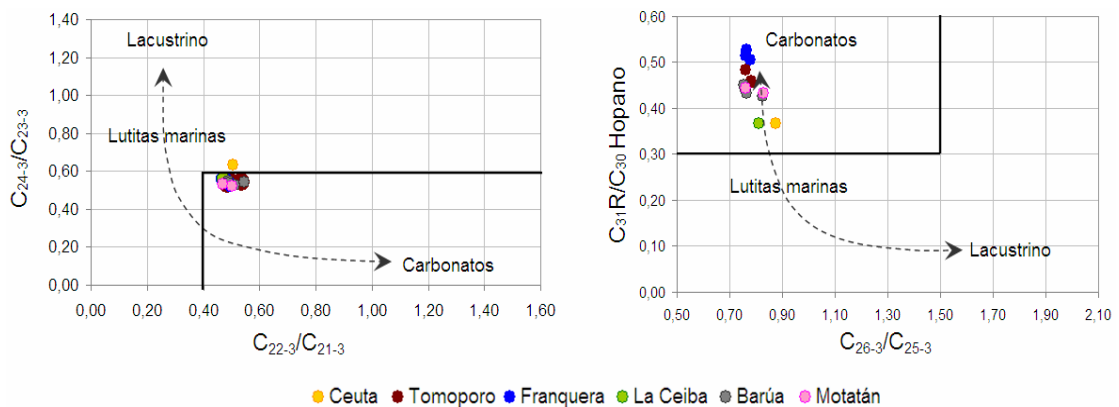


Figura 37. Correlaciones entre terpanos tricíclicos y hopanos para distinguir cambio de facies litológicas de la roca madre que generó los crudos de estudio.

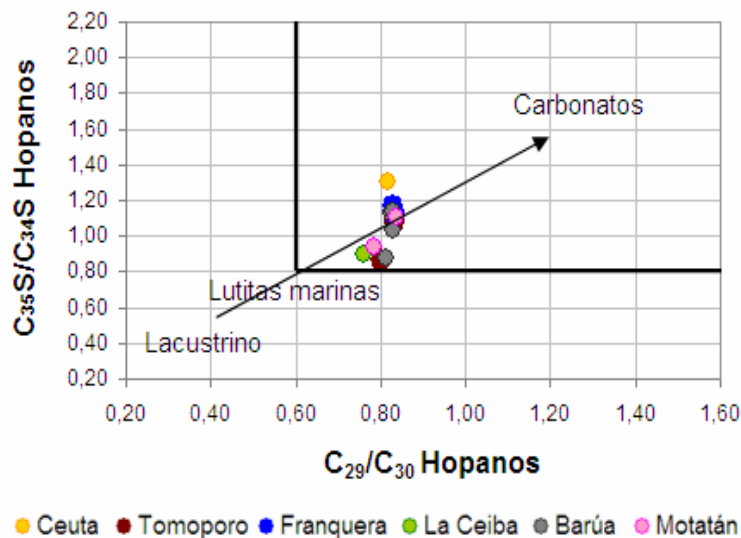


Figura 38. Correlaciones entre hopanos y homohopanos para distinguir cambio de facies litológicas de la roca madre que generó los crudos de estudio.

Adicionalmente, la distribución de los isómeros del metildibenzotiofeno (4-MeDBT, 2,3-MeDBT y 1-MeDBT) (Figura 39), es utilizada para distinguir características de crudos derivados de rocas madre con variaciones en sus facies litológicas, ya que la madurez térmica causa reducción significativa y redistribución de los isómeros del metildibenzotiofeno (MeDBT), marcando diferencias entre crudos derivados de facies carbonáticas y siliciclásticas, donde la distribución de estos isómeros adquiere una forma particular dependiendo de la litología de la roca madre (forma de escalera para crudos carbonáticos y forma de V para crudos siliciclásticos debido al decrecimiento en la concentración del 2,3 MeDBT) (Hughes, 1984 en López, 2013). De acuerdo a la distribución de estos isómeros (Figura 39), puede observarse que en todos los casos el 4-MeDBT > 2,3-MeDBT > 1-MeDBT, presentando forma de escalera, asociada usualmente con una roca madre con facies carbonáticas en los crudos de Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán, los cuales son los que cuentan con este análisis. No se puede predecir el tipo de facies para los crudos de Ceuta a través de estos compuestos, ya que los mismos no cuentan con datos de los isómeros del metildibenzotiofeno (4-MeDBT, 2,3-MeDBT y 1-MeDBT).

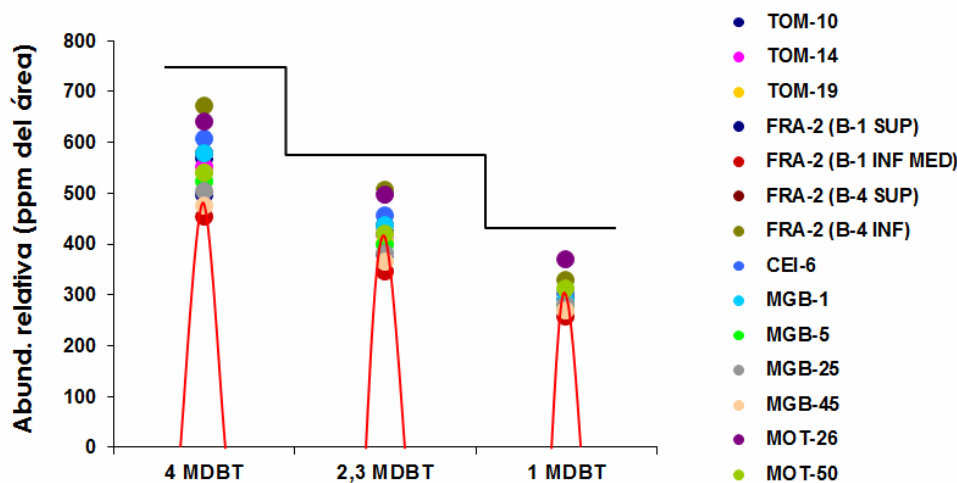


Figura 39. Distribución de los isómeros del metildibenzotiofeno para las muestras de crudos analizadas.

Otros parámetros moleculares que pueden ser utilizados son las relaciones con el DBT/F (Tabla 7), específicamente la relación DBT/F vs. P/F (Hughes *et al.*, 1995 en López, 2013), donde puede notarse que los crudos del área no presentan un comportamiento definido hacia las zonas establecidas en el gráfico, ubicándose en el límite de ambientes lacustres y lutitas marinas (Figura 40A). Sin embargo, al relacionar el DBT/F vs. %S (Hughes *et al.*, 1995 en López, 2013) puede notarse como los crudos se ubican dentro del área interpretada como carbonatos marinos o marino mixto (Figura 40B).

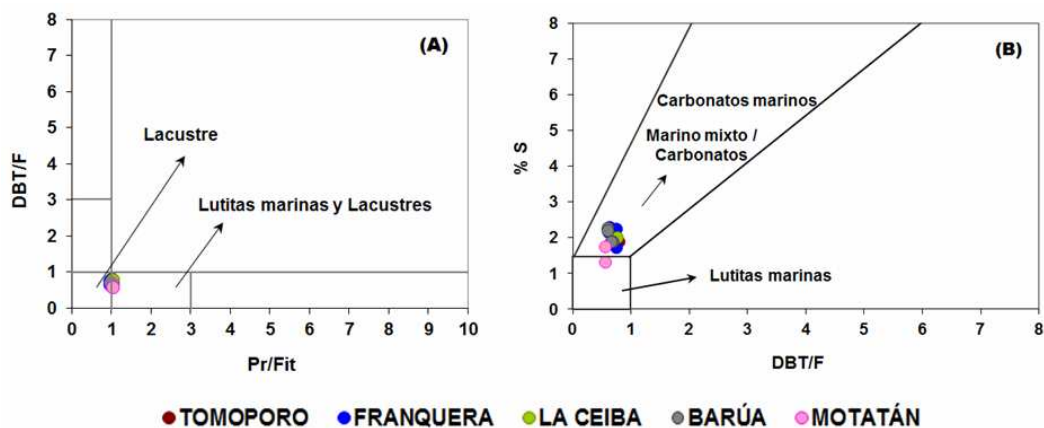


Figura 40. (A). Relación del DBT/F vs. P/F. (B) Relación del DBT/F vs. concentración de azufre.

De acuerdo a los resultados obtenidos se tienen suficientes soportes que evidencian que la roca madre que genero los crudos del área es carbonática, con materia orgánica marina depositaba bajo condiciones anóxicas.

Madurez de los crudos

El índice preferencial de carbono (*CPI*), puede ser utilizado como indicador de madurez térmica, de acuerdo a la pérdida de predominancia par o impar heredada de la fuente de la materia orgánica o de las condiciones redox del ambiente de sedimentación (López, 2008). Los valores de *CPI* obtenidos (Tabla 2), se encuentran entre 0,97 y 1,08 indicando la pérdida de predominancia par o impar, lo que sugiere que los crudos son maduros, sin indicar la etapa de madurez alcanzada.

La relación entre isoprenoides y *n*-alcanos, muestran una disminución con el aumento de la madurez térmica, como consecuencia de una mayor generación de *n*-alcanos debido al craqueo térmico del querógeno (Peters *et al.*, 2005). La figura 30 muestra la relación que presentan los isoprenoides con los *n*-alcanos indicando que los crudos del área presentan variaciones en los niveles de madurez, donde puede notarse que los crudos de Ceuta reflejan una disminución considerable de esta relación, que pudiese indicar mayores niveles de madurez con respecto a los crudos de Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán.

La relación de terpanos tricíclicos C_{21-3}/C_{23-3} , C_{24-3}/C_{23-3} y terpanos tricíclicos/hopanos es frecuentemente utilizada para evaluar la madurez en bitúmenes y crudos, debido a que la concentración de estos terpanos (C_{23-3}), se incrementa con la madurez térmica (López, 2013). Los cálculos de estas relaciones se muestran en la tabla 4, cuyos resultados fueron $C_{21-3}/C_{23-3} = 0,31 - 0,36$ (mayor valor en VLG-3715), $C_{24-3}/C_{23-3} = 0,52 - 0,64$ (mayor valor en la muestra del pozo VLG-3715) y terpano tricíclicos/hopanos = 0,99 – 1,35, a excepción de la muestra del pozo VLG-3715 que refleja un aumento considerable mostrando un valor de 2,98. Estos resultados junto con las representaciones gráficas de estas relaciones (Figura 41), permiten predecir que los crudos de Ceuta presentan un nivel de madurez mayor en comparación con los de Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán.

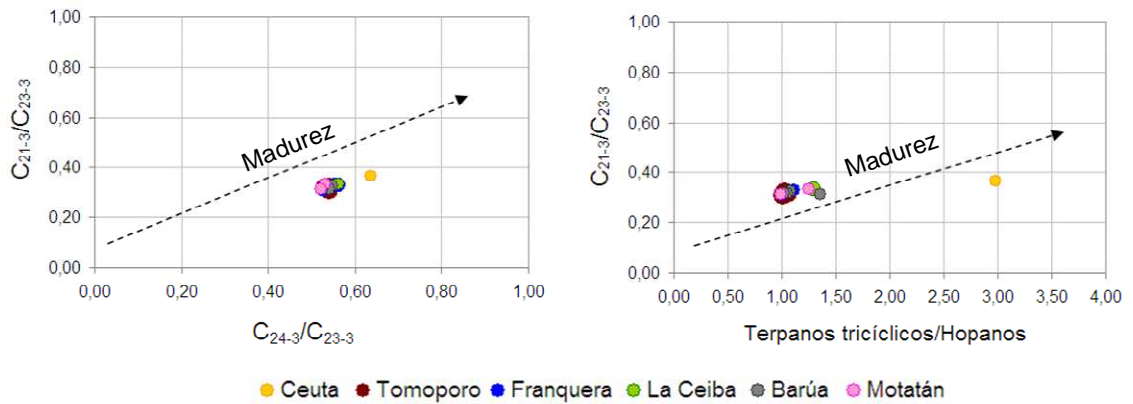


Figura 41. Relaciones de terpanos tricíclicos y pentacíclicos para evaluar la madurez de los crudos del área.

La relación $T_s/(T_s+T_m)$ es utilizada para evaluar madurez de los crudos, la cual aumenta con el aumento de los procesos de maduración térmica (Peters *et al.*, 2005). De acuerdo a los resultados del cálculo de esta relación (Tabla 4), se puede evidenciar que a pesar de no existir grandes diferencias en los valores obtenidos para las muestras de crudos analizadas, los mismos son maduros y posiblemente en Ceuta la madurez es mayor ($T_s/(T_s+T_m) = 0,40$) en comparación con Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán donde $T_s/(T_s+T_m) = 0,31 - 0,34$. La isomerización de los homohopanos de C_{31} a C_{35} calculada a través de la relación $22S/(22S+22R)$ para el C_{31} , pudiese indicar crudos en inicio de ventana de generación de petróleo, donde los valores de la relación $C_{31} 22S/(22S+22R) = 0,51 - 0,56$ (Tabla 4). Los valores del equilibrio del C_{31} y C_{32} se alcanzan a madurez temprana, pudiendo ser mayor la madurez, por lo que es conveniente corroborarla con otros indicadores. Sin embargo, Schoell *et al.* (1983) en López (2013), indican que los crudos con valores de la relación de 0,50 a 0,54 se encuentran al inicio de la generación, alcanzando el equilibrio a madurez temprana con valores entre 0,57 a 0,62, equivalentes a valores de reflectancia de vitrinita de 0,50.

En función de que los crudos del área fueron generados por una roca madre que fue depositada bajo las mismas condiciones del ambiente de sedimentación, la relación del C_{30} -moretano y C_{30} -hopano puede ser utilizada para determinar la madurez de los

crudos, ya que la misma presenta un decrecimiento con el incremento de la madurez térmica (Peters *et al.*, 2005). Los valores de esta relación se encuentran entre 0,10 y 0,14 (Tabla 4), lo que sugiere que los todos los crudos del área son maduros (donde valores $< 0,15$ indican crudos maduros según Peters *et al.*, 2005).

Volkman *et al.* (1983a) establecen que la relación Ts/C_{30} hopano, puede ser utilizada para distinguir la madurez en crudos muy maduros y condensados. Sin embargo, a pesar de que los crudos del área según discusiones previas, se encuentran en madurez temprana, esta relación podría aplicarse como una evidencia adicional para indicar las posibles variaciones de madurez, específicamente mayor madurez en los crudos de Ceuta (Ts/C_{30} hopano = 0,31) en comparación con Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán (Ts/C_{30} hopano = 0,13 – 0,18). Adicionalmente, estos mismos autores establecen dos relaciones a partir de la distribución de esteranos ($C_{29}\alpha\alpha\alpha$ 20S/ $C_{29}\alpha\alpha\alpha$ 20R y $C_{29}\alpha\beta\beta$ 20R/ $C_{29}\alpha\alpha\alpha$ 20R), las cuales incrementan con el aumento de los procesos de maduración, permitiendo distinguir las posibles diferencias en el grado de madurez de los crudos analizados. Los cálculos de estas relaciones se muestran en la tabla 3, y los mismos presentan variaciones en los crudos de Ceuta y La Ceiba ($C_{29}\alpha\alpha\alpha$ 20S/ $C_{29}\alpha\alpha\alpha$ 20R = 1,18 – 1,22 / $C_{29}\alpha\beta\beta$ 20R/ $C_{29}\alpha\alpha\alpha$ = 1,43 – 1,59) en comparación con los de Tomoporo, Franquera, Barúa y Motatán ($C_{29}\alpha\alpha\alpha$ 20S/ $C_{29}\alpha\alpha\alpha$ 20R = 0,62 – 0,82 / $C_{29}\alpha\beta\beta$ 20R/ $C_{29}\alpha\alpha\alpha$ = 1,20 – 1,34), indicando que los crudos de Ceuta y La Ceiba podría tener un nivel de madurez mayor que los de Tomoporo, Franquera, Barúa y Motatán. Este comportamiento también es observado a partir de la isomerización de los esteranos ($C_{29}20S$ y $C_{29}\beta\beta$), los cuales aumentan con los procesos de madurez, hasta alcanzar el equilibrio entre los isómeros correspondientes, con valores de 0,52 a 0,55 para $C_{29}20S$ y de 0,67 a 0,71 $C_{29}\beta\beta$ (Peters *et al.*, 2005). Los valores de la relación $C_{29}20S$ se encuentran entre 0,52 – 0,57 para los crudos de Ceuta y La Ceiba y entre 0,38 – 0,43 para Tomoporo, Franquera, Barúa y Motatán, mientras que para la relación $C_{29}\beta\beta$ los valores se encuentran entre 0,54 – 0,58 para Ceuta y La Ceiba y entre 0,54 – 0,60 para Tomoporo, Franquera, Barúa y Motatán (Tabla 3), cuyas tendencias gráficas pueden observarse en la figura 42, donde se evidencia que los crudos de Ceuta y La Ceiba, se

aíslan de la tendencia general de los demás campos, indicando un posible nivel de madurez mayor.

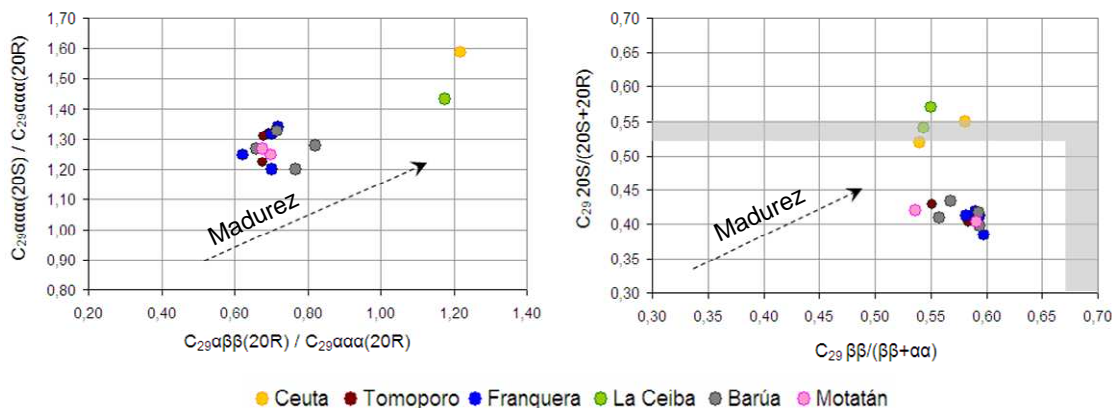


Figura 42. Relaciones basadas en la isomerización de los esteranos para evaluar la madurez de los crudos del área.

Otros parámetros de madurez que son frecuentemente utilizados, son los obtenidos a partir de la fracción de hidrocarburos aromáticos, ya que el grado de aromatización incrementa con el aumento de la madurez, causando estabilidad térmica de los isómeros respecto a la madurez (Peters *et al.*, 2005). Por lo tanto, la distribución de hidrocarburos aromáticos obtenida a través del fenantreno (F) (m/z 178), metilfenantreno (MeF) (m/z 192), esteroides triaromáticos (TAS) (m/z 231) y esteroides monoaromáticos (MAS) (m/z 253) (Figuras 43 y 44), fueron utilizadas para determinar la madurez de los crudos del área, considerando que estos compuestos no fueron afectados por los procesos de biodegradación. La interpretación de estos biomarcadores permitió calcular la reflectancia de vitrinita inferida (R_c), a partir del índice de metilfenantreno (IMeF-1), el cual es calculado usando la integración de las señales en los cromatogramas de masas de m/z 178 y m/z 192, correspondientes al fenantreno y metilfenantreno respectivamente. Los cálculos de R_c para las muestras analizadas se encuentran entre 0,78 – 0,81 (Tabla 7), lo que permite inferir que todos los crudos del área fueron generados en un nivel de madurez relativamente similar, que de acuerdo al gráfico de IMeF-1 vs R_o de Radke *et al.* (1986), estos valores se

ubican en el rango de crudos maduros. Adicionalmente los valores de Rc obtenidos permiten sugerir comienzo de ventana de petróleo.

Los esteranos monoaromáticos (siglas en inglés MAS: *MonoAromatic Steranes*) son utilizados como indicadores de madurez, debido a que con el avance de los procesos de maduración térmica aumenta la concentración de los esteranos monoaromáticos de 21 y 22 átomos de carbono (MASI) respecto a los de 27, 28 y 29 átomos de carbono (MASII), debido a la mayor estabilidad térmica del grupo MASI respecto al grupo MASII (Peters *et al.*, 2005). La relación entre estos compuestos (MASI/(MASI + MASII)), permite determinar el nivel de madurez en que fueron generados los crudos del área y las posibles diferencias entre ellos, cuyos cálculos no presentan variaciones significativas, encontrándose entre 0,10 y 0,14 (Tabla 7), lo que podría indicar un bajo nivel de madurez térmica para todas las muestras analizadas. Este comportamiento es observado de igual manera a través de la distribución de esteranos triaromáticos (siglas en inglés TAS: *TriAromatic Steranes*), cuyo comportamiento está basado sobre la conversión del grupo II C₂₆-C₂₈ (TASII) a grupo I C₂₀-C₂₁ (TASI), por el rompimiento de la cadena lateral durante los procesos de maduración (Peters *et al.*, 2005). La conversión de estos compuestos está representada a través de la relación TASI/(TASI+TASII), cuyos valores en las muestras analizadas se encuentran entre 0,14 y 0,16 (Tabla 7), indicando baja conversión de TAS-II a TAS-I, lo que permite inferir baja madurez en los crudos del área. Es importante destacar que estas relaciones fueron obtenidas solo para las muestras de Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán, ya que estos datos no están disponibles para las muestras de Ceuta, por lo que las posibles variaciones en el nivel de madurez de los crudos de Ceuta, no pudo ser corroborado a través de la distribución de esteranos monoaromáticos y triaromáticos.

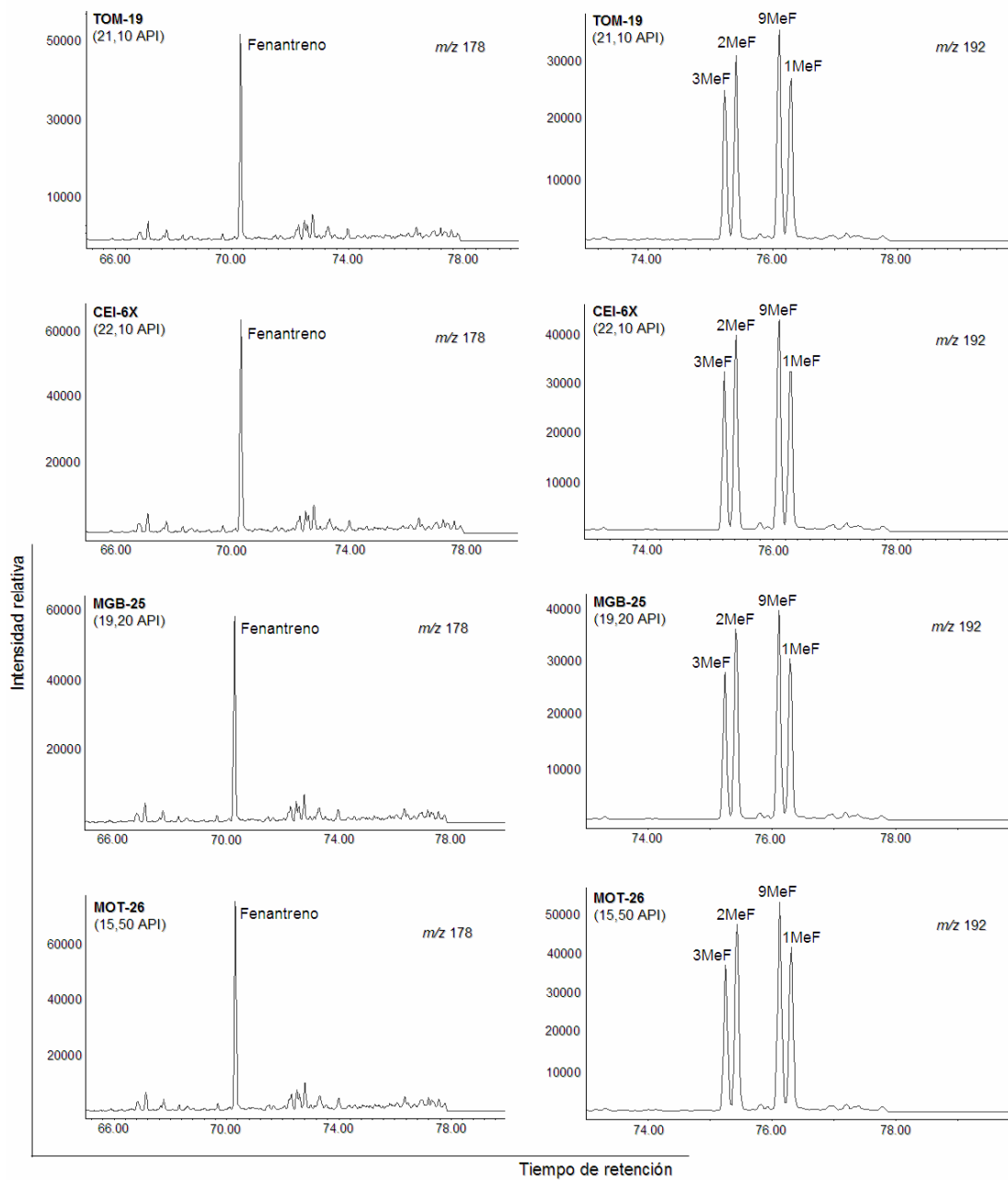


Figura 43. Cromatogramas de masas de la distribución de fenantreno (m/z 178) y metilfenantreno (m/z 192) para muestras seleccionadas del área de estudio.

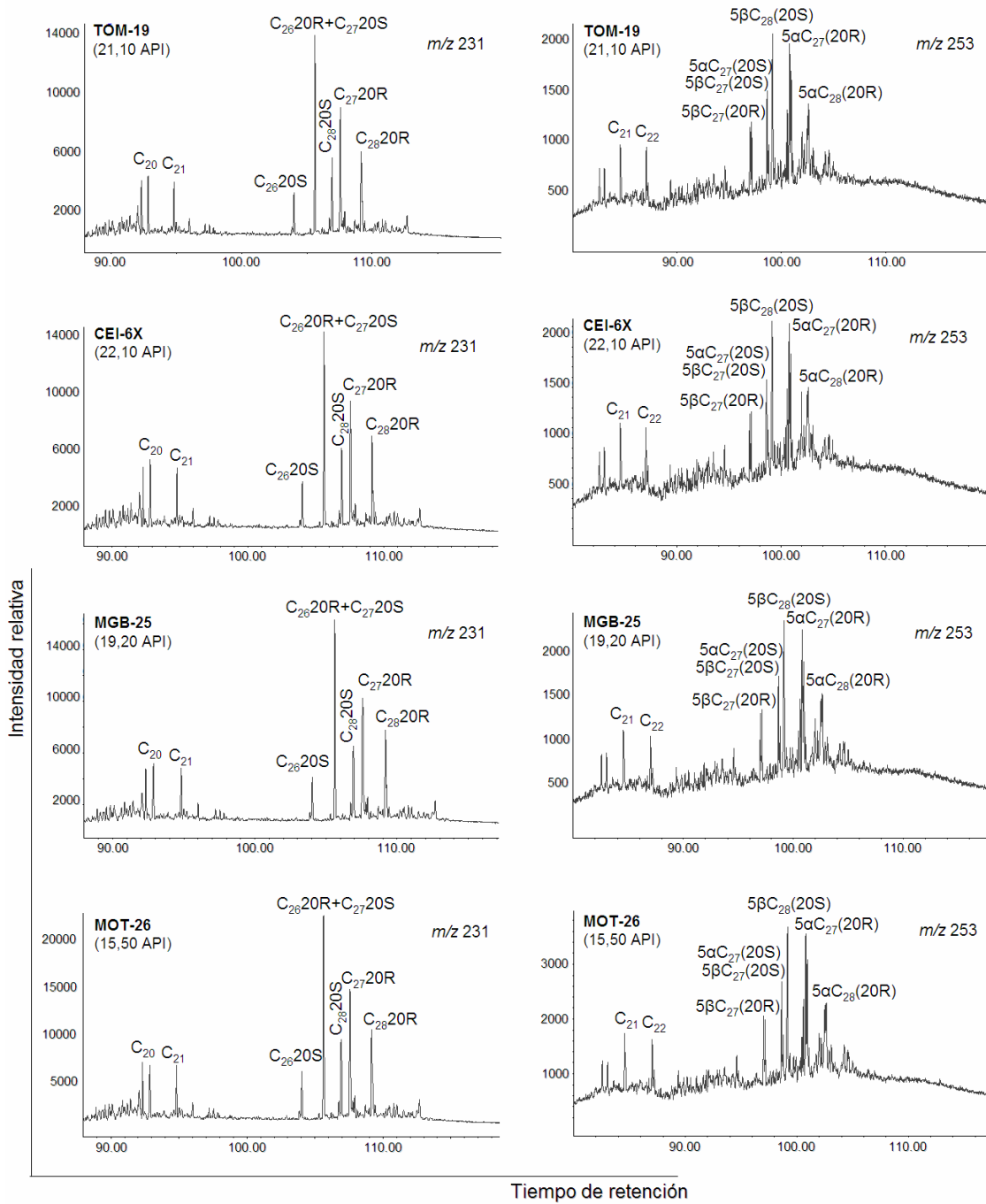


Figura 44. Cromatogramas de masas de la distribución de esteranos triaromáticos (m/z 231) y esteranos monoaromáticos (m/z 253) para muestras seleccionadas del área de estudio.

Tabla 7. Relaciones moleculares a partir de la distribución de hidrocarburos aromáticos para las muestras de crudos analizados.

POZO	CAMPO	MAS ^a	TAS ^a	MAS-TAS ^a	IMeF-1 ^b	Rc ^b	F/MeF ^a	IMeDBT ^c	DBT/F ^d
VLG-3643 ¹		NA	NA	1,00	1,50	NA	NA	NA	NA
VLG-3659 ¹		NA	NA	0,98	1,12	NA	NA	NA	NA
VLG-3715	CEUTA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
VLG-3765 ²		NA	NA	0,98	NA	NA	NA	NA	NA
VLG-3785 ³		NA	NA	NA	1,09	NA	NA	NA	NA
TOM-10		0,14	0,15	0,81	0,69	0,78	0,49	1,90	0,81
TOM-14	TOMOPORO	0,12	0,15	0,79	0,70	0,79	0,49	1,92	0,78
TOM-19		0,11	0,14	0,76	0,70	0,79	0,47	1,81	0,74
FRA-2 (B-1 SUP)		0,11	0,14	0,76	0,71	0,79	0,48	1,79	0,63
FRA-2 (B-1 INF)	FRANQUERA	0,11	0,14	0,76	0,69	0,79	0,48	1,76	0,65
FRA-2 (B-4 SUP)		0,12	0,15	0,77	0,72	0,80	0,48	1,99	0,76
FRA-2 (B-4 INF)		0,12	0,16	0,79	0,72	0,80	0,50	2,05	0,76
CEI-1X ^{3,4}	LA CEIBA	NA	NA	0,98	0,75	NA	NA	NA	NA
CEI-6		0,12	0,15	0,77	0,73	0,81	0,47	2,01	0,77
MGB-1		0,12	0,15	0,78	0,73	0,81	0,48	2,01	0,70
MGB-5	BARÚA	0,13	0,14	0,79	0,71	0,79	0,48	1,87	0,68
MGB-25		0,11	0,14	0,76	0,71	0,79	0,47	1,79	0,61
MGB-45		0,11	0,14	0,76	0,70	0,79	0,48	1,76	0,62
MOT-26	MOTATÁN	0,10	0,14	0,75	0,72	0,80	0,46	1,74	0,58
MOT-50		0,10	0,14	0,74	0,71	0,80	0,45	1,72	0,58

MAS: MASI/(MASI + MASII) = $\sum(C_{21} + C_{22})/(\sum(C_{21} + C_{22}) + \sum(C_{27} + C_{29}))$; TAS: TASI/(TASI + TASII) = $\sum(C_{20} + C_{21})/(\sum(C_{20} + C_{21}) + \sum(C_{26} + C_{28}))$; MAS-TAS: TAS/(MAS + TAS) = $TAC_{28}/(MAC_{29} + TAC_{28})$; IMeF-1: $1,5(2MeF + 3MeF)/(F + 1MeF + 9MeF)$; Rc: $0,6 IMeF-1 + 0,4$; F/MeF: $F/(1MeF + 2MeF + 3MeF + 9MeF)$; IMeDBT: $4MeDBT/1MeDBT$

NA: no analizado

^a Peters *et al.* (2005)

^b Radke y Welte (1983)

^c Schou y Myhr (1987)

^d Hughes *et al.* (1995)

¹ Gallango y Tocco (1994)

² Cassani (1997)

³ Rodríguez (1999)

⁴ Méndez (1997)

La relación de esteranos monoaromáticos y triaromáticos totales (TA/(MA+TA)) en las muestras de Ceuta y La Ceiba, presentan diferencias a las obtenidas en los crudos de los demás campos (Tabla 7), permitiendo inferir posibles diferencias en el nivel de madurez. Esta relación se encuentra entre 0,98 y 1,00 para los crudos de Ceuta y La Ceiba, y entre 0,74 y 0,81 para Tomoporo, Franquera, Barúa y Motatán. Adicionalmente, los cálculos del IMeF-1 indican mayores valores en los crudos de Ceuta (1,09 – 1,24), en comparación de los demás campos (0,69 – 0,75), indicando posibles diferencias de madurez. A pesar de que el IMeF-1 no refleja diferencias para los crudos de La Ceiba, no se descarta la posibilidad de un nivel de madurez superior en este campo, identificado a través de los demás parámetros específicos discutidos.

La baja madurez de los crudos del área pudo ser corroborada a través de la relación F/MeF, cuyos valores se encuentran entre 0,45 y 0,50, muy por debajo del límite establecido para zonas de máxima generación. Esta relación alcanza valores de 2,2 en la zona de máxima generación de hidrocarburos (Peters y Moldowan, 1983 en López, 2013).

La integración de todos los parámetros utilizados para determinar la madurez, permitió identificar que los crudos del área presentan una madurez a inicios de ventana de petróleo, de acuerdo a la correlación aproximada de parámetros de madurez de Killops y Killops (1993). Las variaciones observadas en los crudos de Ceuta y La Ceiba, pudiesen estar relacionadas a leves variaciones en el nivel de madurez con respecto a Tomoporo, Franquera, Barúa y Motatán, que de acuerdo a los valores en las relaciones respectivas, corresponden a un nivel de madurez superior. Sin embargo, a pesar de las diferencias existentes, todas las muestras analizadas se ubican en el mismo intervalo de generación de petróleo (madurez temprana, comienzo de ventana de generación).

Modelado de cuencas

A continuación se presentan los resultados obtenidos de las técnicas de modelado 1D y 2D, realizadas con la finalidad de simular la evolución del sistema petrolífero, lo que permitió evaluar los procesos de generación, expulsión, migración y acumulación de petróleo dentro de una porción profunda de la cuenca, y su relación con las variaciones en la composición de los crudos del área. El modelo geológico generado para la realización del modelado, está basado en Espinosa y Alcalá (2009), cuya generación es indispensable, ya que permite entender y construir el marco geológico que estuvo presente en la formación de la cuenca, lo que tiene relación directa con los diferentes elementos del sistema petrolífero. El detalle del modelo geológico generado para el área se muestra en el anexo 1.

Modelado 1D de generación y expulsión de petróleo

A continuación se presentan los resultados obtenidos del modelado unidimensional (1D), para pozos reales y virtuales seleccionados en el área (4 reales y 15 virtuales) (Figura 45), cuya distribución permite evidenciar el comportamiento de los eventos de generación y expulsión de petróleo.

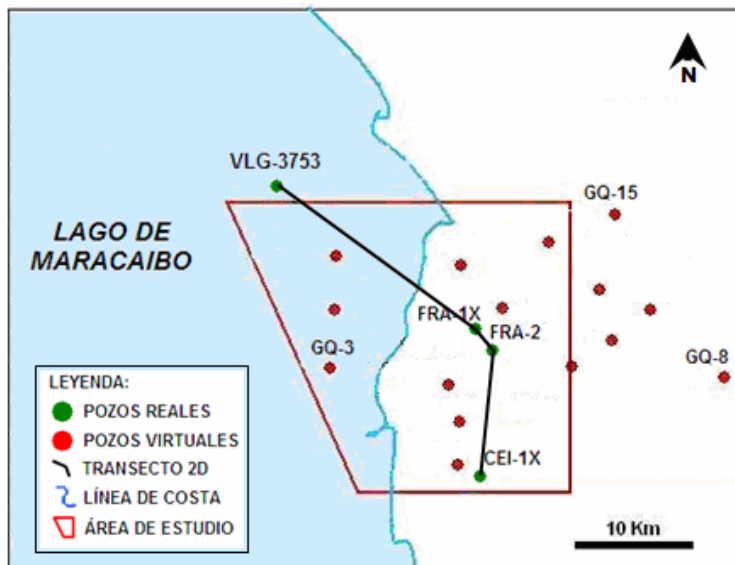


Figura 45. Distribución de pozos reales (VLG-3753, FRA-1X y CEI-1X) y virtuales (GQ-3, GQ-8 y GQ-15) seleccionados para los resultados del modelado 1D de generación y expulsión de petróleo.

Una vez establecido el modelo geológico del área (Anexo 1), se procedió a realizar la carga de los datos correspondientes en el software utilizado, siendo indispensable la definición de los porcentajes litológicos de cada formación involucrada en el modelo (Tabla 8), ya que los mismos están directamente relacionados con las condiciones y características de los elementos del sistema petrolífero. Para definir estos porcentajes litológicos fueron considerados los *masterlog* de pozos, seguimientos geológicos operacionales y descripciones de secciones tipo reportadas en el Léxico Estratigráfico de Venezuela (2011). Adicionalmente fue necesaria la búsqueda y carga de información geoquímica, petrofísica, temperatura de superficie y datos operacionales de pozos, para realizar la reconstrucción del flujo de calor del área y calibraciones

térmicas que garantizan la confiabilidad de los resultados. De igual manera el sistema de fallas es definido o asociado con porcentajes litológicos ya que las mismas son las principales vías de migración de hidrocarburos desde la roca madre hasta los yacimientos (migración secundaria), y actúan como medio de permeabilidad.

Como parte de los datos de entrada requeridos para realizar el modelado de cuencas, se encuentra datos geoquímicos del principal intervalo generador, los cuales permiten evaluar la calidad de la roca generadora en términos de riqueza orgánica total (%COT) y potencial generador (IH mgHC/gCOT), que para el caso del área de estudio y de toda la Cuenca del Lago de Maracaibo, se ha definido como roca madre a la Formación La Luna, cuyas condiciones originales han sido calculadas y se encuentran en el rango de 8 – 10 % de COT y alrededor de 600 mgHC/gCOT de índice de hidrógeno (Olivares *et al.*, 2004). Adicionalmente los datos de madurez térmica actual en función de reflectancia de vitrinita (%Ro) y temperatura máxima de pirólisis (Tmax), son de gran utilidad para la calibración del modelo termal y estimación de perfiles de madurez, que permitan determinar las etapas de madurez a lo largo del tiempo geológico, información vital para ajustar los tiempos de generación y expulsión de petróleo. Todos los datos geoquímicos de rocas requeridos fueron extraídos de la evaluación del potencial petrolífero del área (Molina y Valdéz, 2011).

Tabla 8. Composición litológica para cada formación considerada en el modelo geológico definido.

NOMBRE DEL INTERVALO	% LITOLÓGICOS ASIGNADOS
GRUPO COGOLLO	70 % CALIZA, 20 % LUTITA y 10 % ARENISCA
LA LUNA	55 % CALIZA, 40 % LUTITA, 5 % MARGA
MITO JUAN / COLÓN	95 % LUTITA y 5 % LIMOLITA
MISOA C	50 % ARENISCA, 30 % LUTITA y 20 % LIMOLITA
MISOA B4 - B6	50 % ARENISCA, 25 % LUTITA y 25 % LIMOLITA
MISOA B1 - B3	50 % ARENISCA, 30 % LUTITA y 20 % LIMOLITA
PAUJÍ	90 % LUTITA y 10 % LIMOLITA
MIOCENO	60 % ARENISCA, 25 % LUTITA y 15 % LIMOLITA
PLIOCENO	65 % ARENISCA, 25 % LIMOLITA y 10 % LUTITA
PLEISTOCENO	70 % ARENISCA, 15 % LUTITA y 15 % LIMOLITA
FALLAS	50 % ARENISCA, 30 % LUTITA y 20 % LIMOLITA

Los parámetros cinéticos que se utilizaron para simular los procesos de generación de hidrocarburos, fueron los establecidos en la lista de referencia de *Platte River Associates, Inc.* (*software* utilizado), seleccionando querógeno tipo II, cuyas propiedades se ajustan bastante bien a las características de la Formación La Luna.

Información de temperatura de fondo de pozo (BHT) fue requerida para ajustar las calibraciones del modelo, así como para establecer el gradiente geotérmico del área y reconstruir el flujo de calor. Estos parámetros están directamente relacionados con las condiciones de temperatura y presión de la secuencia estratigráfica y a su vez con el incremento de la madurez térmica alcanzada por la roca madre para su generación y expulsión de hidrocarburos. Estos datos fueron extraídos de carpetas de pozos y bases de datos corporativos como *finder* y *documentum*.

A continuación se describe la reconstrucción del flujo de calor, gradiente geotérmico y calibraciones del modelo, que permiten tener confiabilidad en los resultados obtenidos

Reconstrucción del flujo de calor

La reconstrucción del flujo de calor fue realizada tomando en cuenta la evolución geodinámica de la Cuenca del Lago de Maracaibo, así como la tabla que resume el flujo de calor asociado a los distintos tipos de cuencas sedimentarias de Allen y Allen (1990) (Figura 46). Fue considerado como un flujo de calor variable a lo largo del tiempo geológico, estableciendo que la cuenca ha pasado diversos episodios durante su formación, desde la apertura pre rift, margen pasivo, eventos de transición y margen activo (Figura 47). De acuerdo a esto pudo estimarse que el flujo de calor actual para el área de estudio se encuentra entre 40 y 50 mW/m², con tendencia de aumento en dirección oeste – este, lo cual se ajusta bastante bien a los calculados y reportados por Llanos (2000); Olivares *et al.* (2004); Schneider *et al.* (2009) y Delgado (2012). En la figura 48, se muestran los gráficos que evidencian la variación y distribución del flujo de calor actual en el área.

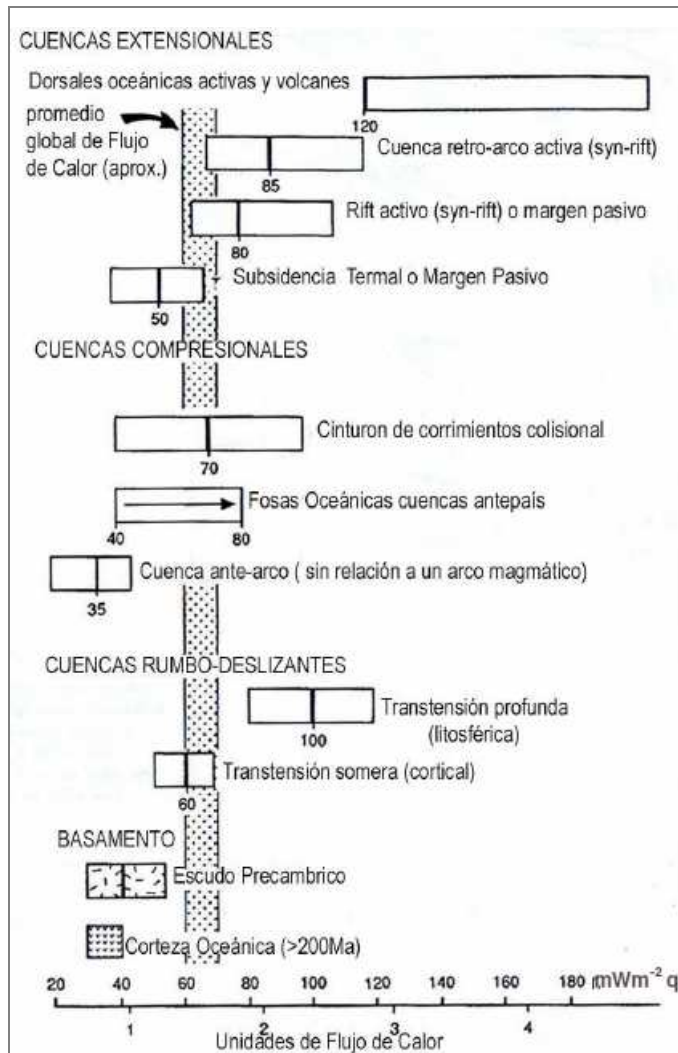


Figura 46. Valores de flujo de calor asociados a diferentes tipos de cuencas sedimentarias (modificado de Allen y Allen, 1990).

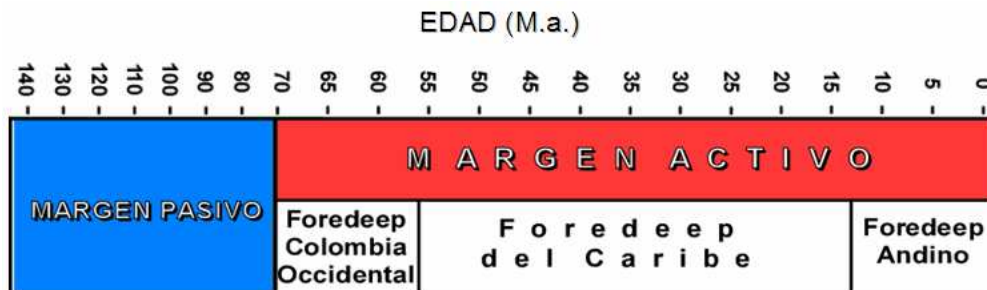


Figura 47. Evolución cronológica de los eventos geodinámicos involucrados en la formación de la Cuenca del Lago de Maracaibo, los cuales fueron considerados para la reconstrucción del flujo de calor del área.

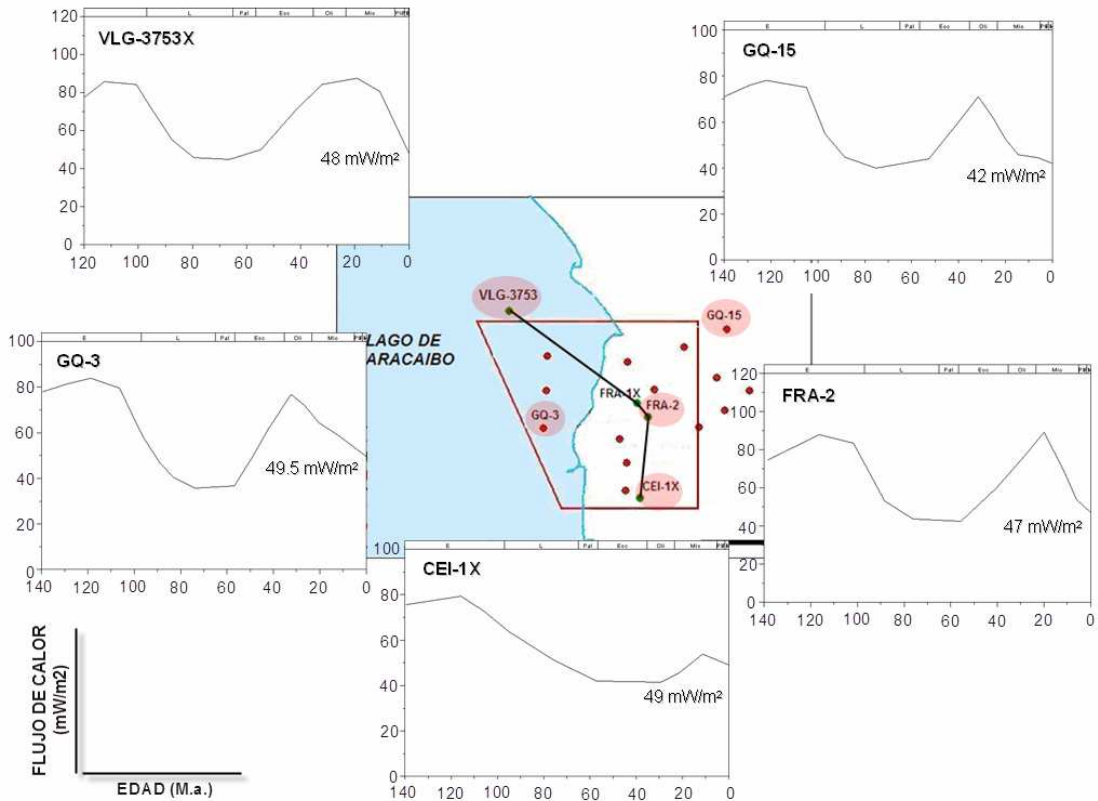


Figura 48. Reconstrucción del flujo de calor. Variación y distribución del flujo de calor actual en el área de estudio.

Gradiente geotérmico

Considerando los diferentes eventos asociados a la evolución de la cuenca, fueron definidos los flujos de calor en el tiempo, hasta obtener un flujo de calor actual ajustado con el gradiente geotérmico del área, este último calculado en base a los valores de temperatura de fondo de pozo (siglas en inglés *BHT* que significa *Bottom Hole Temperature*), los cuales reflejan un estimado de la temperatura del material en el cual es tomada la medida, pudiendo así observar las posibles variaciones de temperatura con la profundidad, cuya correlación es directamente proporcional (a mayor profundidad, mayores temperaturas), en donde la pendiente de la curva refleja un estimado del coeficiente de temperatura por intervalo de profundidad (Figura 49). La variación del coeficiente de temperatura asociado a cada pozo, permitió estimar y cartografiar el gradiente geotérmico del área (Figura 50), el cual influye en gran

escala en el modelo térmico, ya que incide directamente en las variaciones de temperatura existentes en toda la secuencia estratigráfica, que actúa como sobrecarga a la roca madre, lo que genera un efecto directo con las variaciones de madurez y por ende en las etapas de generación de hidrocarburos.

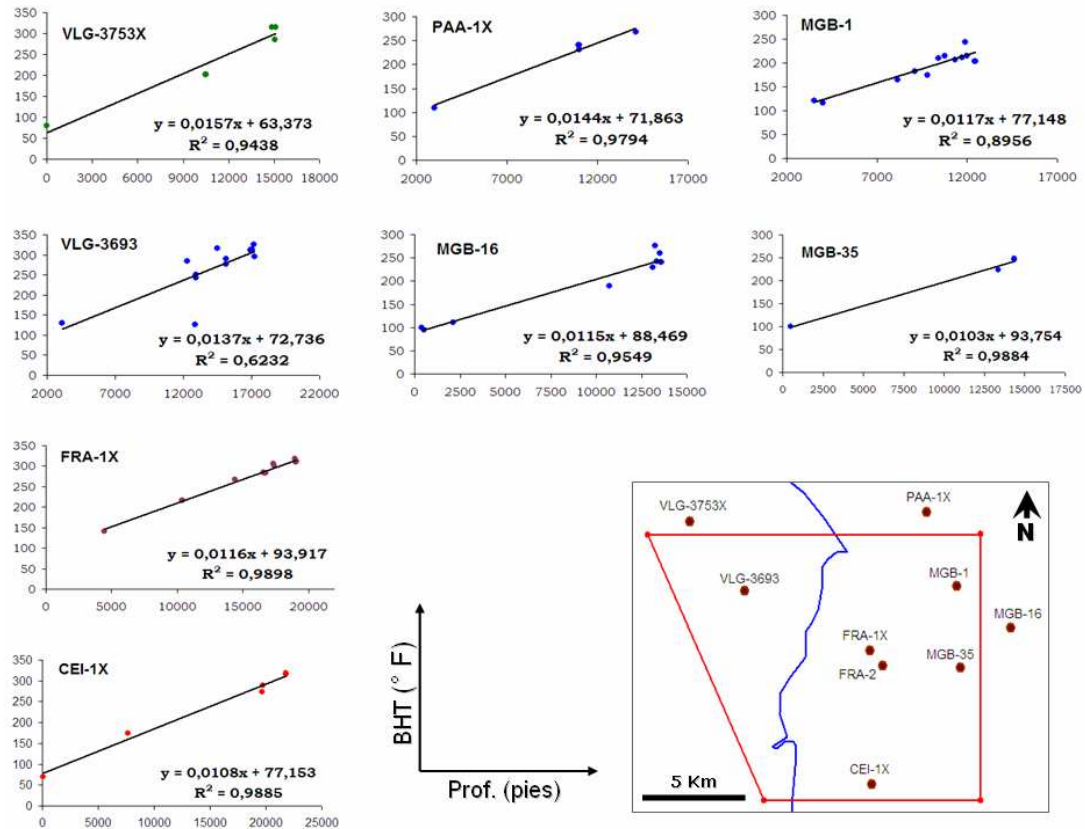


Figura 49. Correlaciones de temperatura de fondo de pozo (*BHT*) vs. profundidad, para estimar las variaciones del coeficiente de temperatura del área.

Desde un punto de vista general, los pozos considerados exhiben una tendencia uniforme para los gradientes geotérmicos, los cuales se encuentran entre 1,03 y 1,57 °F/100', con una tendencia generalizada de menor gradiente térmico hacia el sur y este del área (pozos MGB-35 y CEI-1X) y un aumento progresivo hacia el NE (Pozo VLG-3753X) (Figura 50). Cabe destacar que las tendencias observadas se encuentran controladas por los valores de *BHT* medidos en los pozos durante la perforación, los

cuales pudiesen tener un error asociado, mas sin embargo este rango coincide con las tendencias reportadas por Ghosh *et al.* (1995).

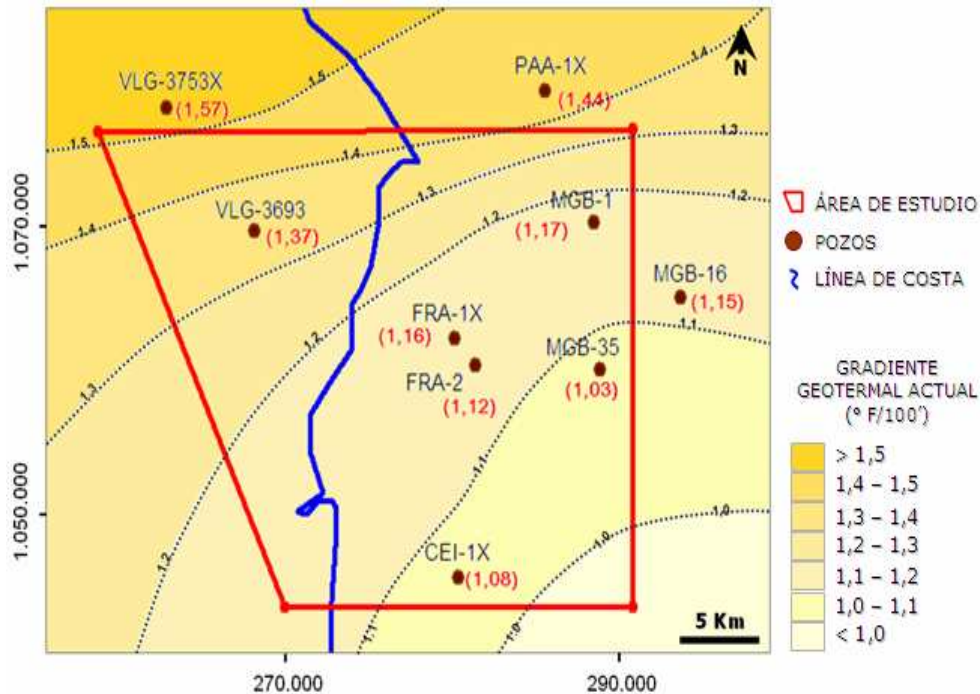


Figura 50. Gradiente térmico actual del área de estudio, calculado en base a las temperaturas de fondo de pozo (BHT).

Calibración térmica

La calibración térmica es el proceso mediante el cual se ajustan los valores medidos (datos reales) con los valores estimados por el *software*, sin perder de vista los fenómenos geológicos que ocurrieron en la formación de la cuenca. Este proceso es fundamental para completar el modelado de cuenca, ya que permite tener mayor confiabilidad de los resultados obtenidos, y a su vez permiten ajustar el marco geotérmico del área en base al gradiente térmico y flujo de calor determinado previamente. Estas calibraciones fueron realizadas en base a la disponibilidad de información, tomando como parámetros principales la reflectancia de vitrinita (%Ro), temperatura máxima de pirólisis (Tmax) y temperatura de fondo de pozo (BHT), mencionadas en orden de confiabilidad.

Las calibraciones fueron logradas ajustando los valores reales con la curva de tendencia estimada por el *software*, principalmente logrando una coincidencia de la curva con el primer y último valor medido, y de esta manera garantizar la calibración del modelo y por ende confiabilidad en los resultados. Los principales parámetros considerados para ajustar la calibración fueron los espesores erosionados, flujo de calor, gradiente geotérmico.

En base a esto y considerando los espesores erosionados determinados para el área y discutidos en el modelo geológico (Anexo 1), así como la historia de flujo de calor variable con variaciones en el flujo de calor actual, se obtuvieron buenas calibraciones para los pozos modelados (Figuras 51 a 53).

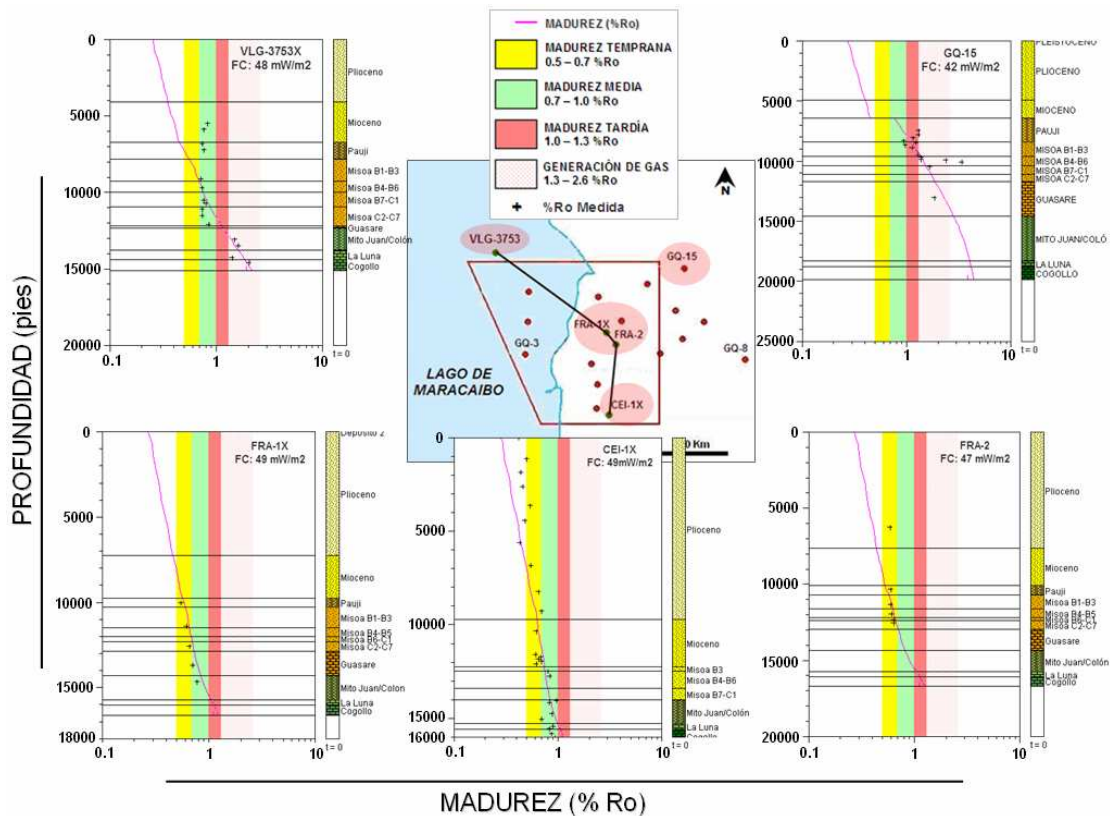


Figura 51. Calibraciones térmicas a través de valores medidos de reflectancia de vitrinita (%Ro). Puede observarse en el pozo GQ-15 un salto considerable de la curva de tendencia al entrar en el Eoceno, lo cual es debido al alto espesor erosionado hacia el este del área.

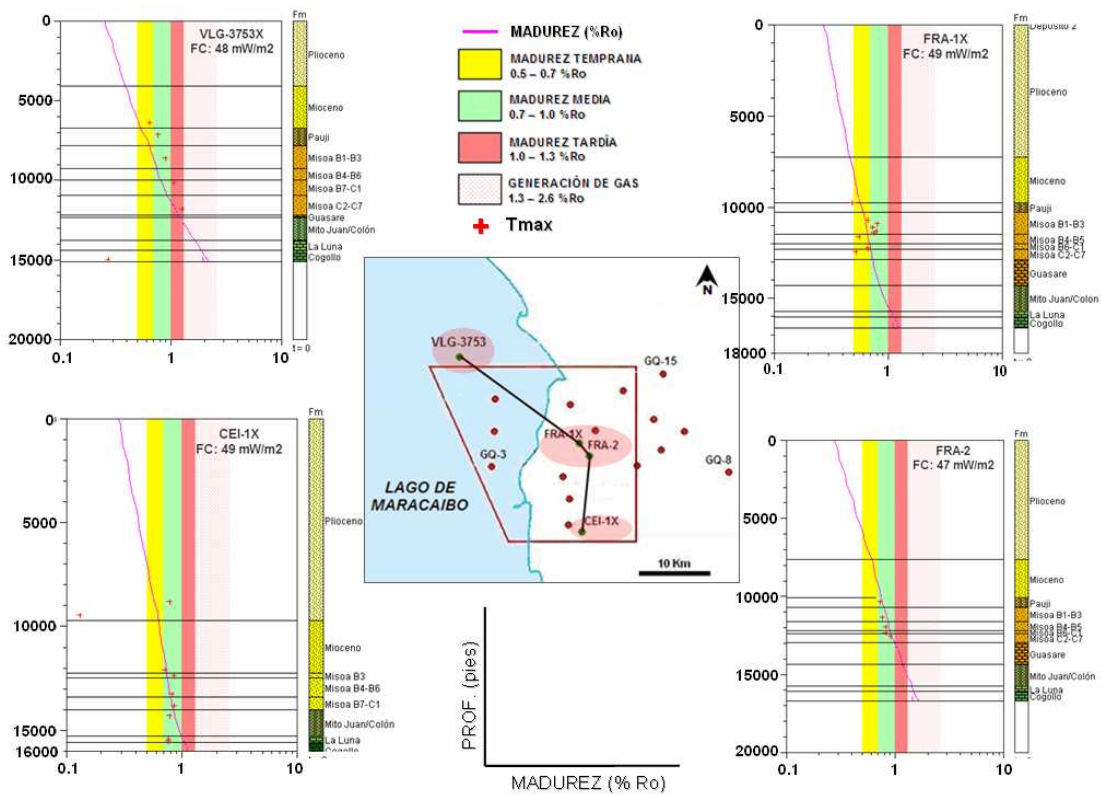


Figura 52. Calibraciones térmicas a través de valores medidos de temperatura máxima de pirólisis (Tmax).

Diagramas de soterramiento

Los diagramas de soterramiento permiten visualizar la evolución geológica de la cuenca en cada uno de los pozos considerados en el modelado, lo cual permite entender la evolución geológica del área de estudio. En estos diagramas puede apreciarse la sedimentación de las diferentes formaciones desde hace 140 M.a., así como los eventos de levantamiento, erosión y discordancias. Estos eventos son reflejados en el diagrama de soterramiento a través de cada una de las curvas graficadas, donde la pendiente de las mismas refleja la velocidad de sedimentación y subsidencia (a mayor pendiente mayor tasa de sedimentación y viceversa), mientras que pendientes inversas a las sedimentación (pendientes negativas), evidencian procesos de levantamiento y erosión. Las figuras 54 y 55 muestran los diagramas de soterramiento para los pozos reales VGL-3753X, FRA-1X y CEI-1X y pozos virtuales GQ-3, GQ-8 y GQ-15, los cuales evidencian de forma clara la evolución

geológica del área, a su vez reflejan las variaciones de temperatura con la profundidad (isotermas) y las ventanas de generación de hidrocarburos expresadas en %Ro.

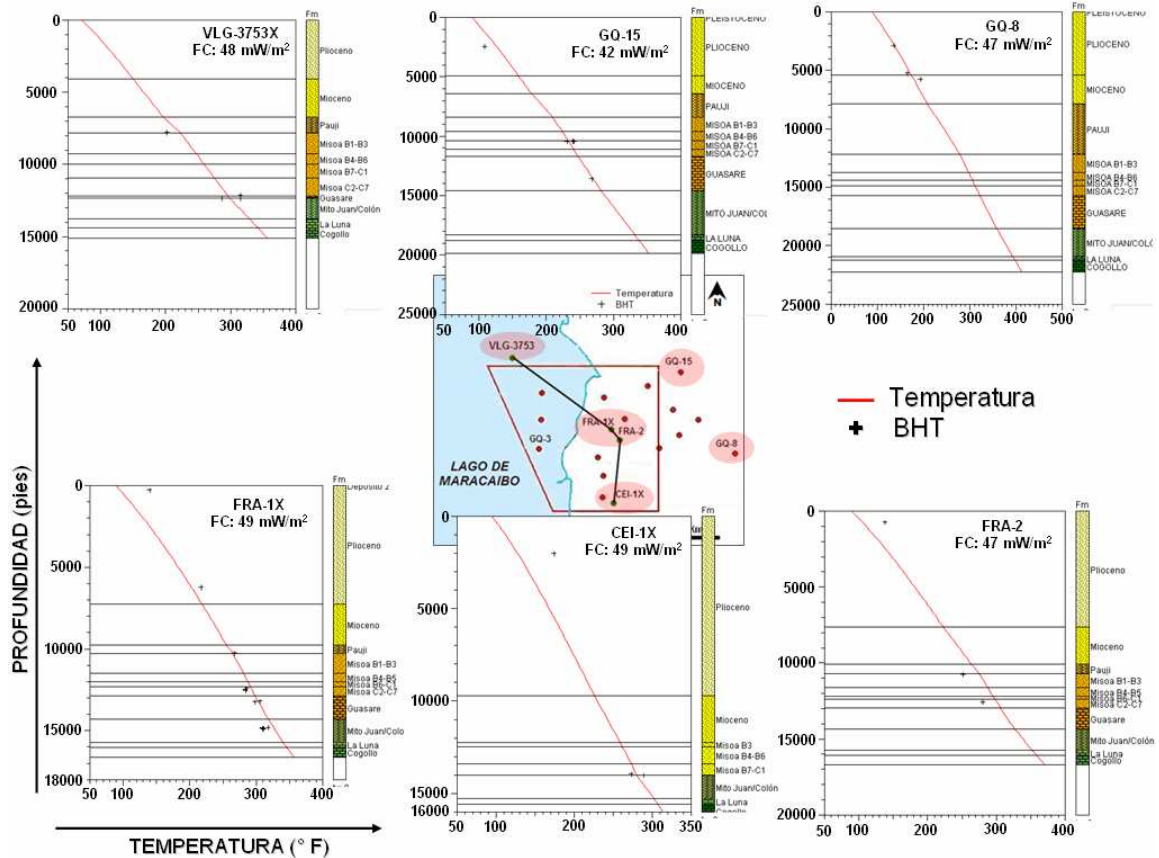


Figura 53. Calibraciones térmicas a través de valores medidos de temperatura de fondo de pozo (BHT).

Los diagramas de soterramiento del área, muestran una sedimentación continua y progresiva de las distintas secuencias sedimentarias con una subsidencia bastante estable, sin embargo, es interrumpida en ciertos intervalos de tiempo por levantamientos que ocasionan erosiones en las secuencias correspondientes. Estos procesos erosivos se muestran de manera uniforme en toda el área, a excepción de la erosión principal del Eoceno, cuyo espesor erosionado presenta un aumento considerable al este del área.

Adicionalmente, estos diagramas permiten verificar la homogeneidad de la evolución geológica en el área (SE de la Cuenca del Lago de Maracaibo), ya que los pozos modelados muestran un perfil muy similar. En el caso de los pozos ubicados más al sur (área de La Ceiba – pozo CEI-1X), se observa una mayor tasa de sedimentación y mayor velocidad de subsidencia en el Mioceno, debido al levantamiento de Los Andes y basculamiento de la cuenca, lo que generó un mayor espacio de acomodación hacia esa zona, pudiendo así tener una mayor acumulación de sedimentos. Sin embargo, de manera general, se observa una baja tasa de sedimentación en las formaciones del Cretácico y Paleógeno, la cual se incrementa sustancialmente durante el Neógeno, principalmente por el levantamiento de Los Andes.

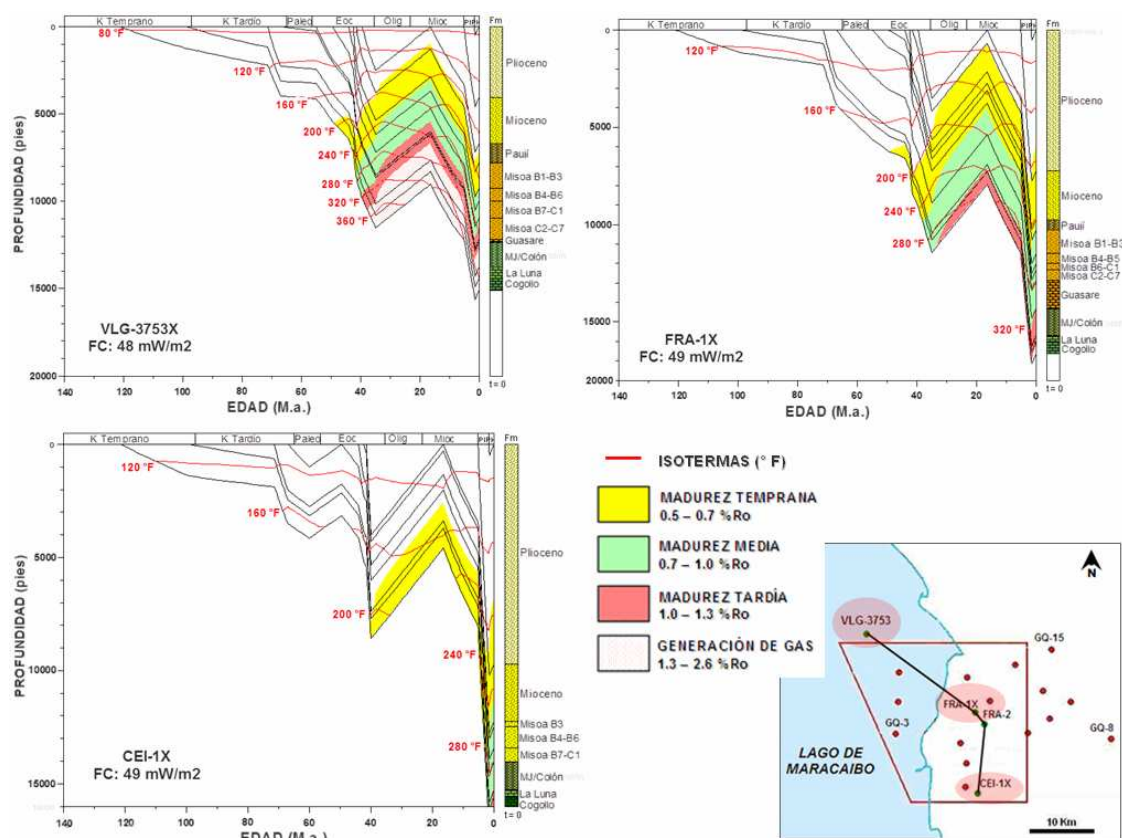


Figura 54. Diagramas de soterramiento para los pozos reales VLG-3753X, FRA-1X y CEI-1X, los cuales evidencian las variaciones de temperatura con la profundidad (isotermas) y las ventanas de generación de hidrocarburos expresadas en %Ro.

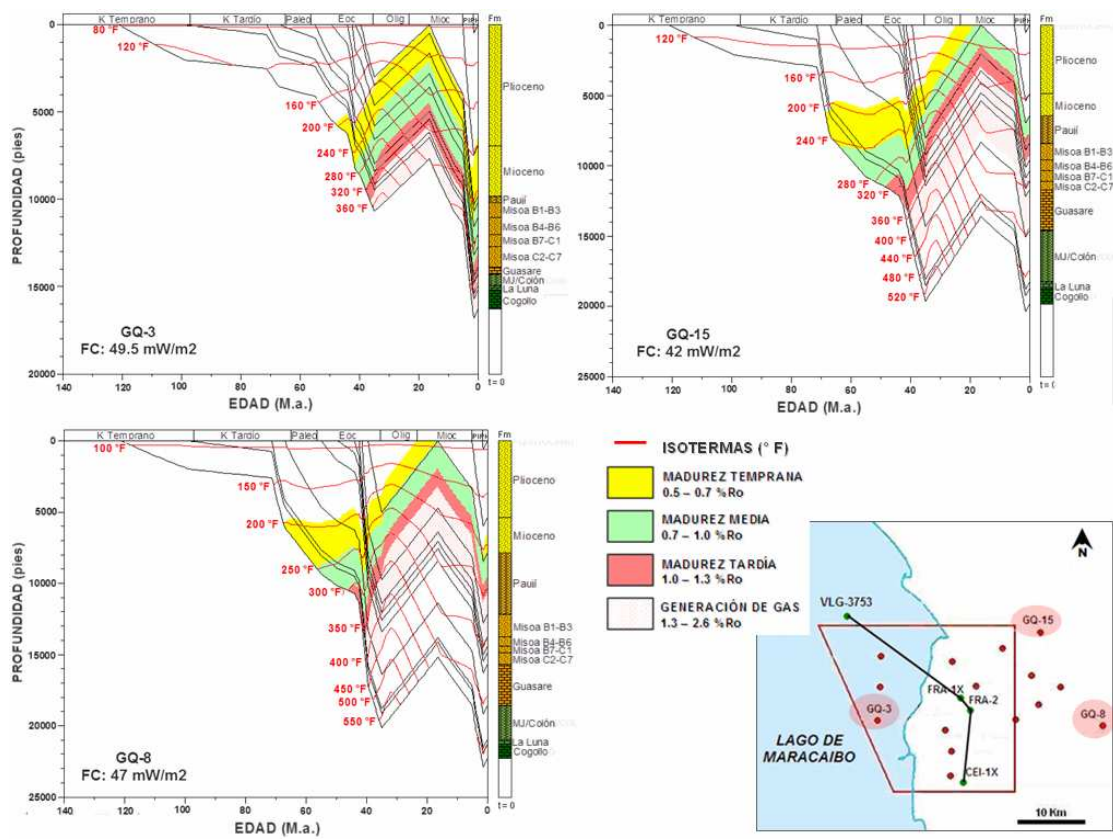


Figura 55. Diagramas de soterramiento para los pozos virtuales GQ-3, GQ-8 y GQ-15, los cuales evidencian las variaciones de temperatura con la profundidad (isotermas) y las ventanas de generación de hidrocarburos expresadas en %Ro.

Todos los procesos evidenciados en los diagramas de soterramiento, asociados a la evolución geológica del área, inciden directamente en la generación, expulsión, migración y acumulación de hidrocarburos, ya que los diferentes eventos ocurridos en la evolución geológica, guardan relación directa con los dos pulsos de generación y expulsión de petróleo de la roca madre, responsables de la mezcla de crudos existentes en los yacimientos del área.

Generación y expulsión de petróleo

En el área de estudio pudo diferenciarse la generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos en intervalos de tiempo específicos, los cuales marcan los principales pulsos

de generación y expulsión, responsables de las acumulaciones y mezclas de crudos existentes en los yacimientos del área.

La generación de hidrocarburos en la Formación La Luna ocurrió cuando la misma alcanzó las condiciones apropiadas de madurez térmica, las cuales están directamente relacionadas a procesos de presión y temperatura producto del soterramiento causado por la carga litostática durante la evolución geodinámica de la cuenca. Esto generó en la roca madre incrementos en su madurez térmica que permitieron que la misma pasara por diferentes procesos de generación de hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos.

La figura 56, muestra los diagramas de generación de hidrocarburos correspondientes a 14 pozos del área (3 reales y 11 virtuales), los cuales reflejan de manera clara los procesos de generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Estos gráficos permiten evidenciar la existencia de dos principales fases de generación, que a su vez permiten identificar zonas con existencia de pulsos simples (un solo pulso) y pulsos dobles (dos pulsos), que separa el área en 3 zonas de generación de hidrocarburos:

1. Zona I: generación simple de mayor importancia ocurrida en el Eoceno, específicamente desde el Eoceno temprano (52 M.a.) al Eoceno medio (40 M.a.), abarcando el norte, NE y parte del este del área, específicamente el norte de Ceuta, norte de Tomoporo, Barúa y norte de Motatán.
2. Zona II: generación simple de menor importancia ocurrida a partir del Mioceno tardío (6 M.a) hasta el Reciente (0 M.a.), la cual abarca el área de La Ceiba (sur del área), específicamente al sur de la Falla CEI-5, y se evidencia por el pozo CEI-1X.
3. Zona III: zona de doble pulsación, la cual fue afectada por los dos pulsos simples mencionadas previamente, es decir ocurrió una pulsación principal en el Eoceno medio y posteriormente una de menor importancia observada en el Mioceno tardío – Plio/Pleistoceno, abarcando el oeste, centro y este del área, específicamente Ceuta, Tomoporo, Franquera, norte de la Ceiba y Motatán.

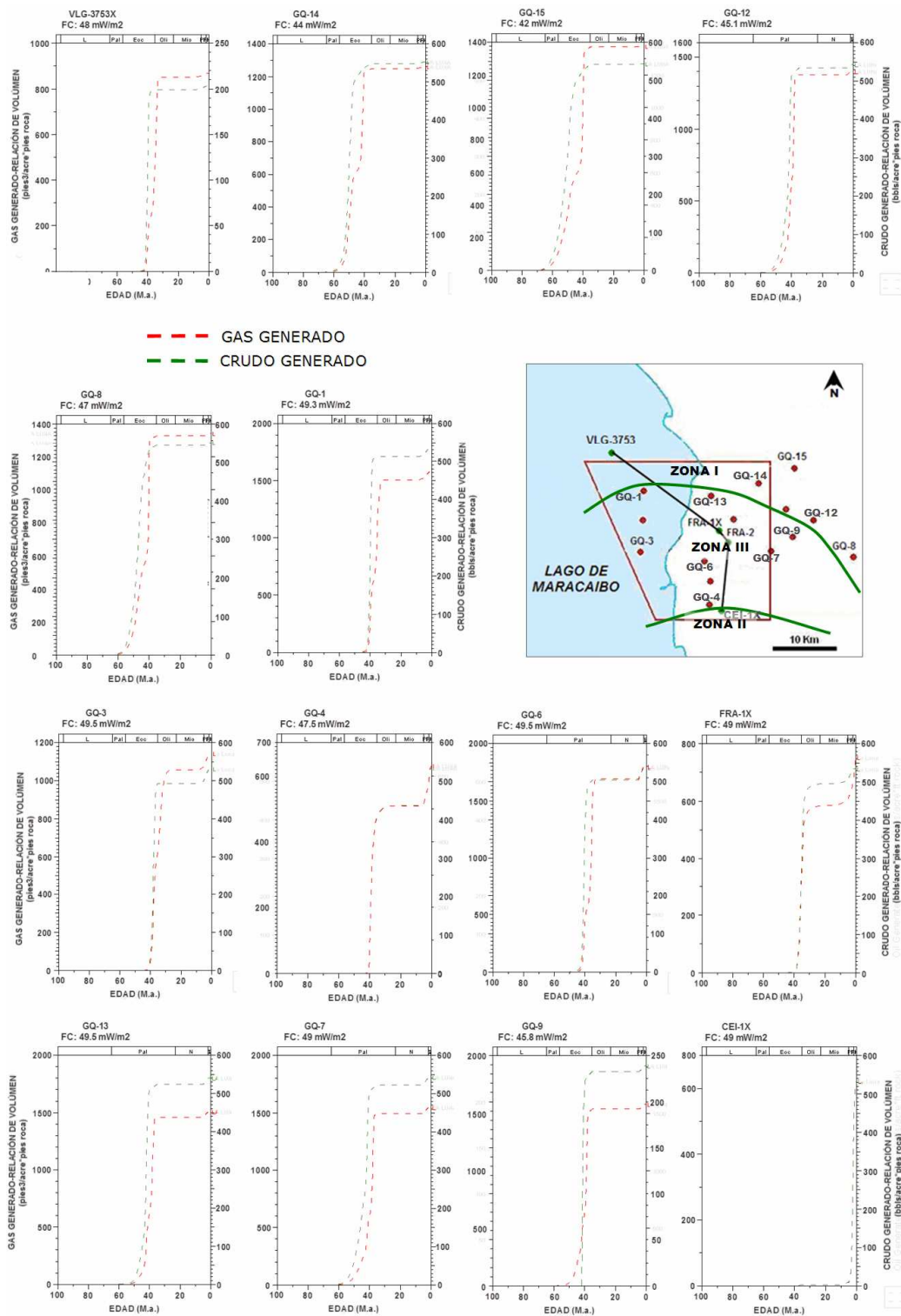


Figura 56. Diagramas de generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos de pozos reales y virtuales, los cuales permiten identificar las diferentes zonas de generación (Zona I: Eoceno temprano – medio, Zona II: Mioceno tardío – Reciente y Zona III: Eoceno medio y Mioceno tardío – Plio/Pleistoceno).

Las diferencias entre las dos fases principales de generación pudo ocurrir a causa del levantamiento post-Eoceno durante el Oligoceno, el cual generó el enfriamiento de la generación eocena (fase principal). Luego del levantamiento, ocurrieron procesos de soterramiento y eventual generación adicional de hidrocarburos que se intensificaron en el Mioceno tardío durante el levantamiento de Los Andes y basculamiento de la cuenca, logrando la segunda pulsación de generación de hidrocarburos.

En la segunda fase de generación, hubo zonas donde la roca madre, alcanzó condiciones favorables que lograron que la misma continuara generando, formando así las zonas de doble pulsación.

Las edades de expulsión fueron determinadas utilizando un límite de saturación de 20 %, con el cual se garantiza que la roca madre se encuentre lo suficientemente saturada de petróleo para comenzar su expulsión y posterior migración hacia los yacimientos. Sin embargo, puede evidenciarse que a pesar de existir 3 zonas de generación de hidrocarburos, existen zonas donde la saturación no fue suficiente para la expulsión, logrando expulsar en un tiempo posterior, cuando alcanzó la saturación adecuada producto del segundo pulso de generación.

Los reportes de expulsión permitieron evidenciar detalladamente el intervalo en tiempo (M.a.) de las principales etapas o fases de expulsión en el área (Tabla 9). Estas fases de expulsión están asociadas directamente a las pulsaciones de generación, sin embargo existen zonas donde se evidencia generación de hidrocarburos en el Eoceno, mas no muestra expulsión, pudiendo esto estar asociado a la no saturación requerida para alcanzar este proceso. Este comportamiento es de gran importancia, debido a que permite un mejor entendimiento de cómo fue la migración y llenado de los yacimientos.

El área se encuentra controlada por tres principales etapas de expulsión claramente identificadas. Adicionalmente esto fue corroborado al observar los diagramas de expulsión de hidrocarburos líquidos y gaseosos para 14 pozos (3 reales y 11 virtuales), los cuales reflejan este comportamiento (Figura 57).

A continuación se describen las 3 fases de expulsión determinadas en el área de estudio:

1. Fase de expulsión I: asociada a la pulsación de generación del Eoceno. Comienza a partir de 47 M.a. (Eoceno medio) y se extiende hasta 24 M.a. (Oligoceno tardío) y está presente al NE y este del área, específicamente en los campos de Barúa y Motatán.
2. Fase de expulsión II: asociada a la pulsación de generación del Mioceno tardío – Reciente. Comienza a partir de 5.86 M.a. (Mioceno tardío) extendiéndose hasta el Reciente (0 M.a.), y está presente al NO, oeste y sur del área, abarcando el norte – oeste – sur de Ceuta y el campo La Ceiba.
3. Fase de expulsión III: asociada a zonas que muestran doble proceso de expulsión, es decir zonas que fueron afectadas por la pulsación de generación del Eoceno y del Mioceno tardío. Está presente al oeste, norte, centro y SE del área, y abarca el este de Ceuta, Tomoporo, Franquera y sur de Motatán.

Tabla 9. Tiempos de expulsión de hidrocarburos (M.a.) de los pozos reales y virtuales modelados, donde puede observarse las principales etapas de expulsión.

POZO	ETAPAS DE EXPULSIÓN	
	1 ^{era} EXPULSIÓN (M.a.)	2 ^{da} EXPULSIÓN (M.a.)
VLG-3753X	No Expulsión	1.91 - 0.98
FRA-1X	33.67 - 24.35	12.20 - 0.00
FRA-2	35.47 - 25.18	4.97 - 0.00
CEI-1X	No Expulsión	2.53 - 0.00
GQ-1	39.15 - 35.00	5.86 - 0.99
GQ-2	40.77 - 33.12	5.20 - 0.74
GQ-3	35.84 - 33.54	5.79 - 0.99
GQ-4	No Expulsión	4.79 - 0.00
GQ-5	No Expulsión	5.12 - 0.00
GQ-6	38.71 - 33.63	4.87 - 0.74
GQ-7	41.00 - 33.63	4.76 - 0.99
GQ-8	44.80 - 33.71	3.83 - 0.74
GQ-9	41.10 - 33.91	4.06 - 0.99
GQ-10	35.50 - 26.72	4.71 - 0.00
GQ-11	41.17 - 33.88	4.01 - 0.74
GQ-12	40.72 - 33.94	3.56 - 0.74
GQ-13	40.95 - 33.50	4.69 - 0.74
GQ-14	47.67 - 33.66	5.79 - 0.74
GQ-15	46.75 - 34.00	2.13 - 0.74

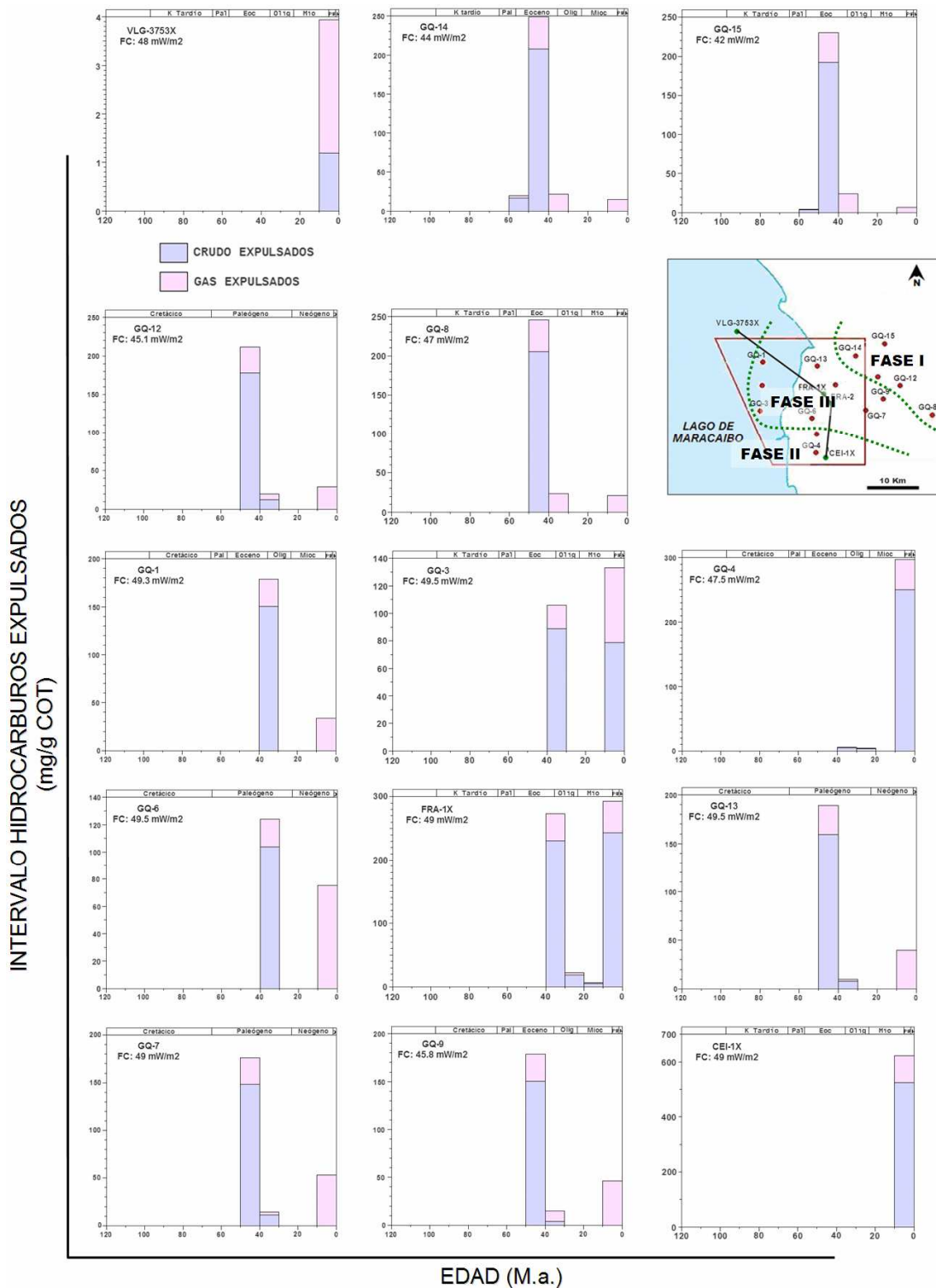


Figura 57. Diagramas de expulsión de hidrocarburos líquidos y gaseosos de pozos reales y virtuales, los cuales permiten identificar las fases de expulsión (Fase I: expulsión principal del Eoceno, Fase II: expulsión del Mioceno tardío – Reciente y Fase III: doble expulsión, Eoceno y Mioceno – Reciente).

Al observar el reporte y diagrama de expulsión del pozo FRA-1X, se evidencia que la segunda fase de expulsión del mismo comenzó en el Mioceno medio (12 M.a.), antes del comienzo de la segunda pulsación de generación, lo que pudiese estar asociado a un mayor nivel de saturación de hidrocarburos en el primer pulso de generación, que hizo que la roca madre continuara su expulsión a medida que avanzaban los diferentes eventos geodinámicos de la cuenca, logrando expulsar previo al comienzo de la segunda pulsación de generación. Otro factor que pudiese incidir, es la presencia de un mayor espesor del Paleoceno evidenciado en las correlaciones estratigráficas del pozo FRA-1X (Espinoza y Alcalá, 2009), lo cual genera mayor sobrecarga y por ende condiciones más favorables para la expulsión de hidrocarburos, aunado a la posible mayor saturación inicial.

Estas zonas de generación y fases de expulsión de petróleo, guardan relación directa con las dos cargas de crudos ocurridas en los yacimientos del área, ya que la primera carga provino de la primera fase de generación y expulsión, y posteriormente fue biodegradada, y el crudo alterado se mezcló con la segunda carga de crudos no biodegradados provenientes del segundo pulso. La definición de las 3 zonas y fases de generación y expulsión de hidrocarburos, son las posibles responsables de los diferentes niveles de mezclas determinados en los yacimientos del área, que hicieron que las zonas de Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán tuviesen mayor aporte de crudo durante la primera carga en comparación con Ceuta, cuyas cantidades posterior a la biodegradación inicial, fueran diferentes en los distintos yacimientos al momento de ocurrir la segunda carga, afectando la preservación de las características actuales determinadas en los crudos. Esto puede ser el principal soporte de la mayor preservación de los crudos en Ceuta en comparación con los demás campos.

Con la finalidad de observar de manera integrada los procesos de generación y expulsión, se presentan los diagramas de hidrocarburos totales generados versus los “in situ” y expulsados, visualizando lo discutido previamente (Figura 58). Adicionalmente, estos gráficos muestran las zonas donde ha ocurrido la mayor expulsión de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico, sirviendo esto para predecir las zonas y pulsaciones que han aportado mayor cantidad de hidrocarburos a

los yacimientos, y a su vez determinar la posible dirección preferencial del drenaje de estos hidrocarburos, lo cual junto con el modelado 2D discutido más adelante, permitirá una mayor comprensión de los procesos de migración y acumulación de petróleo (llenado de yacimientos).

Modelado 2D de migración y acumulación de petróleo

A continuación se presentan los resultados obtenidos del modelado 2D en un trasecto en dirección SE-NW, en el que se consideraron los pozos reales CEI-1X, FRA-2, FRA-1X y VLG-3753X. El mismo se encuentra buzamiento arriba, lo que favorece en los resultados obtenidos para evidenciar los procesos de migración y llenado de yacimientos, cuyos procesos pudiesen haber influenciado en la composición de los crudos del área.

Al igual que el modelado 1D, se requiere establecer un modelo geológico confiable que contemple todas las características involucradas durante su evolución hasta obtener la configuración actual, así como todos los parámetros que interfirieron durante su sedimentación (geoquímica, propiedades petrofísicas, estratigráficas, estructurales, litológicas, térmicas, entre otras), los cuales permiten ajustar y tener mejor entendimiento en el contexto geológico del área, lo que se relaciona directamente con mayor confiabilidad en los resultados obtenidos.

La configuración estratigráfica y estructural para establecer el modelo geológico definido para el área (Anexo 1), fue realizada utilizando dos líneas sísmicas arbitrarias de los levantamientos DISTON-3D y CEIBA-3D (Figura 59), a través de las cuales se realizó la interpretación de horizontes y fallas de acuerdo a las secuencias estratigráficas definidas en el modelo geológico (Figura 60). La interpretación fue realizada en tiempo y posteriormente convertida a profundidad utilizando el modelo de velocidades definido para el área de estudios (Herrera *et al.*, 2009). La interpretación sísmica permitió establecer el modelo geológico a través de las secuencias estratigráficas definidas, las cuales se ajustan a la estratigrafía actual del área de estudio.

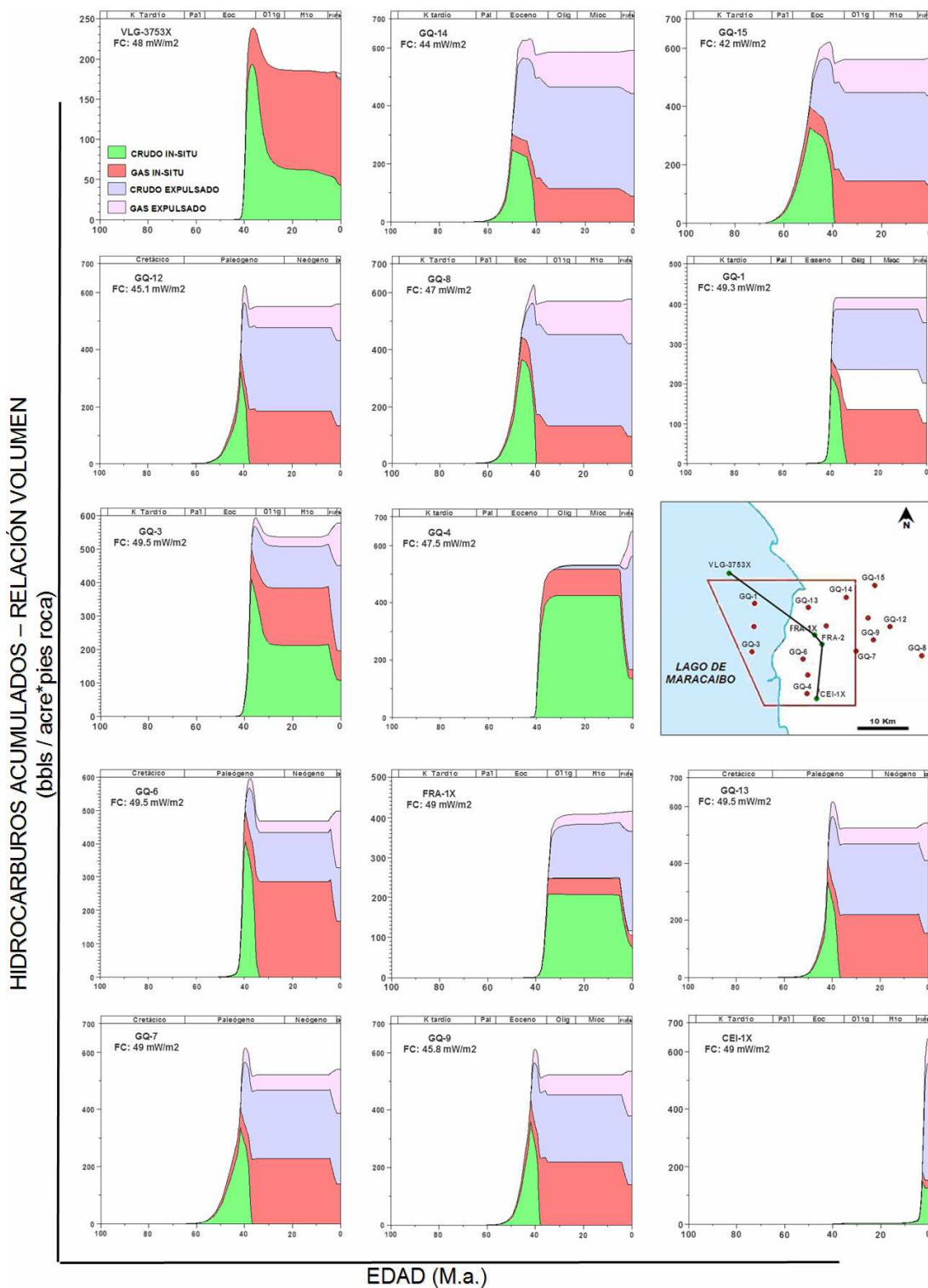


Figura 58. Diagramas de hidrocarburos totales generados versus los “*in situ*” y expulsados, visualizando de forma integrada los procesos de generación y expulsión.

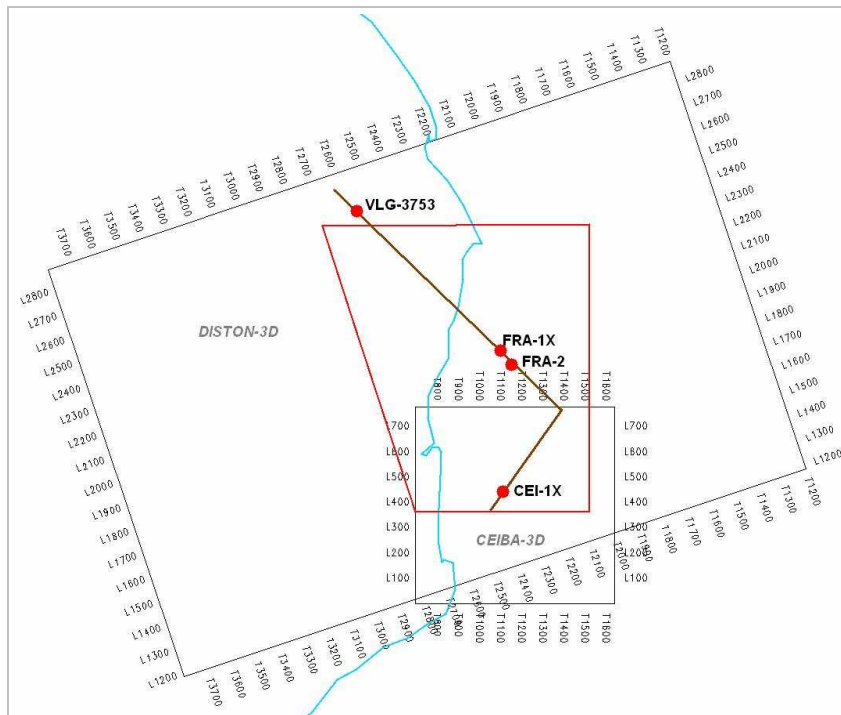


Figura 59. Ubicación del transecto sísmico definido para el modelado 2D.

La litología que compone cada secuencia fue definida como mezcla de litologías, a través de la información sedimentológica existente, así como información de los *masterlog* de los pozos considerados, esto permitió establecer los paquetes litológicos que conforman cada formación y a la vez ajustando todas sus propiedades de acuerdo a los elementos del sistema petrolífero que corresponda. La composición litológica de los yacimientos fue establecida en base a intercalación de lutitas y arenas, con la finalidad de simular las condiciones originales que presentan los yacimiento, la cual es una secuencia monótona de dichas litológicas, donde las capas de lutitas intraformacionales actúan como sellos locales para los yacimientos, permitiendo la acumulación de petróleo en estos intervalos.

Las propiedades de la roca que permiten ajustar las propiedades petrofísicas, fueron tomadas del modelo petrofísico del área (Zambrano y Cheng, 2009). Es importante mencionar, que los sistemas de fallas existentes en el área, fueron definidos como medios de permeabilidad, de manera que el *software* pueda identificarlos como principales vías de migración de los hidrocarburos y así permitir la migración y

acumulación desde la roca madre hasta los yacimientos. La descripción de mezclas de litologías utilizada se muestra en la tabla 8.

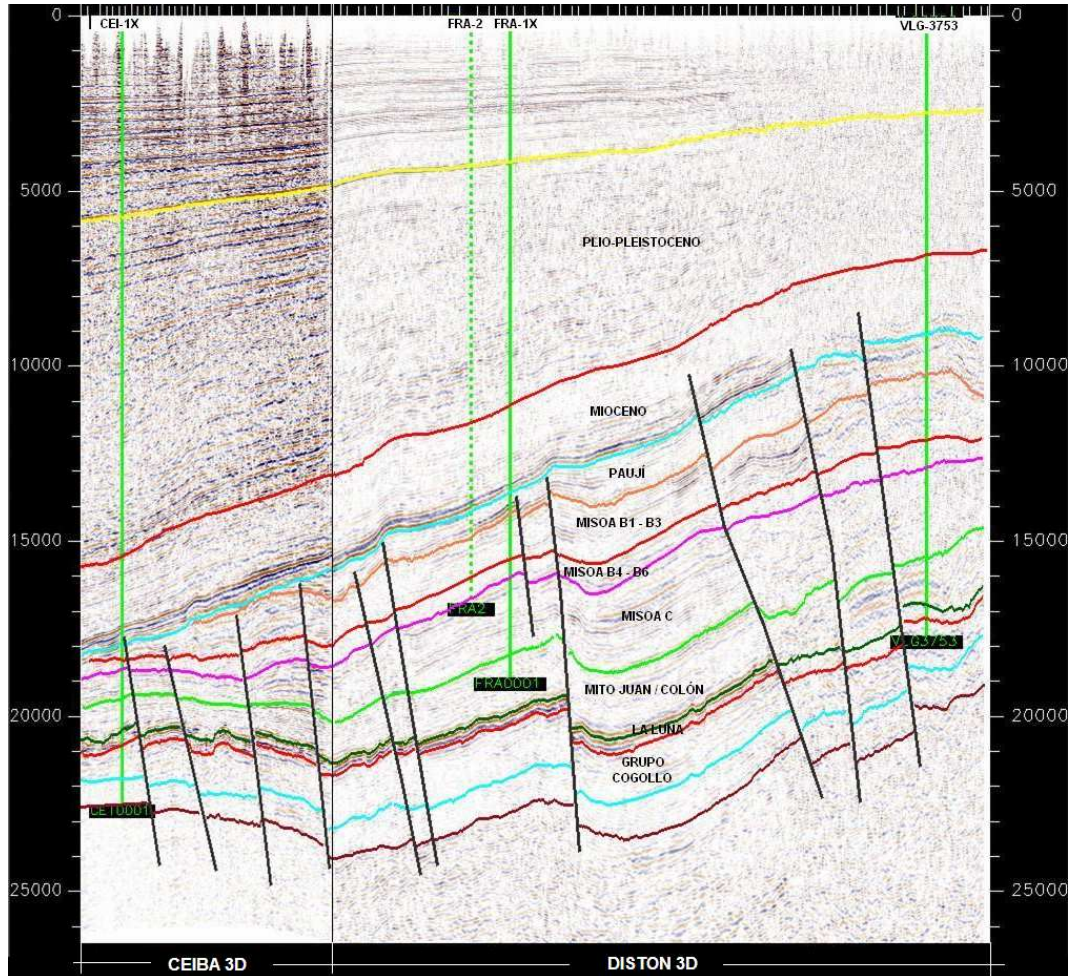


Figura 60. Transecto sísmico 2D interpretado para la generación del modelado 2D.

La secuencia establecida, fue clasificada en base a los elementos del sistema petrolífero que caracteriza el área, de la siguiente manera:

- Formación La Luna Roca madre (RM)
- Formación Mito Juan/Colón Roca sello (RS)
- Formación Misoa (arenas C, B6 – B4, B3 – B1) Roca reservorio (RR)
- Formación Paují Roca sello (RS)

Es importante destacar que el sistema de falla interpretado ha sido identificado como medios altamente porosos y permeables que actúan como principales vías de migración.

Una vez que toda la información geológica fue cargada en el *software*, pudo obtenerse la configuración estratigráfica y litológica del transecto modelado, la cual permite evidenciar la estructuración actual de la secuencia estratigráfica (Figuras 61 y 62).

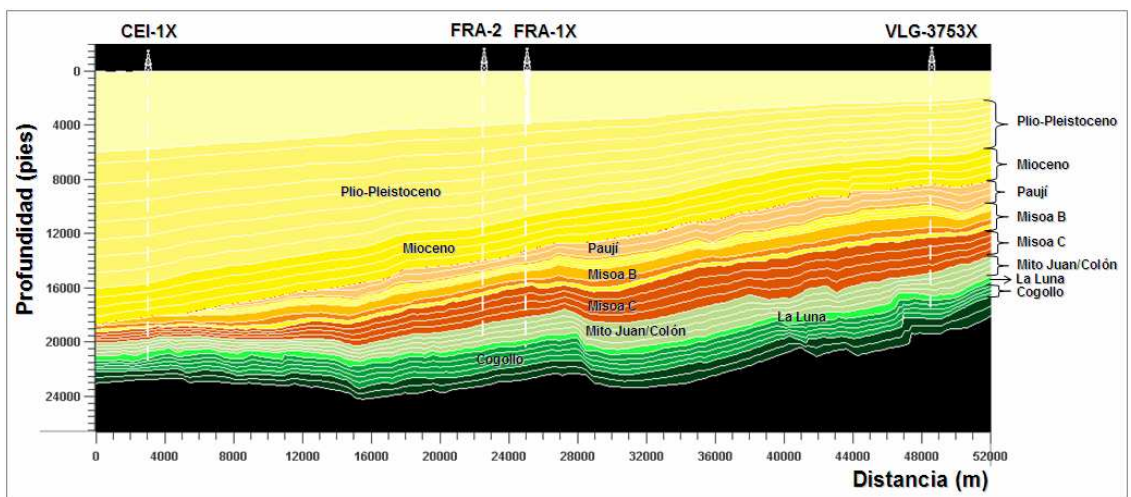


Figura 61. Configuración estratigráfica del transecto modelado 2D.

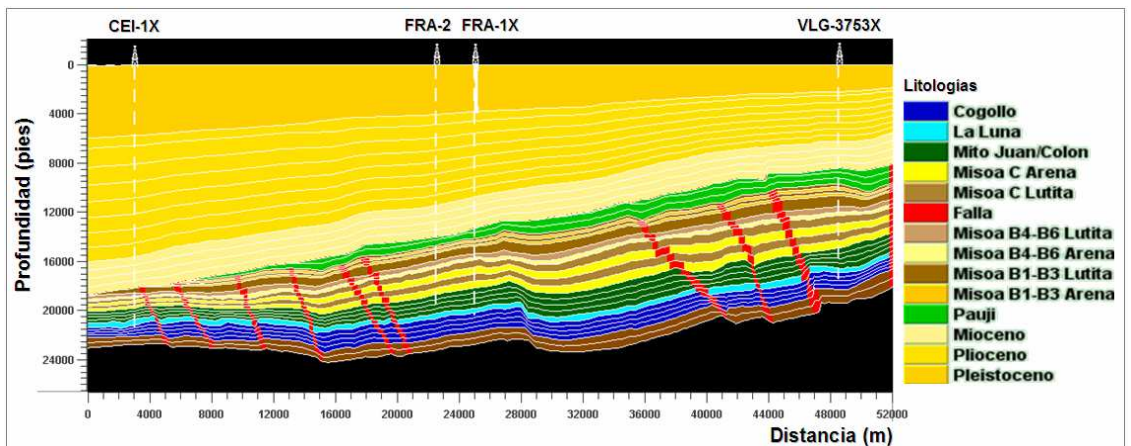


Figura 62. Configuración litológica del transecto modelado 2D.

Con la finalidad de tener confiabilidad en los resultados obtenidos, fue necesario calibrar el modelo térmico del área, para lo cual se utilizaron los mismos datos y criterios establecidos en el modelado 1D. Las calibraciones realizadas se muestran en la figura 63.

Simulaciones numérica 2D – Migración y acumulación de petróleo

Una vez que se logró establecer la configuración del modelo geológico, incluyendo las características y propiedades de todos los elementos del sistema petrolífero, así como las calibraciones del modelo térmico, se procedió a realizar las simulaciones respectivas para poder predecir los procesos de migración y acumulación de petróleo en los yacimientos del área a lo largo del tiempo geológico.

Estas simulaciones permitieron observar que los procesos de migración de petróleo en el área, están directamente relacionados a los principales pulsos de generación y expulsión que ha sufrido la roca madre a lo largo del tiempo geológico, las cuales fueron determinadas previamente a través del modelado 1D.

Los procesos de generación han permitido que la roca madre adquiera la saturación de petróleo suficiente para lograr su expulsión y posterior migración. En los resultados puede observarse como a partir de saturaciones superiores a 20 %, la roca madre comienza su proceso de expulsión y migración, el cual se extiende a medida que avanza la evolución geodinámica de la cuenca, lo que genera mayor soterramiento a la roca madre y por ende mayor capacidad de expulsión (Figura 64).

Al relacionar los tiempos de expulsión obtenidos del modelado 1D con los tiempo de migración del modelado 2D, pudo observarse que los yacimientos más profundos correspondientes a las arenas C de la Formación Misoa, comenzaron a llenarse a partir de los 40 M.a., mientras que los yacimientos menos profundos, correspondientes a las arenas B4 – B6 y B1 – B3 de la misma formación, se llenaron en tiempos posteriores entre 30 y 20 M.a. cuando la roca madre continuó su proceso de expulsión producto del soterramiento favorable para dichos procesos.

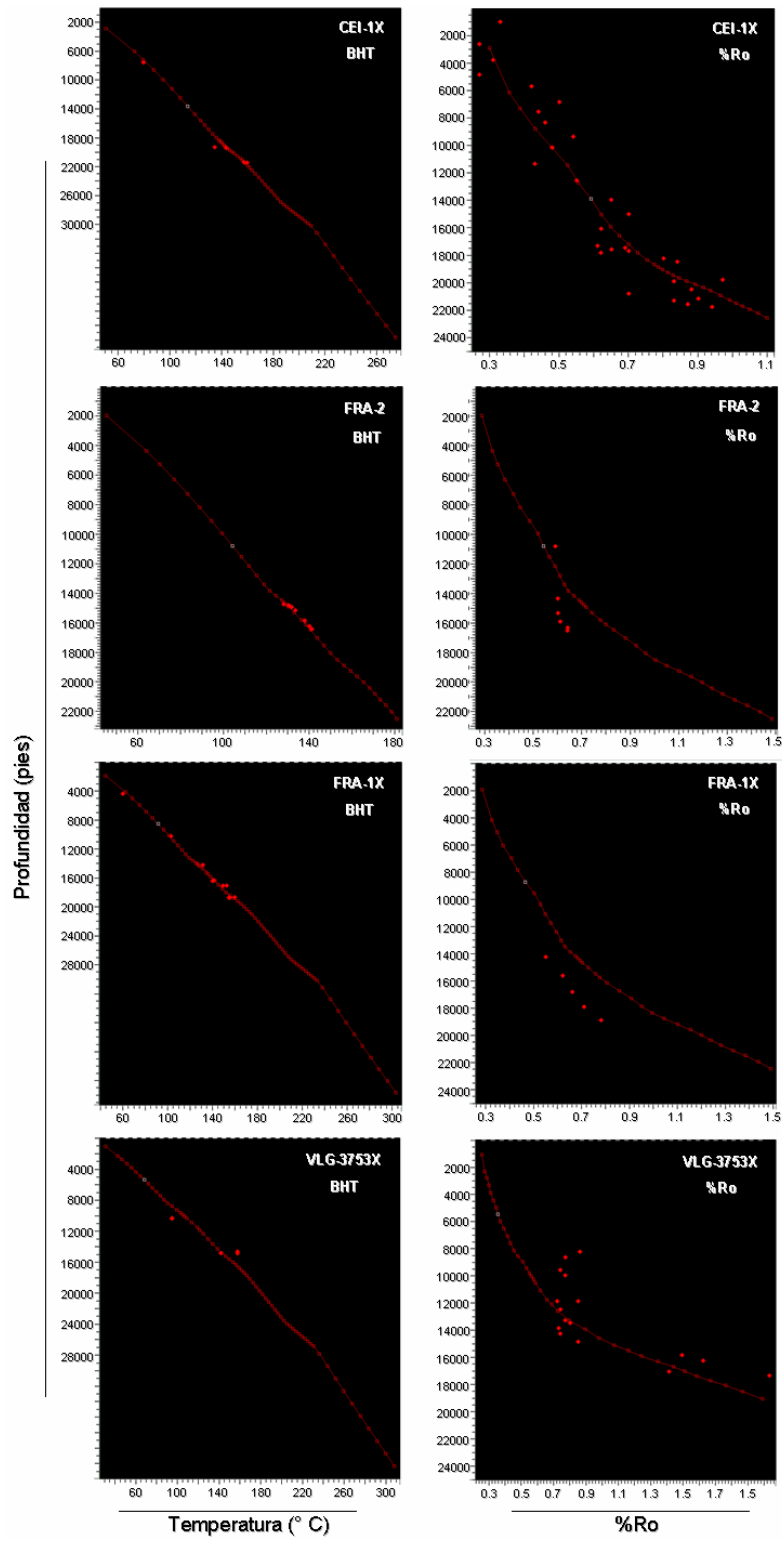


Figura 63. Calibraciones térmicas a partir de la información de %Ro y BHT para los pozos reales que conforman el transecto de modelado 2D.

Es importante mencionar que a pesar de que la primera fase de expulsión estuvo activa hasta los 24 M.a. aproximadamente, pudo haber ocurrido remigración de crudos desde los yacimientos previamente llenados a yacimientos más someros, permitiendo que las arenas B1 – B3, almacenaran petróleo alrededor de los 22 M.a., tal como se puede visualizar en las simulaciones respectivas (Figura 64).

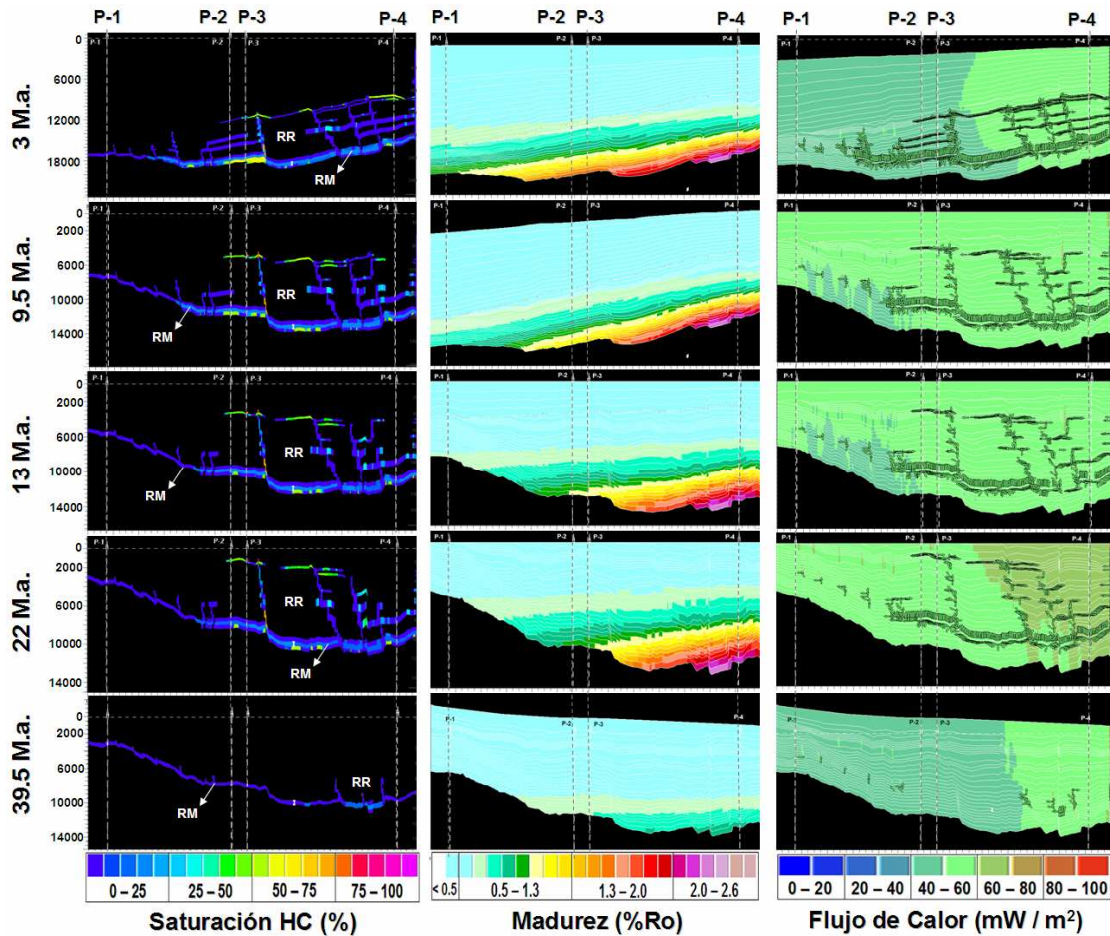


Figura 64. Simulaciones numéricas 2D que permiten evidenciar los procesos de migración y acumulación de petróleo a través del tiempo geológico, específicamente a partir de 39.5 M.a. hasta 3 M.a. (P-1: CEI-1X; P-2: FRA-2; P-3: FRA-1X; P-4: VLG-3753X; RM: roca madre y RR: roca reservorio).

Al ocurrir la segunda fase de expulsión, continua la migración y llenado de yacimientos, lo que genera mayores saturaciones de petróleo en los yacimientos del área y por ende mayor prospectividad, lo que justifica el alto potencial prolífero que

presenta el área de estudio en cuanto a excelentes acumulaciones de petróleo en las arenas antes mencionadas.

En base a lo anteriormente mencionado, puede inferirse que el comienzo de llenado de los yacimientos comenzó a los 40 M.a., cuando la migración de petróleo alcanzó las arenas C y posteriormente las arenas B4-B6 y B1-B3 con el avance de la expulsión y migración desde la roca madre, hasta los 20 M.a. aproximadamente. Estos yacimientos fueron alimentados nuevamente, cuando ocurre la segunda fase de expulsión entre los 12 M.a. y 0 M.a, lo que indica que los yacimientos han tenido continuo aporte de petróleo a lo largo del tiempo geológico, siendo esto evidencia de las mezclas de crudos existentes en los yacimientos del área.

Los yacimientos de Tomoporo, Franquera, Barúa y Motatán fueron los más favorecidos en el llenado de yacimientos ocurrido con la primera fase de generación, expulsión y migración, ya que su posición estratigráfica en el tiempo geológico respectivo, permitió dicho proceso. Mientras que el área de Ceuta y La Ceiba, fueron las menos influenciadas debido a que sus condiciones estratigráficas no eran favorables (en Ceuta no se alcanzó la saturación adecuada para la expulsión y La Ceiba no alcanzó la madurez para la generación). No se descarta que la primera fase de expulsión y migración haya favorecido los yacimientos de Ceuta y La Ceiba a través de migración lateral, producto de buzamientos favorables en el tiempo geológico. Sin embargo, en el Mioceno tardío ocurre el levantamiento de Los Andes y basculamiento de la cuenca, lo que hace que el sur del área (La Ceiba), alcance mayores profundidades, en las cuales la roca madre adquiere condiciones de madurez ideales para la generación, expulsión y migración, y así mayor aporte de petróleo en los yacimientos de La Ceiba y Ceuta para esta segunda fase de expulsión y migración. Es importante destacar que el área de La Ceiba, fue la más afectada por los procesos de erosión ocurridos durante la evolución de la cuenca, lo que generó la erosión del principal sello regional hacia esta zona (Formación Paují), trayendo como consecuencia que no existiera sello para el entrapamiento del petróleo en los yacimientos más someros de la Formación Misoa, y por ende la fuga de hidrocarburos a formaciones más somera y en algunos casos hasta manifestarse en

superficie, lo cual podría ser la causa de la existencia de gran cantidad de menes en esta área (límites Zulia – Trujillo).

La figura 65, muestra la saturación de petróleo en tiempo actual (0 M.a.), lo cual permite evidenciar las altas saturaciones de petróleo actuales en los yacimientos del área, así como la evidencia de la posible fuga de estos hidrocarburos hacia la superficie por falta de sello regional (área sur – La Ceiba).

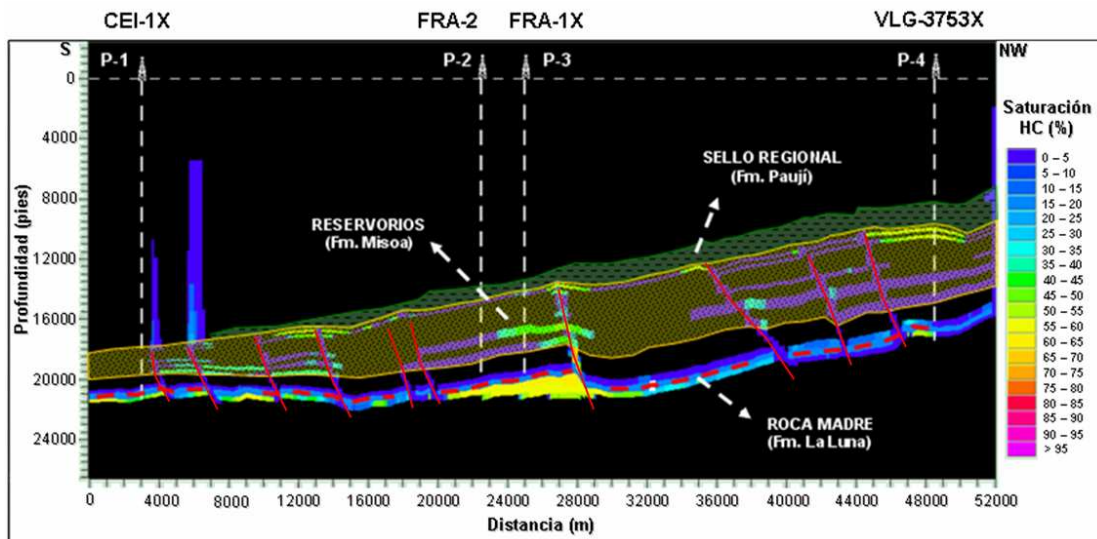


Figura 65. Simulación numérica 2D que permite evidenciar los procesos de migración y acumulación de petróleo a los 0 M.a. (actual).

Integración de resultados

La integración de los resultados fue realizada con la finalidad de establecer la relación existente entre la composición molecular de los crudos y las fases de generación, expulsión, migración y acumulación en los yacimientos. Esto permitió determinar los principales procesos de mayor influencia en la composición actual de los crudos existentes en los yacimientos del área.

Una vez realizada la caracterización geoquímica de los crudos, pudo evidenciarse que los mismos provienen de la misma roca madre en etapa de madurez térmica muy similar, correspondientes a comienzo de ventana de generación de petróleo; sin embargo, el análisis de biomarcadores permitió evidenciar que se trata de mezclas de

crudos biodegradados en un nivel fuerte (6) con presencia de 25-norhopanos, con crudos no biodegradados, provenientes de diferentes cargas, específicamente una primera carga producto de una primera fase de generación y expulsión y posteriormente una segunda carga en tiempo más reciente.

El modelado 1D y 2D permitió determinar que la roca madre en el área de estudio, ha presentado dos principales etapas de generación y expulsión, una primera fase en el Eoceno medio y posteriormente en el Mioceno tardío - Reciente, permitiendo observar diferentes zonas de generación, expulsión, migración y llenado de yacimientos. Estos resultados permitieron soportar las mezclas de crudos existentes actualmente en los yacimientos, los cuales se llenaron inicialmente con crudos provenientes de la primera fase de generación y expulsión (Eoceno medio) y posteriormente recibieron aporte adicional de crudos provenientes de la segunda fase (Mioceno tardío - Reciente), pudiendo afirmar la existencia de mezclas de crudos. Sin embargo, existen evidencias de que la mezcla de crudos corresponde a crudos alterados y no alterados por biodegradación, es decir, que los crudos provenientes de la primera carga se acumularon en los yacimientos a profundidades menores o iguales a 2.000 m (~6.600'), siendo sometidos a biodegradación, afectando la composición molecular y disminuyendo su calidad. Posteriormente la segunda carga se mezcló con el residuo producto de la biodegradación del crudo de la primera carga, originando que los crudos más recientes (no alterados), con preservación de su composición original, predominaran en los yacimientos, permitiendo observar la composición de los crudos aparentemente no biodegradados, que responden a altas concentraciones de azufre, vanadio y níquel, bajas gravedades API y variaciones en su composición SARA con disminución de hidrocarburos saturados y aromáticos, cuyos parámetros son característicos de crudos que posiblemente han sido atacados por las bacterias.

Con la finalidad de dar soportes adicionales a la biodegradación inicial de los crudos, fueron simuladas las temperaturas y presiones a lo largo del tiempo geológico, las cuales fueron obtenidas a través del modelado 2D. Esto permitió observar profundidades, temperaturas y presiones en que se encontraban los yacimientos al momento en que ocurrió la acumulación de petróleo. La figura 66, muestra estas

simulaciones para tiempos geológicos específicos, asociados a los tiempos donde ocurrió la acumulación de crudo, lo cual permite predecir los principales procesos que estuvieron controlando la composición de los mismos.

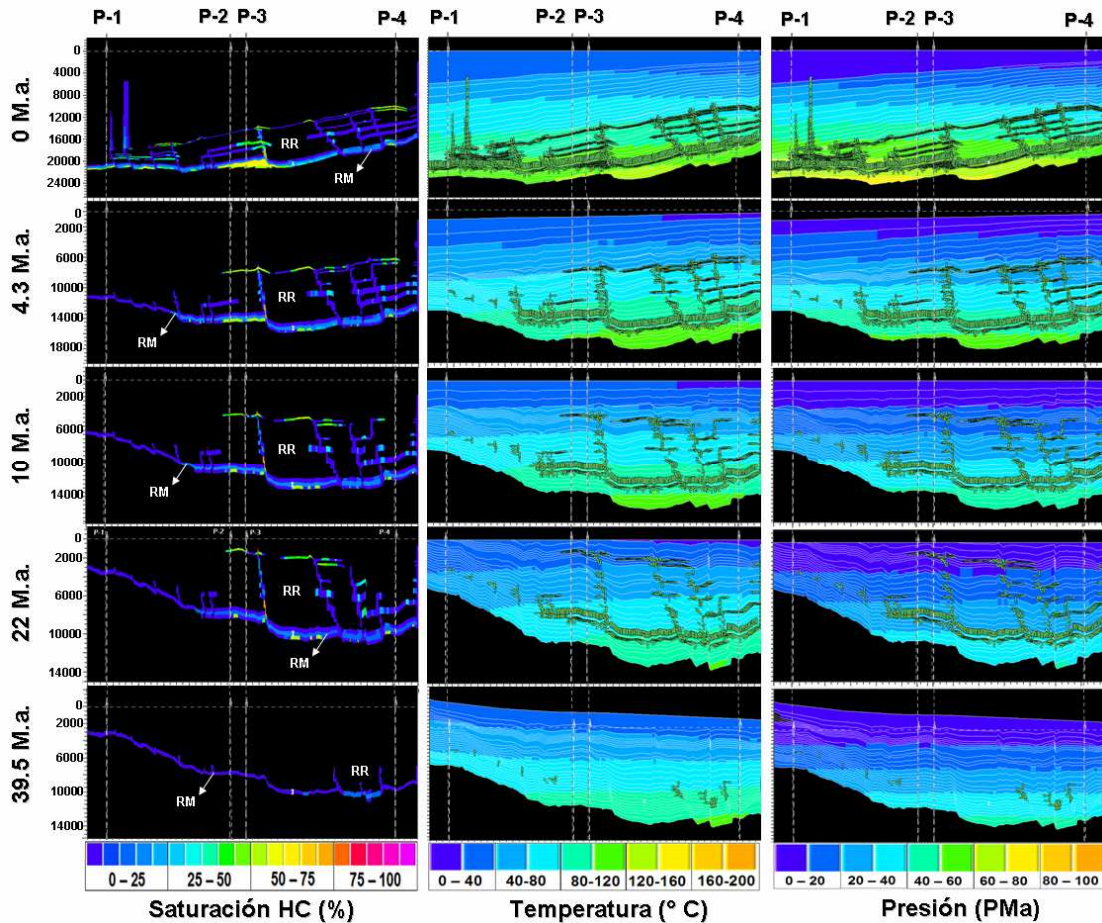


Figura 66. Simulaciones numéricas 2D que permiten evidenciar las variaciones de profundidad, temperatura y presión desde el Eoceno medio (39.5 M.a.) hasta el Reciente (0 M.a.).

De acuerdo a las temperaturas y presiones evidenciadas durante la evolución de la cuenca, puede observarse que al momento en que comenzaron a llenarse los yacimientos, aproximadamente 40 M.a., las temperaturas y presiones se encontraban por debajo de 80 °C y 40 MPa respectivamente, con profundidades inferiores a 7000', siendo condiciones altamente favorables para el ingreso de aguas meteóricas ricas en oxígeno y nutrientes, que favorecen la presencia de bacterias aeróbicas. Esto permitió

que las bacterias atacaran los crudos acumulados desde los yacimientos más profundos (arenas C) hasta los más someros (arenas B), donde las condiciones para los procesos de biodegradación se hacían cada vez más favorables por la disminución de la profundidad.

Observando estas variaciones a lo largo del tiempo, puede notarse que a partir de 10 M.a. los yacimientos han sido más soterrados, encontrándose a mayores profundidades ($> 7000'$), temperaturas, ($> 80\text{ }^{\circ}\text{C}$) y presiones ($> 40\text{ MPa}$), que limitan la existencia de bacterias aeróbicas y por ende disminución de los procesos de biodegradación. Esto permite inferir que los procesos de biodegradación de los crudos ocurrieron desde los 40 M.a. hasta los 10 M.a. aproximadamente.

Tomando en cuenta que en tiempo más reciente (10 – 0 M.a.), los yacimientos se encontraban a mayores profundidades, temperaturas y presiones, se puede predecir que al momento de producirse la segunda fase de generación, expulsión, migración y llenado de yacimientos, las condiciones no eran favorables para la biodegradación, siendo este el soporte del comportamiento observado en los yacimientos del área, específicamente mezcla de crudos biodegradados (primera carga) con no biodegradados (segunda carga).

El proceso de biodegradación inicial y posterior mezcla con crudos no biodegradados, es lo que permite evidenciar una distribución molecular de crudos aparentemente no biodegradados. Las variaciones en las gravedades API de los crudos del área, específicamente las altas gravedades API en Ceuta, pudiesen estar indicando que al momento de ocurrir la segunda carga, lo que posiblemente existían en estos yacimientos eran residuos biodegradados en cantidades menores, comparado con los demás campos (Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán), permitiendo mayor predominio de los crudos no biodegradados de la segunda carga, los cuales enmascararon completamente la composición del residuo, observando las mayores gravedades API (36 API) en comparación con los demás campos, donde las abundancias relativas de los crudos biodegradados pudo haber sido mayor y por ende reflejar actualmente las menores gravedades API.

CONCLUSIONES

- El área de estudio está caracterizada por la existencia de crudos que presentan variaciones marcadas en su composición, haciendo que los mismos se distribuyan desde crudos livianos (Ceuta), medianos (Tomoporo, Franquera y La Ceiba) y pesados (Franquera, Barúa y Motatán), con gravedades API desde 36 a 14,9 API.
- De acuerdo a la composición de hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos, los crudos fueron clasificados como parafínicos (Ceuta) y parafínicos – nafténicos (Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán).
- Los crudos presentes actualmente en los yacimientos del área parecieran no estar afectados por los procesos de biodegradación, sin embargo, la caracterización molecular de los mismos permitió determinar que se trata de mezclas de crudos biodegradados con no biodegradados, provenientes de dos principales etapas de generación y expulsión de petróleo de la roca madre.
- La distribución molecular de biomarcadores en la fracción de hidrocarburos saturados, permitió determinar el nivel de biodegradación de los crudos acumulados en la primera carga, los cuales fueron atacados por procesos bacteriales hasta la alteración de los terpanos pentacíclicos, que permitió la desmetilación de los mismos y posterior generación de 25-norhopanos, característico de un nivel de biodegradación fuerte (6).
- Todos los crudos del área presentan un origen común, los cuales fueron generados por una roca madre con materia orgánica marina, depositada bajo condiciones reductoras anóxicas del ambiente de sedimentación, cuya litología es marina carbonática (calizas), determinado a partir de crudos no alterados provenientes de la segunda carga. Esto permite inferir que los crudos del área fueron generados por la Formación La Luna, principal roca madre de la Cuenca del Lago de Maracaibo.
- La distribución composicional y molecular de los crudos provenientes de la segunda carga no alterada, permitió evidenciar variaciones leves en la madurez de los mismos, específicamente mayor madurez en los crudos de

Ceuta y La Ceiba en comparación con Tomoporo, Franquera, Barúa y Motatán. Sin embargo, a pesar de las variaciones observadas, los mismos presentan madurez temprana, generados en comienzo de ventana de generación de petróleo.

- Las fases de generación determinadas a través de las simulaciones numéricas 1D, permitieron clasificar el área en 3 zonas de generación de petróleo:
 1. Zona I: Eoceno temprano (52 M.a.) al Eoceno medio (40 M.a.), específicamente el norte de Ceuta, norte de Tomoporo, Barúa y norte de Motatán.
 2. Zona II: Mioceno tardío (6 M.a) hasta el Reciente (0 M.a.), la cual abarca el área de La Ceiba (sur del área).
 3. Zona III: zona de doble pulsación, Eoceno medio y Mioceno tardío – Plio/Pleistoceno, específicamente Ceuta, Tomoporo, Franquera, norte de La Ceiba y Motatán.
- Las saturaciones de petróleo alcanzadas por la roca madre durante la generación, permitió clasificar el área en 3 fases de expulsión:
 1. Fase de expulsión I: 47 M.a. (Eoceno medio) hasta 24 M.a. (Oligoceno tardío), específicamente en los campos de Barúa y Motatán.
 2. Fase de expulsión II: 5.86 M.a. (Mioceno tardío) hasta 0 M.a. (Reciente), abarcando el norte – oeste – sur de Ceuta y el campo La Ceiba.
 3. Fase de expulsión III: zonas que fueron afectadas por la pulsación de generación del Eoceno y del Mioceno tardío, y abarca el este de Ceuta, Tomoporo, Franquera y sur de Motatán.
- La migración y llenado de yacimientos está directamente relacionada a las pulsaciones de generación y expulsión, donde los yacimientos del área han tenido un continuo aporte de petróleo durante el tiempo geológico (40 M.a hasta 0 M.a), los cuales se comenzaron a llenar a los 40 M.a. aproximadamente, donde los primeros favorecidos fueron las arenas C de la

Formación Misoa y posteriormente las arenas B4-B6 y B1-B3 de la misma formación.

- El continuo llenado de yacimientos ha permitido que los mismos adquieran saturaciones de petróleo en el orden de 50 – 60 %, generando un área altamente prolífera.
- La falta de sello regional al sur del área (Formación Paují), es la causa de la existencia de menes en los límites Zulia – Trujillo, los cuales posiblemente provienen de la segunda pulsación de generación y expulsión que ocurrió al sur del área producto del levantamiento de Los Andes y basculamiento de la cuenca.
- Las condiciones de profundidad, temperatura y presión de los yacimientos a lo largo del tiempo geológico, son las principales responsables de la biodegradación inicial de los crudos.
- La biodegradación de los crudos acumulados en la primera carga ocurrió durante los 40 a 10 M.a., donde las condiciones fueron altamente favorables para el ingreso de aguas meteóricas y bacterias aeróbicas al yacimiento, las cuales atacaron la composición original de los crudos.
- Las condiciones en los yacimientos desde 10 M.a. a 0 M.a. (actual), no fueron favorables para el ingreso de aguas meteórica y existencia de bacterias aeróbicas, por lo que los crudos migrados y acumulados durante la segunda pulsación de generación y expulsión (6 – 0 M.a.), no han sido afectados por los procesos de biodegradación.
- Los yacimientos del área están caracterizados por presentar diferencias en la intensidad de las mezclas de crudos, pudiendo haber ocurrido menos mezcla en los yacimientos de Ceuta en comparación con Tomoporo, Franquera, La Ceiba, Barúa y Motatán, lo cual ha incidido en la mejor preservación de las características originales en los crudos de Ceuta en comparación con los otros campos.

RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio geoquímico detallado en los crudos de Ceuta, con la finalidad de obtener mayor conocimiento en cuanto al comportamiento de los crudos livianos existentes en ese campo.
- Realizar estudios de continuidad y compartimentalización de yacimientos en el área, de manera de evaluar las barreras estructurales que están limitando los yacimientos con crudos claramente diferenciables en su composición (livianos, medianos y pesados).
- Realizar modelados 2D en transectos NW-SE y NE-SW considerando la restauración de las secciones estructurales, de manera de poder predecir los posibles cambios en la geometría de las fallas a través del tiempo geológico, y ver su incidencia en los procesos de migración y acumulación de petróleo.
- Evaluar los procesos hidrodinámicos en el área y predecir su evolución en el tiempo, de manera de identificar las posibles barreras de permeabilidad y su influencia en la composición de los crudos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alberdi, M., Tocco, R., Parnaud, F., 1994. Análisis geológico integrado de las cuencas de Barinas y Maracaibo: Síntesis geoquímica de rocas. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 300.
- Allen, P.A., Allen, J.R., 1990. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment, Segunda edición. Blackwell Sciences LTD, p. 451.
- Berrio, I., Toro, C., 2000. Estudio geoquímico de yacimientos del área VLE-326, Bloque V, Campo LAMAR, Lago de Maracaibo. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 47.
- Boesi, T., Galea, F.A., Rojas, G., Lorente, M.A., Durán, I., Velásquez, M., 1988. Estudio estratigráfico del Flanco Norandino en el sector Lobatera-El Vigía. III Simposio Bolivariano Exploración Petrolera de las Cuencas Subandinas. Sociedad Venezolana de Geólogos, Caracas, Memoria I, 1-41.
- Buiskool, J.M.A., Van Der Veen, F.M., 1985. Geochemical investigation of a crude oil sample from well VLG-3715, Venezuela. Sponsor: Maraven, Caracas, p. 8.
- Burke, K., 1988. Tectonic evolution of the Caribbean: Annual Review of Earth and Planetary Sciences.
- Bray, E.E., Evans, E.D., 1961. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 22, 2-15.
- Cassani, F., Marcano, F., Pestman, P., Gómez, M., Álvarez, M., 1996. Modelado 1D de generación de hidrocarburos en 58 pozos reales y virtuales de las áreas de drenaje de Tomoporo, Barúa y Motatán: Aplicación del programa multipozo de BasinMod. Informe técnico: MARAVEN, p. 27.
- Cassani, F., Zambrano, C., Alvarez, M., 1997. Banco de datos geoquímicos del área Zulia Oriental. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 29.
- Cassani, F., Álvarez, M., Zambrano, C., 1998. Base de datos geoquímicos de la Cuenca de Maracaibo, informe de actualización de datos. Informe técnico: PDVSA Exploración y Producción, p. 67.

- 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.
- Delgado, P., 2012. Modelo geoquímico y sistema petrolífero en el área del Proyecto de Generación de Prospectos Zulia Occidental. Informe técnico: PDVSA Exploración y Producción, p. 107.
- De Toni, B., 1995. Síntesis estructural del sector norte de Zulia Oriental. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 17.
- Escalona, A., Mann, P., 2003. Paleogene Depocenter along the Northeast Margin of the Maracaibo Basin: Structure along an Exhumed, Eocene Age Lateral Ramp Fault in the Maracaibo Basin, Western Venezuela. Search and Discovery Article N° 30018. American Association of Petroleum Geologists. Annual Meeting, Salt Lake City, Utah, p. 7.
- Escalona, A., Mann, P., 2006. Sequence stratigraphic analysis of Eocene clastic foreland basin deposits in central Lake Maracaibo using high-resolution well correlation and 3-D seismic data. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 90, 581–623.
- Espinoza, S., Alcalá, M., 2009. Modelo Estratigráfico de los campos Moporo, La Ceiba y área de Franquera. Proyecto Reexploratorio FRAMOLAC. Informe técnico: PDVSA Exploración y Producción, p. 126.
- Gallango, O., Chin-A-Lien, M., Talukdar, S., 1984. Estudio geoquímico regional de la Cuenca de Maracaibo. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 177.
- Gallango, O., Zambrano, C., Benkovics, L., 2000. Evolución de la madurez da la Formación La Luna en e área de Zulia Oriental, Cuenca de Maracaibo. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 25.
- Gallango, O., Zambrano, C., Benkovics, L., 2001. Migración y alteración del petróleo en el área Tomoporo - Mene Grande, Cuenca de Maracaibo. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 20.

- Gallando, O., Tocco, R., 1994. Análisis geológico integrado de las cuencas Barinas-Maracaibo. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 127.
- Ghosh, S., Pestman, P., Melendez, L., Bartok, P., Lorente, M. A., Duran, I., Pittelli, R., Rull, V., Mompart, 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. M., Picard, X., 1980. Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas. Ediciones FUNINVES. Caracas, Venezuela. Tomo 2, p. 1031.
- González, M., Murillo, W., Martínez, A., Grobas, J., Kassabji, E., Rodríguez, C., Durán, J., 2006. Estudio geoquímico de crudos ubicados en Zulia Oriental (campos Ambrosio, Cabimas, Punta Benítez, Lagunillas, Mene Grande, Barúa, Motatán y Tomoporo): Informe de avance del Proyecto Tigra – Pueblo Viejo. Informe técnico: PDVSA INTEVEP, p. 105.
- Hague, P., Sarzalejo, S., León, F., 1998. Structural evolution and migration modelling in Zulia Oriental. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 119.
- Hedberg, H.D., 1931. Cretaceous limestone as petroleum source rock in Northwestern Venezuela. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 15, 229 - 246.
- Herrera, C., Cappellari, C., Vargas, C., 2009. Modelo estructural para el área del Proyecto Re-Exploratorio FRAMOLAC. Informe técnico: PDVSA – Exploración y Producción, p. 117.
- Hunt, J.M., 1995. Petroleum Geochemistry and Geology. V.H. Freeman New Cork, Second Edition, p. 743.
- Killops, S.D., Killops V.J., 1993. An introduction to organic geochemistry. John Wiley & Sons, New York, p. 393.
- Léxico Estratigráfico de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela, 2010. <http://www.pdvs.com/lexico/lexicoh.htm>. (Consulta realizada: Mayo, 2011).

- Lewan, M.D., 1984. Factors controlling the proportionality of vanadium to níkel in crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 48, 2231-2238.
- Llanos, Y., 2000. Modelado geoquímico en el sur del Lago de Maracaibo. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ciencias. Escuela de Química. Departamento de Geoquímica. Trabajo Especial de Grado, p. 375.
- López, L., 2008. Curso de ampliación: Correlaciones crudo-crudo y roca madre. Laboratorio Geológico El Chaure – Puerto La Cruz, p. 44.
- 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.
- López, L., 2014. Study of the biodegradation levels of oils from the Orinoco Oil Belt (Junin area) using different biodegradation scales. *Organic Geochemistry* 66, 60-69.
- Marcano, F., Cassani, F., Pestman, P., Gómez, M., Arminio, J., Álvarez, M., 1998. Geoquímica de reexploración: su aplicación en el área de Barúa-Motatán, Zulia Oriental, Cuenca de Maracaibo. Memorias del VI Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica. Venezuela.
- Márquez, C., 2006. Predicción de sello de falla en el yacimiento VLG-3729, área sur, Distrito Tomoporo. Informe técnico: PDVSA-INTEVEP, p. 36.
- Martínez, A., Grobas, J., Murillo, W., Kassabji, E., González, M., González, A., Suárez, H., 2006. Evaluación del contenido, calidad y madurez de la materia orgánica en posibles rocas provenientes de pozos claves ubicados en el área de Zulia Oriental: Informe de avance del Proyecto Tigre – Pueblo Viejo. Informe técnico: PDVSA INTEVEP, p. 53.
- Méndez, M., Zambrano, C., Álvarez, M., Cassani, F., 1997. Caracterización geoquímica de rocas, crudos y menes en el área de Zulia Oriental. Volumen I. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 121.
- Méndez, M., Zambrano, C., Álvarez, M., Cassani, F., 1998. Caracterización geoquímica de rocas, crudos y menes en el área de Zulia Oriental. Volumen II. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 300.

- 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.
- Moldowan, J.M., McCaffrey, M.A., 1995. A novel microbial hydrocarbon degradation pathway revealed by hopane demethylation in a petroleum reservoir. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 59, 1891-1894.
- Molina, A., Valdez, T., 2011. Evaluación del Potencial Petrolífero en el área del Proyecto Re-exploratorio Franquera-Moporo-La Ceiba (PREX_FRAMOLAC). Informe técnico: PDVSA Exploración y Producción, p. 118.
- Montgomery, H., Pessagno, E., Muftoz, I., 1992. Jurassic (Tithonian) radiolaria from La Desirade (Lesser Antilles): Preliminary paleontological and tectonic implications. *Tectonics* 11, 234-246.
- Montoya, J., 2008. Estimación de espesores erosionados del Eoceno, área PGP – La Ceiba. Informe técnico: PDVSA – Exploración y Producción, p. 29.
- Murillo, W., Martínez, A., Kassabji, E., Grobas, J., 2007. Estudio geoquímica de crudos provenientes de las arenas productoras de la Formación Misoa B-4, B-3 y B-1 y la Formación Paují A-10 en el pozo Franquera-1X, Edo. Zulia. Informe técnico: PDVSA INTEVEP, p. 36.
- Nettleton, E., 1994. Structural and stratigraphic interpretation of the Zulia Oriental area. Informe técnico: Maraven, p. 75.
- Olivares, C., Rojas, I., Izarra, L., Melo, L. (2004). VIPA “Visión Integrada del Potencial Petrolífero de Venezuela”. Información Recopilada por Estudios Regionales, 2004. Documento Técnico: PDVSA Exploración y Producción, p. 199.
- Parnaud, F., Gou, I., Pascual, J. C., Truskowski, I., Gallango, O., Passalacqua, H., Roure, F., 1995. Petroleum geology of the central part of the Eastern Venezuelan basin en A. J. Tankard, A. J., Suárez, S. R., Welsink, H. J. Petroleum basins of South America. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 62, 735-756.

- Peña, A., León, F., Sarzalejo, S., León, K., Morales, V., Luna, F., Diaz, J., Benkovics, L., Gallango, O., Zambrano, C., Sornes, G., Quintero, J., De Los Ríos, A., Escandón, L., 2000. Informe Final del Proyecto de Generación de Prospecto, Zulia Oriental: Informe técnico: PDVSA Exploración y Producción, p. 175.
- Peters, K. E., Moldowan, J. M., 1993. The biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice Hall, New Jersey, 363 p.
- Peters, K. E., Walters, C. C., Moldowan, J. M., 2005. The biomarker guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. Second Edition. Volume 2. Cambridge University Press, USA, p. 1155.
- Pindell, J., Barrett, S.F., 1990. Geologic evolution of the Caribbean: a plate-tectonic perspective, in G. Dengo and J. E. Case, eds., The Caribbean, Volume H: Decade of North American Geology, GSA, p. 47.
- Radke, M., Welte, D.H., Willsch, H., 1986. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. Organic Geochemistry 10, 51-63.
- Rodríguez, C., 1999. Caracterización geoquímica de 18 muestras de crudos provenientes del Campo Ceuta. Informe de Avance. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 40.
- Roure, F., Colletta, B., De Toni, B., Loureiro, D., Passalacqua, H., 1997. Deformations in the Maracaibo and East Zulia basins, Western Venezuela. Marine and Petroleum Geology 14, 125-144.
- Ruggiero, A., Moreno, O., Sarzalejo, S., Zambrano, C., 1998. Recopilación y validación de la información geoquímica del área del Foredeep Norandino. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 43.
- Schneider, F., Bastardo, M., Bosset, J.C., Caillot A., Cuilhe L., Filak J.M., Gou Y., Magnier C., Pascual J.C., Piriou S., Pouliquen S., Thomas J., Vanlint J., 2009. Estudio Integrado de Sistemas Petrolíferos – Venezuela Occidental: Lago 3D. Informe técnico: PDVSA Exploración y Producción: Estudio y formación acelerada de integradores, p. 387.

- Sofer, Z., 1984. Stable carbon isotope composition of crude oils: Applications to source depositional environments and petroleum alteration. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 68, 31-49.
- Talukdar, S., Gallango, O., Ruggiero, A., 1985. Formación La Luna y Formación Querecual de Venezuela: rocas madres de petróleo. Congreso Geológico Venezolano. Memoria 6, 3606 – 3642.
- Talukdar, S., Marcano, F., 1994. Petroleum System of the Maracaibo Basin, Venezuela. The Petroleum System form source to trap. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 60, 463 - 481.
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. Petroleum Formation and Occurrence. Springer-Verlag, New Cork. Second Edition, p. 699.
- Tocco, R., 1996. Caracterización Geoquímica de Crudos de la Formación Misoa Campo Centro Lago, Cuenca del Lago de Maracaibo, Heterogeneidad del Yacimiento, sobre la base de la composición de los crudos. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 82.
- Tocco, R., Rodríguez, C., Suárez, H., 1997. Estudio geoquímico de crudos del mioceno, campo Bachaquero, estado Zulia. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 55.
- Volkman, J.K., Alexander, R., Ian Kagi, R., Noble, R.A., Wayne W.G., 1983a. A geochemical reconstruction of oil generation in the Barrow Sub-basin of Western Australia. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 47, 2091-2105.
- Volkman, J.K., Alexander, R., Ian Kagi, R., Wayne W.G., 1983b. Demethylated hopanes in crude oils and their applications in petroleum geochemistry. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 47, 785-794.
- Wenger, L.M., Davis, C.L., Isaksen, G.H., 2002. Multiple controls on petroleum biodegradation and impact on oil quality. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering* 5, 375-383.
- Zambrano, C., Cassani, F., Álvarez, M., 1997. Banco de datos geoquímicos del área de Zulia Oriental. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 29.

- Zambrano, C., Moreno, O., Cassani, F., 1998. Modelado de generación/expulsión de hidrocarburos en el área de Zulia Oriental. Informe técnico: PDVSA INTEVEP – Ciencias de la Tierra, p. 25.
- Zambrano, C., Cheng, F., 2009. Caracterización petrofísica de los prospectos exploratorios adscritos al área de Franquera – Moporo - La Ceiba (FRAMOLAC), costa suroriental del Lago de Maracaibo. Informe técnico: PDVSA – Exploración y Producción, p. 64.
- Zhang, D., Huang, D., Li, J., 1988. Biodegraded sequence of Karamay oils and semi-quantitative estimation of their biodegraded degrees in Junggar Basin, China. *Organic Geochemistry* 13, 295-302.

ANEXOS

Anexo 1. Modelo geológico del área

Con la finalidad de poder reproducir los diferentes eventos que han tenido influencia durante la formación de la cuenca, se generó un modelo geológico lo más completo y confiable, correlacionando información estratigráfica, bioestratigráfica, sedimentológica, interpretación sísmica y patrones de apilamiento en registros eléctricos, para establecer un marco cronoestratigráfico y litoestratigráfico de las unidades geológicas presentes, con su respectiva composición litológica, y de esta manera determinar la distribución de roca madre, rocas yacimiento y rocas sello en el área.

La estratigrafía del área fue definida en términos de las unidades litoestratigráficas que han sido penetradas por los pozos perforados en el área y reconocidas en afloramientos, las cuales se encuentran distribuidas cronológicamente desde el Cretácico hasta el Reciente.

El modelo estratigráfico utilizado para establecer la distribución de los elementos del sistema petrolífero, fue el propuesto por Espinosa y Alcalá (2009), el cual se generó utilizando los principios y métodos de la estratigrafía secuencial, en vista de que es la herramienta más adecuada para disminuir la incertidumbre en la predicción de la distribución areal y vertical de las unidades formacionales.

En el área han sido interpretados y correlacionados nueve límites de secuencia (LS) (LS_98.9, LS_71.3, LS_67, LS_55, LS_44, LS_42.5, LS_41.5, LS_39.5 y LS_5.2), siete superficies de inundación máxima (SIM) (SIM_41.2, SIM_42, SIM_43, SIM_48, SIM_50.3, SIM_70 y SIM_95.3) y una superficie de inundación (SI_1) en todos los pozos distribuidos en el área de estudio (Espinosa y Alcalá, 2009).

La columna estratigráfica está limitada y dividida por discordancias angulares, las cuales por definición, son límites de secuencias que separan las unidades formacionales que conforman la columna estratigráfica del área y que presentan importancia dentro de los elementos del sistema petrolífero definido en este trabajo. Estas discordancias y sus secuencias asociadas son tectonosecuencias en lugar de

secuencias estrictamente eustáticas como las mencionadas en la carta de ciclos de Haq (Haq *et al.*, 1987 en Espinosa y Alcalá, 2009). Los límites de secuencia definidos se muestran en la figura 1, estos reflejan el contexto estratigráfico general y en los cuales se hará hincapié en este trabajo, ya que definen los límites entre las unidades formacionales descritas y presentes en las columnas estratigráficas del área. Dentro del marco cronoestratigráfico se correlacionaron los pozos litoestratigráficamente con la finalidad de asignar los topes de las unidades formacionales.

Límite de Secuencia	Tectonosecuencia	Edad	Equivalencia Litoestratigráfica
LS_5.2	LS_16.2 - LS_5.2	Mioceno	Fm. La Puerta Fm. Lagunillas Fm. La Rosa
LS_39.5	LS_41.5 - LS_39.5	Eoceno Medio	Fm. Paují
LS_41.5	LS_44 - LS_41.5	Eoceno Medio	Fm. Misoa (Arenas B Sup.)
LS_44	LS_49.5 - LS_44	Eoceno Medio	Fm. Misoa (Arenas B Inf.)
LS_49.5	LS_55 - LS_49.5	Eoceno Temprano	Fm. Misoa (Arenas C)
LS_55	LS_67 - LS_55	Paleoceno	Fm. Guasare / Fm. Trujillo
LS_67	LS_71.3 - LS_67	Cretácico	Fm. Mito Juan / Fm. Colón
LS_71.3	LS_98.9 - LS_71.3	Cretácico	Fm. La Luna
LS_98.9	LS_115 - LS_98.9	Cretácico	Grupo Cogollo

Figura 1. Discordancias y secuencias asociadas (Tomado y modificado de Espinosa y Alcalá, 2009).

Con la finalidad de determinar la distribución de las formaciones que conforman la columna estratigráfica (extensión lateral y vertical), fueron realizadas correlaciones de registros eléctricos y de sísmica en dirección NS y EO, con los límites de secuencias determinados, para así visualizar la presencia y/o ausencia de los intervalos geológicos en toda el área (formaciones depositadas), tomando en cuenta que por procesos geodinámicos ocurridos durante la formación de la cuenca, no estarán presentes algunos intervalos en el área, motivado a procesos de erosión.

La secuencia Cretácica (LS_98.9 - LS_67) mantiene un espesor relativamente constante a lo largo de toda la el área, esta secuencia fue penetrada en su totalidad

solo por los pozos VLG-3753 (al norte) y CEI-1X (al sur), observándose un ligero incremento de espesor hacia el NE, lo que podría indicar una profundización de la cuenca en esta dirección, asociada a la actividad tectónica de las fallas de Tomoporo y Tomoporo Norte (Espinosa y Alcalá, 2009).

En la secuencia Paleocena (LS_67 - LS_55), puede apreciarse una variación considerable de espesor en dirección norte – sur, lo cual puede evidenciarse al comparar la sección penetrada por el pozo FRA-1X y los pozos VLG-3715 y CEI-6 ubicados al norte y sur del primero mencionado (Figura 2). Los mayores espesores se encuentran presentes en la zona central del área, determinado a través de los pozos de Franquera, disminuyendo considerablemente al norte y sur del área, desapareciendo por completo hacia el área de La Ceiba (al sur de la Falla CEI-5), debido a procesos de erosión (Espinosa y Alcalá, 2009). Esta secuencia corresponde a las formaciones Guasare/Trujillo.

La secuencia Eocena (LS_55 - LS_49.5) correspondiente a las arenas C de la Formación Misoa, se caracteriza por ser transgresiva y por presentar influencia continental y parálica en gran parte de la cuenca. Esta secuencia muestra una distribución areal uniforme, sin embargo presenta un ligero aumento de espesor en dirección norte – sur (Espinosa y Alcalá, 2009).

La secuencia Eocena (LS_49.5 - LS_44) correspondiente a las arenas B inferior de la Formación Misoa, presenta un aumento de su espesor hacia el norte. Sin embargo, el mayor desarrollo de facies arenosas se encuentra en el centro y sur del área, disminuyendo la proporción arena/lutita hacia el norte. Este límite fue definido por electro facies y llevado a través del área con la información sísmica utilizando la calibración sísmica-pozo (Espinosa y Alcalá, 2009).

La secuencia Eocena (LS_44 - LS_42.5) correspondiente a las arenas B-4 – B-6 de la Formación Misoa, presenta una tendencia progradacional, mostrando patrones de engrosamiento hacia el tope. Se interpreta dentro de un ambiente de sedimentación deltaico, localmente estuarino con influencias de mareas, caracterizado por depósitos de canales distributarios estuarinos, canales de mareas, barras de mareas, planicies deltaicas y maréales. El límite de secuencia LS_42.5 es una discordancia de poca

angularidad, que no ocasionó una erosión significativa, y que marca el inicio de una disminución de la actividad tectónica. En esta secuencia se observa un incremento del espesor hacia el norte (Espinosa y Alcalá, 2009).

La secuencia correspondiente a las arenas B-1 y B-3 de la Formación Misoa (LS_42.5 - LS_41.5), y que a su vez representan el tope de dicha formación, está relacionada a los principales yacimientos del área, específicamente a las unidades litoestratigráficas de B-Superior. Los mayores espesores de esta secuencia se encuentran hacia el norte del área, presentando disminución hacia el sur, debido a eventos tectónicos que causaron procesos erosivos, los cuales generan la ausencia de estas arenas al sur (área de La Ceiba al sur de la Falla Ceiba-5). Esta secuencia ha sido interpretada como depósitos de sistemas fluvio-deltaicos (Espinosa y Alcalá, 2009).

La secuencia LS_41.5 - LS_39.5 está representada por las lutitas marinas de la Formación Paují, la cual muestra un aumento de espesor hacia el NE, indicando profundización de la cuenca y está relacionado a un ambiente marino de plataforma a batial. Esta secuencia constituye el sello regional de los yacimientos petrolíferos del Eoceno, y se caracteriza por una baja tasa de sedimentación y poca actividad tectónica, dando como resultado la trasgresión marina de la misma. Es importante destacar que hacia el área de La Ceiba ésta secuencia fue afectada por la erosión post-Eoceno y se encuentra ausente en su totalidad al sur de la Falla Ceiba 5 (Espinosa y Alcalá, 2009). El límite de secuencia LS_39.5 además de definir el tope de la Formación Paují, marca el proceso erosivo post-Eoceno, donde grandes espesores previamente depositados fueron levantados y erosionados, producto de eventos geodinámicos ocurridos en la formación de la cuenca, es por esto que en la secuencia cronoestratigráfica se tiene un salto del LS_39.5 al LS_16.2, lo cual corresponde al intervalo erosionado.

La secuencia LS_16.2 - LS_ 5.2, corresponde a las formaciones depositadas en el Mioceno (formaciones La Rosa, Lagunillas y La Puerta), las cuales todas en conjunto tienen un espesor relativamente constante. Las misma han sido consideradas como un paquete completo llamado Mioceno, ya que no presentan importancia significativa en los elementos del sistema petrolífero de interés, más sin embargo su espesor es de

total importancia ya que ejerce sobrecarga sobre las formaciones infrayacentes, generando condiciones favorables a la roca madre para la generación y expulsión de hidrocarburos. De igual manera ocurre con la secuencia LS_5.2 hasta el Reciente, la cual corresponde a la depositación de las formaciones del Plio/Pleistoceno, cuyo espesor se mantiene constante en toda el área y representa importancia en la sobrecarga de la cuenca.

Las figuras 2 y 3, muestran secciones estructural – estratigráficas en dirección SN y OE, donde puede visualizarse las variaciones laterales que presentan las formaciones que conforman la columna estratigráfica del área de estudio (discordancias, aumento y disminución de espesores).

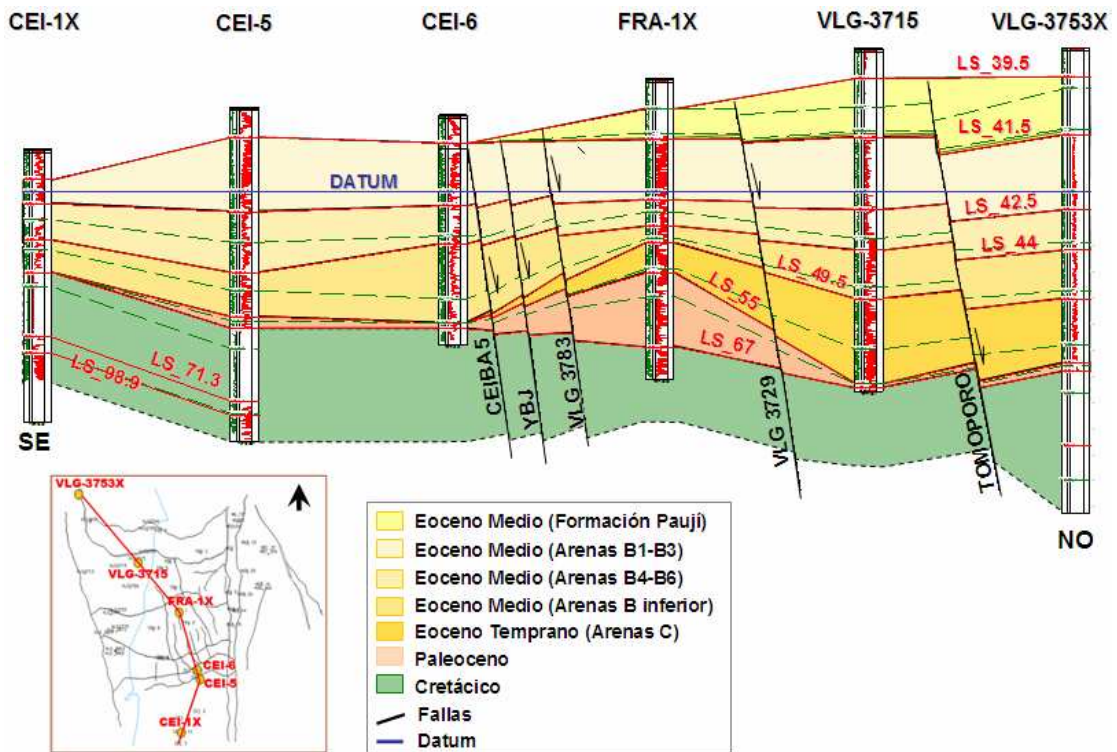


Figura 2. Sección estructural - estratigráfica en dirección sur-norte, mostrando LS que evidencian las variaciones laterales y verticales de las unidades formacionales (Espinosa y Alcalá, 2009).

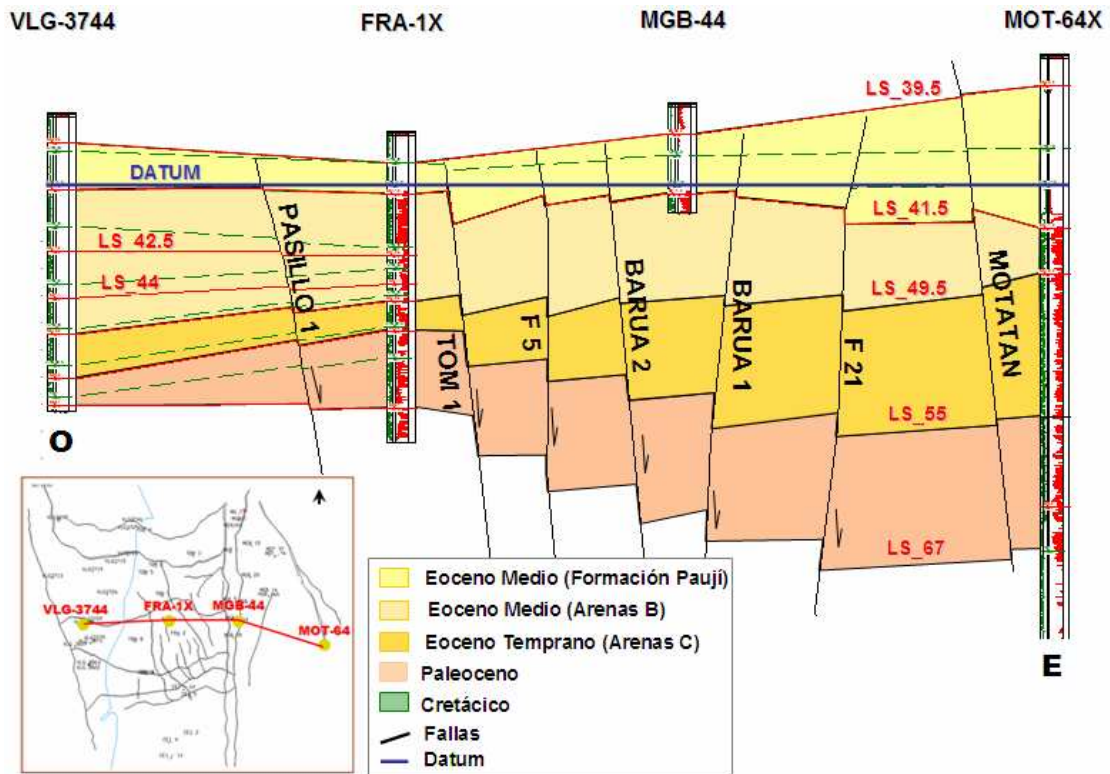


Figura 3. Sección estructural - estratigráfica en dirección oeste - este, mostrando LS que evidencian las variaciones laterales y verticales de las unidades formacionales (Espinosa y Alcalá, 2009).

Espesores erosionados:

Los espesores erosionados presentan gran importancia en la definición del modelo geológico, ya que corresponden a una sobrecarga que estuvo haciendo efecto en la columna estratigráfica, causando que la roca madre infrayacente alcance condiciones de presión y temperatura adecuadas para la generación y expulsión de petróleo.

Procesos geodinámicos ocurridos durante la formación de la cuenca, produjeron la erosión de algunos intervalos formacionales en el área de estudio, los cuales han sido considerados para la generación del modelo geológico, y corresponden a tres erosiones principales mencionadas a continuación:

- Erosión principal Post-Eoceno (E-1): corresponde al proceso erosivo de mayor importancia, que ocurrió posterior a la sedimentación durante el Eoceno, donde grandes paquetes de sedimentos previamente sedimentados, fueron levantados y erosionados, afectando por completo el Oligoceno y

parcialmente la parte superior del Eoceno. Los espesores de esta erosión aumentan de oeste a este, en intervalos de 2.500' a 6.000', presentando los mayores espesores el área de Barúa – Motatán. Estos valores fueron calculados en estudios previos, a través de métodos petrofísicos (Olivares *et al.*, 2004 y Montoya, 2009). La Figura 4 muestra el mapa del espesor erosionado del Eoceno tardío – Oligoceno para esta erosión principal y regional.

- Erosión Plioceno – Pleistoceno (E-2): corresponde a un proceso erosivo que se extiende en toda la cuenca, es una erosión de menor espesor la cual abarca las capas más someras sedimentadas en épocas más recientes y que por procesos actuales están en continua erosión. El espesor erosionado de este intervalo se considera bastante uniforme en toda la cuenca, y no sobrepasan los 1.000' de espesor erosionado, estando en el área de estudio con un promedio de 500'. La Figura 5, muestra el mapa de espesor erosionado del Plioceno - Pleistoceno generado en trabajos previos (Olivares *et al.*, 2004).

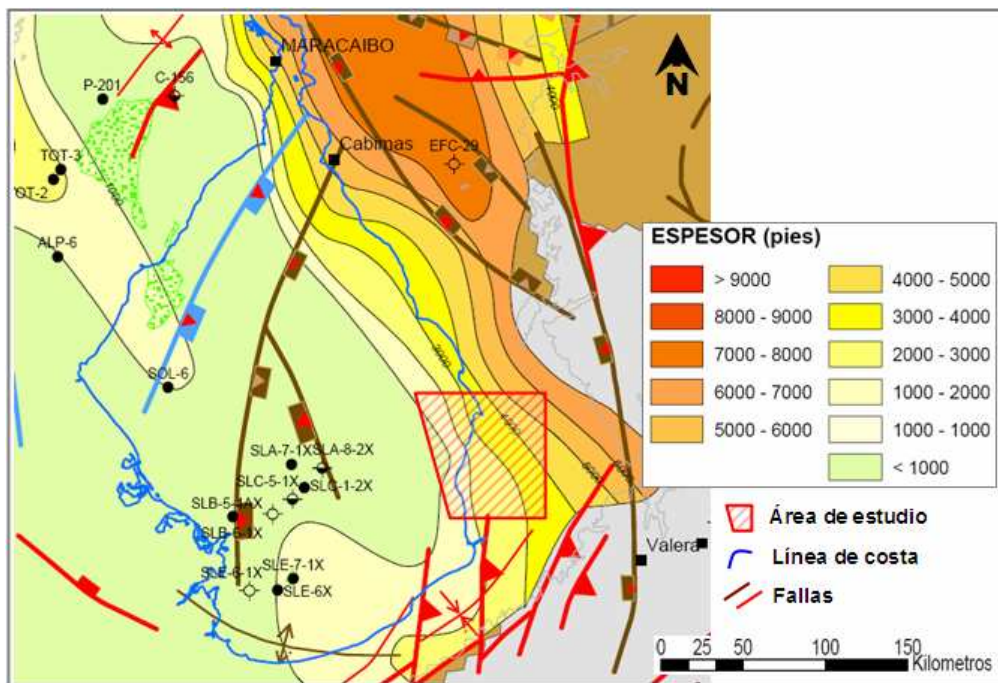


Figura 4. Mapa de espesor erosionado del Eoceno tardío – Oligoceno (Olivares *et al.*, 2004).

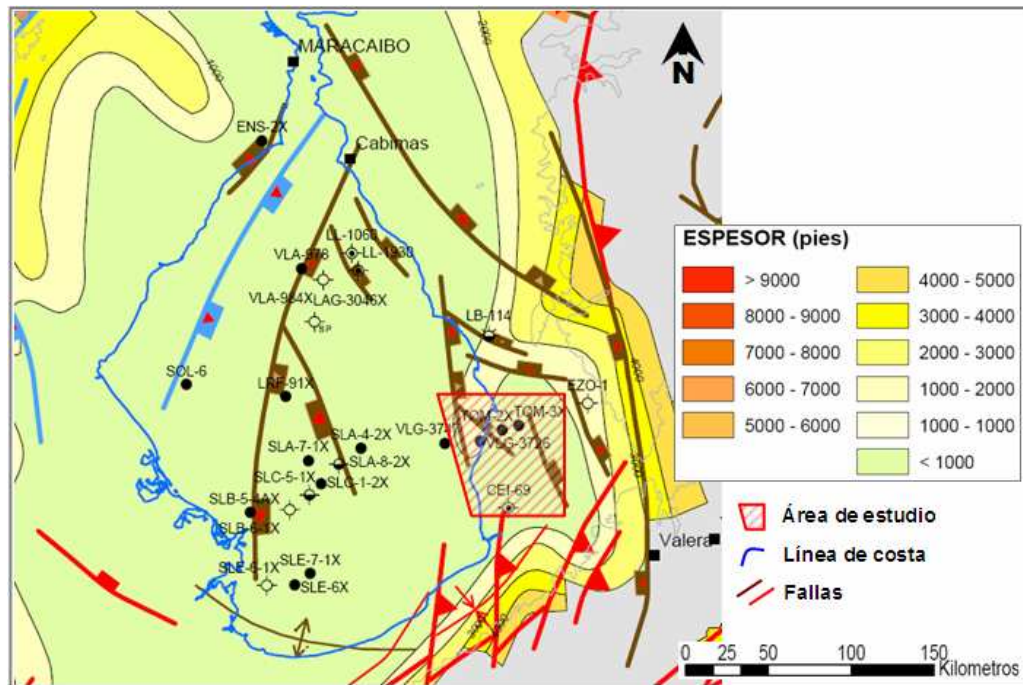


Figura 5. Mapa de espesor erosionado del Plioceno – Pleistoceno (Olivares *et al.*, 2000).

- Erosión Paleoceno (E-3): corresponde a un proceso erosivo observado al sur del área, específicamente al sur de la Falla Ceiba-5, producto del basculamiento de la cuenca ocurrido en el Mioceno con el levantamiento de Los Andes, este evento generó que el Paleoceno, representado por las Formaciones Guasare/Trujillo, redujeran considerablemente su espesor hasta llegar a acuñarse y desaparecer por completo. El espesor erosionado para este evento se encuentra en un intervalo promedio de 1.000', afectando solo la zona de La Ceiba (sur de la Falla Ceiba-5).

De acuerdo a esto, y considerando el modelo estratigráfico descrito anteriormente, se han propuestos dos columnas estratigráficas para el modelado de cuencas, limitadas por la Falla Ceiba 5, la cual marca el cambio estratigráfico en cuando a la presencia y/o ausencia de intervalos formacionales. Una primera columna fue definida para los pozos ubicados al norte de la falla anteriormente mencionada y se encuentra constituida por dos procesos erosivos (erosión post-Eoceno (E-1) y Reciente (E-2)), y

una segunda columna para los que se ubican al sur de la misma, la cual la constituyen tres erosiones (erosión Post-Eoceno (E-1), Reciente (E-2) y Paleoceno (E-3)) (Figura 6).

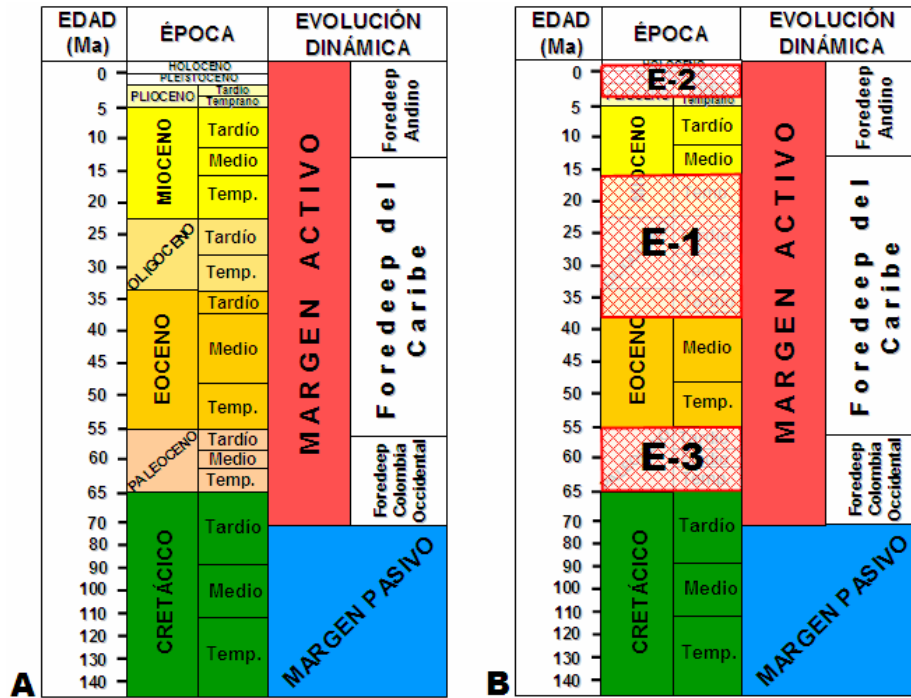


Figura 6. Columnas estratigráficas tipo que definen el modelo geológico del área de estudio. A) Columna estratigráfica generalizada. B) Columna estratigráfica evidenciando las erosiones existentes consideradas en el modelo geológico.