

TRABAJO ESPECIAL DE MAESTRÍA

**ESTUDIO DE COMPARTAMENTALIZACIÓN EN LA FORMACIÓN  
MERCURE PARA LOS CAMPOS JUSEPÍN Y COTOPERÍ, NORTE DE  
MONAGAS**

**Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por la Licenciada Mariacarolina Velásquez Delgado  
para optar por el título de Magister Scientiarum**

Caracas, octubre 2023

TRABAJO ESPECIAL DE MAESTRÍA

**ESTUDIO DE COMPARTAMENTALIZACIÓN EN LA FORMACIÓN  
MERCURE PARA LOS CAMPOS JUSEPÍN Y COTOPERÍ, NORTE DE  
MONAGAS**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. MSc. Karmele León.

Presentado ante la ilustre  
Universidad **Central de Venezuela**  
**por la Licenciada Mariacarolina Velásquez Delgado**  
**para optar por el título de Magister Scientiarum**  
**en Ciencias Geológicas**

Caracas, octubre 2023

**© Mariacarolina Velásquez Delgado, 2023.  
Hecho el depósito de Ley.  
Depósito Legal\*\*\*\***



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 de Grado presentado por la Lic. Velásquez Delgado, Mariacarolina, C.I. 18.418.651, bajo el título "ESTUDIO DE COMPARTAMENTALIZACIÓN EN LA FORMACIÓN MEREURE PARA LOS CAMPOS JUSEPÍN Y COTOPERÍ, NORTE DE MONAGAS", a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Magister Scientiarium 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 27 de octubre de 2023, a las 2:00 p.m., para que la autora lo defendiera en forma pública, lo que ésta hizo en la Sala de Postgrado, de la Facultad de Ingeniería UCV, 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 las ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

3.- Para este veredicto, el Jurado, las profesoras MSc. Karnele León De Serrano, MSc. Zureisy Marín y MSc. Patricia Tardáguila, quienes plantean que este Trabajo de Grado representa un aporte considerable en el área de estudios integrados de yacimientos, y en particular en aquellos de naturaleza completa, tanto dinámica como estática, en donde la continuidad de los mismos representa una gran

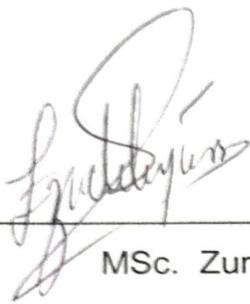


*Mariacarolina*  
14-11-2023

*Karnele León De Serrano* *Zureisy Marín* *Patricia Tardáguila*

incertidumbre. Adicionalmente, representa un estudio innovador para la industria petrolera venezolana.

En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los veintisiete (27) días del mes de octubre del año 2023, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado. Actuó como Coordinadora del Jurado la MSc. Karmele León De Serrano.



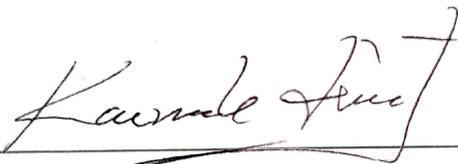
---

MSc. Zureisy Marín  
C.I. 16.337.600  
(FI-UCV)



---

MSc. Patricia Tardáguila  
C.I. 12.910.562  
(FI-UCV)



---

MSc. Karmele León De Serrano  
C.I. 5.223.423  
(FI-UCV)  
Tutora

## DEDICATORIA

A mis padres.

Al estado Monagas y a sus maravillas.

***A la humanidad que compartimos.***

## AGRADECIMIENTOS

*A todos los partícipes,*

directa e indirectamente,

en la concreción de este proyecto.

# **ESTUDIO DE COMPARTAMENTALIZACIÓN EN LA FORMACIÓN MEREURE PARA LOS CAMPOS JUSEPÍN Y COTOPERÍ, NORTE DE MONAGAS**

**Tutor académico: Prof. MSc. Karmele León. Tesis. Caracas, UCV  
Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año  
2023, p. 147**

## **RESUMEN**

Este estudio se centra en la Formación Mereure, específicamente en los campos Jusepín y Cotoperí, ubicados en el norte de Monagas. El objetivo principal es proponer un modelo de compartimentalización para yacimientos maduros, basándose en datos estáticos del yacimiento (modelos estratigráficos, sedimentológicos y estructurales) y dinámicos de los fluidos en el mismo (crudo, agua y gas), teniendo a la geoquímica de yacimientos y del petróleo como disciplinas centrales del análisis. Para la evaluación geoquímica, se recolectaron 14 muestras de pozo a nivel de cabezal (12 del campo Jusepín y 2 del campo Cotoperí). Estas muestras, del tipo crudo total (sin volátiles) y de la porción C<sub>15-</sub> del crudo (con volátiles), se sometieron a diversos análisis. Se consideraron los modelos estratigráfico, sedimentológico y estructural, así como datos dinámicos obtenidos en estudios previos. Los análisis realizados incluyeron gravedad API, análisis elementales mediante la técnica de XRF, separación SARA y evaluación de biomarcadores y marcadores aromáticos de las fracciones respectivas mediante la técnica CG-MS. Las muestras de la fracción C<sub>15-</sub> (huella digital del crudo) se analizaron por CG-crudo total. Los resultados indican que los crudos derivan de una roca madre de origen marino mixto, bajo condiciones predominantemente reductoras, caracterizada por un querógeno tipo II-III. Estos crudos han sufrido poca o ninguna alteración en el yacimiento. Son normales del tipo parafínico-nafténico y reflejan distintos grados de madurez debido a la influencia de dos pulsos de generación provenientes del noroeste y suroeste del área de estudio. La evaluación cualitativa de la huella digital de los crudos reveló barreras de transmisibilidad mayores entre los bloques Central y Oeste del campo Jusepín. Los pozos del campo Cotoperí y aquellos cercanos al pozo 3 presentan barreras de transmisibilidad menores entre los bloques Central y Este del campo Jusepín y los pozos del bloque Oeste.

En el bloque Jusepín Central, la densidad de fallas de acomodo es mayor que en el resto de los bloques del Dominio Jusepín. La parte norte del bloque Jusepín Central está ampliamente comunicada (con porcentajes de coincidencia geoquímica entre 80 y 87%), debido a la presencia de fallas no sellantes y alta correspondencia por continuidad estratigráfica de la unidad TS-10/SB (pozos 4 y 8). Las zonas correspondientes al pozo 7 y al pozo 3 se plantean como áreas discretas distinguibles de la zona norte del bloque Jusepín Central. Su comportamiento puede asociarse a rasgos internos en cuanto a su configuración sedimentológica, así como a la presencia de fallas de acomodación con rumbo EO. Estas fallas dividen al bloque Jusepín Central en dos secciones compartimentalizadas: una hacia el Norte y otra hacia el Sur siguiendo el ápice de la cresta del anticlinal. El pozo 8 funciona como un canal de comunicación entre los pozos del este y el oeste del bloque Jusepín Central, ya que guarda gran coincidencia geoquímica con la mayoría de los pozos estudiados.

**Palabras clave:** estudios integrados, geoquímica de yacimientos, campo Jusepín, campo Cotoperí, Sub-cuenca de Maturín, Cuenca Oriental de Venezuela, Formación Merecure, compartimentalización de yacimientos.

## TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	vii
TABLA DE CONTENIDO.....	ix
LISTA DE FIGURAS.....	xii
LISTA DE TABLAS.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
1.1. OBJETIVOS.....	5
1.1.1. General.....	5
1.1.2. Específicos.....	5
1.2. ALCANCE-JUSTIFICACIÓN.....	6
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	8
2.1. COMPARTAMENTALIZACIÓN DE YACIMIENTOS.....	8
2.1.1. Sellos y trampas .....	8
2.1.2. Fluidos.....	9
2.1.3. La geoquímica como herramienta para evaluar la compartimentalización.....	10
2.2. UBICACIÓN Y EXTENSIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	10
2.2.1. Datos básicos oficiales de los yacimientos de la Formación Merecure campos Jusepín-Cotoperí.....	13
2.3. MARCO GEOLÓGICO.....	14
2.3.1. Evolución geológica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	14
2.3.2. Marco tectónico regional.....	22
2.3.3. Formación Merecure.....	24
2.4. SISTEMA PETROLÍFERO.....	28

2.5. ANTECEDENTES.....	30
2.5.1. Antecedentes internacionales.....	30
2.5.2. Antecedentes en el área de estudio.....	36
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	50
3.1. Toma de muestras.....	50
3.1.1. Crudo sin volátiles.....	50
3.1.2. Crudo con volátiles o fracción C <sub>15</sub> -.....	50
3.2. Gravedad API.....	52
3.3. Separación SARA.....	53
3.4. Métodos analíticos.....	54
3.4.1. Cromatografía de la fracción C <sub>15</sub> -.....	54
3.4.2. Análisis de biomarcadores en las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos por CG-EM.....	55
3.4.3. Fluorescencia de rayos X (XRF) .....	56
CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	58
4.1. Caracterización geoquímica de crudos.....	59
4.1.1. Relaciones interelementales: vanadio, níquel y azufre.....	59
4.1.2. Distribución SARA.....	61
4.1.3. Distribución de biomarcadores y marcadores aromáticos.....	63
a) <i>n</i> -alcanos e isoprenoides.....	64
b) Esteranos regulares y diasteranos.....	67
c) Terpanos.....	68
d) Esteranos triaromáticos (TAS) .....	70
e) Fenantreno y metrilfenantrenos.....	72
f) Dibenzotiofeno y metildibenzotiofenos.....	74
4.1.4. Distribución de la fracción C <sub>15</sub> -.....	77

a) Parámetros de Thompson (1983 y 1987) .....	77
b) Parámetros de Halpern (1995) .....	79
4.2. Asociaciones geoquímicas: origen, madurez y alteración.....	81
4.2.1. Tipo u origen de la materia orgánica de la roca fuente.....	82
4.2.1.1. Interpretación global del origen de los crudos.....	85
4.2.2. Madurez termal de la materia orgánica.....	85
4.2.2.1. Pulsos de generación de hidrocarburos.....	87
4.2.3. Condiciones paleoambientales de sedimentación de la materia orgánica.....	87
4.2.3.1. Interpretación global de las condiciones paleoambientales de sedimentación.....	91
4.2.4. Alteración de los crudos en el yacimiento.....	91
4.3. Inferencias sobre compartimentalización de yacimientos.....	92
4.3.1. Distribución de fluidos.....	92
4.3.2. Evaluación cualitativa de barreras de transmisibilidad: Diagramas polares o de estrella.....	94
4.3.3. Evaluación cuantitativa de barreras de transmisibilidad: Capacidad sello.....	95
a) Cerrado-Semicerrado de alto grado.....	97
b) Semi-cerrado de grado medio.....	97
c) Semi-cerrado de grado bajo.....	98
d) Abierto.....	98
4.4. Relaciones dinámicas y geológicas en los compartimientos propuestos.....	98
4.4.1. Histórico de producción.....	98
a) Conjunto de pozos 5, 4, 7 y 8.....	99
b) Conjunto de pozos 3, 6 y 9.....	103
4.4.2. Análisis sedimentológico y estratigráfico.....	104

4.5. Interpretación integrada de compartimentalización.....	105
CAPÍTULO V.....	111
5.1. CONCLUSIONES.....	111
5.2. RECOMENDACIONES.....	115
5.3. BIBLIOGRAFÍA.....	116
ANEXOS.....	126

### LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Ubicación del área de estudio.....	2
<b>Figura 2.</b> Ubicación de los campos Jusepín y Cotoperí, en el contexto del Marco Tectónico del Noreste de Venezuela (EEIYY, 2017).....	11
<b>Figura 3.</b> Ubicación relativa de la Cuenca Oriental de Venezuela y división de la cuenca antepaís para el Mioceno temprano (Parnaud y colaboradores, 1995; modificado de L.E.V., 1997) .....	19
<b>Figura 4.</b> Columna estratigráfica tipo de la Cuenca Oriental de Venezuela (Reyes, 2009) .....	21
<b>Figura 5.</b> Mapa tectónico generalizado del Noreste de Venezuela que muestra la ubicación del área de estudio en la Cuenca Oriental de Venezuela (EEIYY, 2017) .....	23
<b>Figura 6.</b> Corte estructural simplificado en dirección SE-NO a través de los campos El Furrial-Jusepín-Cotoperí (Tomado de González y colaboradores., 2009) .....	24
<b>Figura 7.</b> Sección estratigráfica Norte – Sur 3, campos Cotoperí, Jusepín y El Furrial (PDVSA EyP, 2010) .....	26
<b>Figura 8.</b> Esquema estratigráfico conceptual para el Oligoceno – Mioceno temprano en el norte de Monagas (Parnaud y colaboradores, 1995) .....	28
<b>Figura 9.</b> Tabla de eventos del sistema petrolífero a nivel de subcorrimiento Travi-Cotoperí (González y colaboradores, 2009).....	29
<b>Figura 10.</b> Comportamiento de la relación gas-petróleo (RGP) del pozo 10 por debajo del probable <i>tar-mat</i> .....	38
<b>Figura 11.</b> Gráfico ternario de la distribución de compuestos del rango	

C6 y C8 (Noyau, 1997) .....	39
<b>Figura 12.</b> Distribución del <i>tar-mat sensu stricto</i> propuesto para 10X (Tegelaar, 1997) .....	40
<b>Figura 13.</b> Diagrama de <i>cluster</i> del comportamiento de fluidos de los DST correspondientes al 13X, que muestra que no hay comunicación vertical entre los intervalos evaluados (Noyau, 1999).....	41
<b>Figura 14.</b> Comportamiento de presión y distribución de fluidos inicial del pozo 13X (PDVSA EyP, 2007).....	42
<b>Figura 15.</b> Propiedades PVT de los fluidos en los campos Jusepín-Cotoperí (2014).....	43
<b>Figura 16.</b> Distribución vertical de los 22 análisis PVT representativos y consistentes (PDVSA EEIYY Furrial, 2014) .....	44
<b>Figura 17.</b> Presión de saturación reproducida por la ecuación de estado ajustada vs. Profundidad (PDVSA EEIYY Furrial, 2014)	44
<b>Figura 18.</b> Distribución areal de los tipos de fluidos caracterizados (PDVSA EEIYY Furrial, 2015).....	45
<b>Figura 19.</b> Mapa estructural al tope de la Formación Merecure. Se muestra la ubicación de los dominios estructurales (PDVSA, 2017).....	46
<b>Figura 20.</b> Sección sísmica en sentido NO-SE a través de los campos Cotoperí y Jusepín Central (PDVSA, 2017) .....	47
<b>Figura 21.</b> Sección sísmica en sentido SO-NE a través de los tres bloques que integran el campo Jusepín (PDVSA, 2017).....	48
<b>Figura 22.</b> Perfiles estructurales de Jusepín Central (PDVSA, 2017)....	49
<b>Figura 23.</b> Mapa base de la ubicación de los pozos de Jusepín-Cotoperí y tipos de muestras tomadas.....	50
<b>Figura 24.</b> Esquema de muestreo de crudos sin volátiles.....	51
<b>Figura 25.</b> Montaje instrumental para la toma de muestras de crudo con volátiles.....	52
<b>Figura 26.</b> Cromatograma tipo obtenido en este estudio.....	55
<b>Figura 27.</b> Relación vanadio/vanadio + níquel vs. Contenido de azufre (modificado de Lewan, 1984).....	60
<b>Figura 28.</b> Diagrama ternario de distribución de las fracciones SARA	

(Modificado de Tissot y Welte, 1984) .....	62
<b>Figura 29.</b> Diagrama ternario distribución parafinas, naftenos y aromáticos, resinas y asfaltenos .....	62
<b>Figura 30.</b> Fragmentogramas correspondientes al ión m/z 99.....	65
<b>Figura 31.</b> Fragmentograma del pozo 2, ión m/z 218.....	67
<b>Figura 32.</b> Fragmentograma del pozo 11, ión m/z 191.....	69
<b>Figura 33.</b> Fragmentograma del pozo 3, al ión m/z 231.....	71
<b>Figura 34.</b> Fragmentograma del pozo 6, al ión m/z 178.....	72
<b>Figura 35.</b> Fragmentograma del pozo 5, ión m/z 192.....	73
<b>Figura 36.</b> Fragmentograma del pozo 2, ión m/z 184.....	75
<b>Figura 37.</b> Fragmentograma del pozo 14, ión m/z 198.....	75
<b>Figura 38.</b> Gráfico de aromaticidad vs. Parafinicidad de Thompson.....	78
<b>Figura 39.</b> Gráfico Tolueno/n-Hexano vs. Tolueno/Metilciclohexano.....	78
<b>Figura 40.</b> Gráfico de estrella con los parámetros de alteración de Halpern para las muestras de Jusepín-Cotoperí.....	79
<b>Figura 41.</b> Gráfico de estrella con los parámetros de correlación de Halpern para las muestras de Jusepín-Cotoperí.....	81
<b>Figura 42.</b> Relación P+nC17 vs. F+nC18.....	82
<b>Figura 43.</b> Gráfico ternario con las abundancias relativas (%) de los esteranos regulares C <sub>27</sub> -C <sub>28</sub> -C <sub>29</sub> .....	83
<b>Figura 44.</b> Relaciones lineales definidas por la relación V/Ni.....	85
<b>Figura 45.</b> Distribución areal de las relaciones de madurez.....	86
<b>Figura 46.</b> Distribución de la serie homologa de los homohopanos en a) Bloque Central de Jusepín y b) Resto de los bloques estudiados.....	88
<b>Figura 47.</b> Distribución areal de las condiciones redox de sedimentación en base a la distribución de los homohopanos.....	89
<b>Figura 48.</b> Fragmentograma m/z 198. Patrón de distribución de los isómeros metil-dibenzotiofeno para los pozos a) 14 y b) 2.....	91
<b>Figura 49.</b> Distribución areal de fluidos Jusepín-Cotoperí.....	92

<b>Figura 50.</b> Distribución vertical de fluidos Jusepín-Cotoperí.....	93
<b>Figura 51.</b> Barreras de transmisibilidad mayores y menores en función de la distribución de alquilbencenos.....	95
<b>Figura 52.</b> Mapa del análisis de compartimentalización integrando los datos geoquímicos.....	96
<b>Figura 53.</b> Ubicación de los pozos productores 4, 5, 7, y 8 y de los pozos inyectores I-1, I-2, e I-3. Líneas de corte NO-SE y SO-NE.....	100
<b>Figura 54.</b> Gráficos de la historia de producción de los pozos 5, 4, 7y 8	101
<b>Figura 55.</b> Gráficos de la historia de inyección de los pozos I-1, I-2, I-3	101
<b>Figura 56.</b> Sección estructural entre I-1 y los pozos productores 5 y 7...	102
<b>Figura 57.</b> Sección estructural entre los pozos I-1 y 8.....	102
<b>Figura 58.</b> Ubicación de los pozos productores 3, 6, 9 y 8 y el pozo inyector I-4.....	103
<b>Figura 59.</b> Gráficos de la historia de producción de los pozos 3, 6, 8 y 9 y de inyección del I-4.....	104
<b>Figura 60.</b> Correlación tipo del pozo 11 (modificado de PDVSA, 2017)	105
<b>Figura 61.</b> Mapa del tope de la facies TS-10 / SB (modificado de PDVSA, 2017).....	107
<b>Figura 62.</b> Interpretación global de compartimentalización en el campo Jusepín.....	108
<b>Figura 63.</b> Rasgos sedimentológicos del pozo 5 (PDVSA, 2017).....	110

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Datos básicos de los yacimientos de la Formación Merecure campos Jusepín y Cotoperí, hasta julio 2017 (Minpet, 2017) .....	13
<b>Tabla 2.</b> Resultados de concentración de V, Ni y S.....	59
<b>Tabla 3.</b> Resultados de composición SARA y distribución de parafinas y naftenos en la fracción C <sub>15</sub> <sup>-</sup> .....	63
<b>Tabla 4.</b> Parámetros calculados de la integración de áreas de los	

compuestos hidrocarburos saturados, ion m/z 99 .....	66
<b>Tabla 5.</b> Parámetros calculados de la integración de áreas de los compuestos hidrocarburos saturados esteranos regulares, alfa-beta esteranos y diasteranos, ion m/z 218 .....	68
<b>Tabla 6.</b> Parámetros calculados de la integración de áreas de los compuestos hidrocarburos saturados terpanos, ion m/z 191.....	69
<b>Tabla 7.</b> Parámetros calculados de la integración de áreas de los compuestos hidrocarburos triaromáticos, ion m/z 231.....	71
<b>Tabla 8.</b> Parámetros calculados a partir de los valores de integración de áreas de los hidrocarburos aromáticos metil-fenantrenos, ion m/z 192.....	73
<b>Tabla 9.</b> Parámetros calculados de la integración de áreas de los compuestos hidrocarburos aromáticos dibenzotiofeno y los metil-dibenzotiofenos, iones m/z 184 y 198.....	76
<b>Tabla 10.</b> Parámetros de evaluación de madurez.....	86
<b>Tabla 11.</b> Abundancia de los homohopanos obtenidos a partir del ión m/z 191.....	89
<b>Tabla 12.</b> Porcentajes de coincidencia entre pozos comparados.....	96
<b>Tabla 13.</b> Parámetros de Thompson (1983 y 1987).....	125
<b>Tabla 14.</b> Parámetros de Halpern (1995).....	125
<b>Tabla 15.</b> Parámetros de Chuparova (2010) .....	126
<b>Tabla 16.</b> Características generales de las facies sedimentarias del modelo estratigráfico-secuencial y sedimentológico, Formación Merecure, Jusepín-Cotoperí (PDVSA, 2017).....	144
<b>Tabla 17.</b> Información pruebas PVT.....	145

## INTRODUCCIÓN

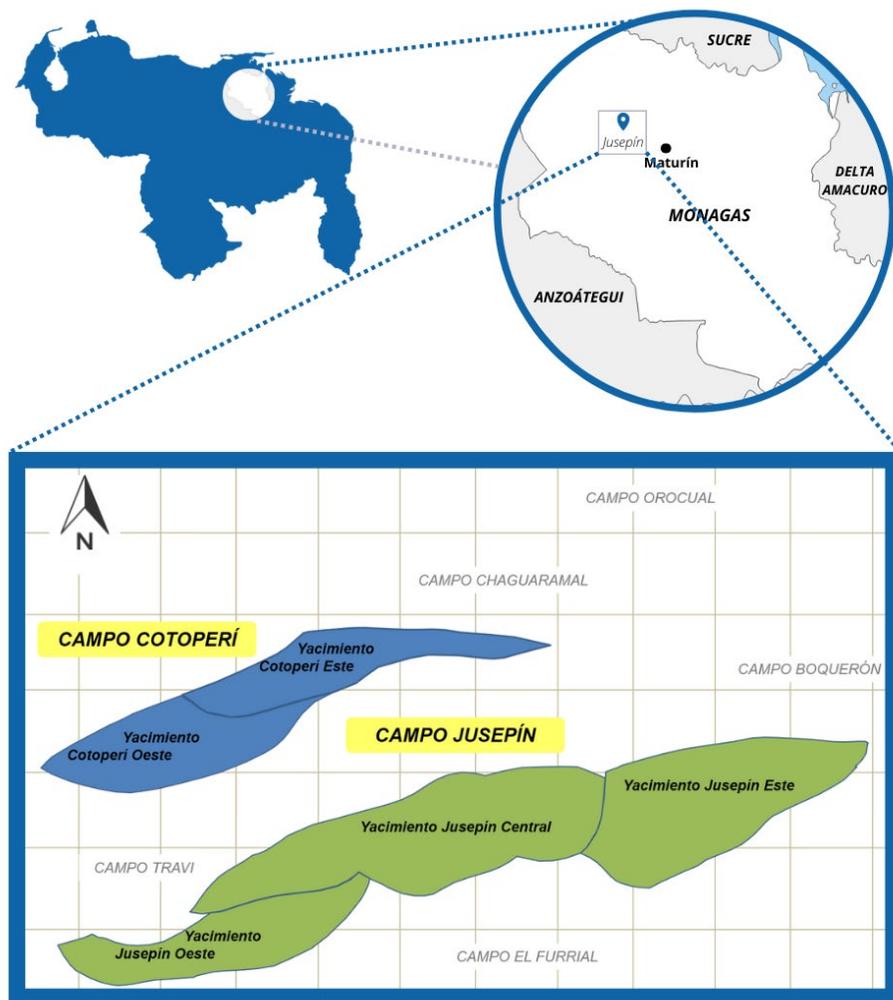
En el manejo exitoso de campos petrolíferos, la definición precisa de la continuidad y el comportamiento de yacimientos maduros de alta complejidad tanto estática como dinámica, es esencial. Para ello, se requiere de estrategias integrales y especializadas que garanticen optimizar la producción de sus reservas remanentes.

La geoquímica en el área de estudios integrados de yacimientos petrolíferos, representa un vínculo natural pobremente utilizado, entre la geología y la ingeniería de yacimientos. En la industria petrolera hasta la década de los años 80, esta disciplina estuvo orientada en general, a la exploración de hidrocarburos de yacimientos convencionales.

Desde dicha época a la actualidad, se ha establecido a la geoquímica de yacimientos como una disciplina integradora entre los rasgos estáticos de yacimientos (dimensiones, rasgos litológicos y estructurales) y los rasgos dinámicos de los fluidos (crudo, agua y gas) en el yacimiento (distribución de fluidos, comportamiento de producción e inyección, relación crudo-roca yacimiento) (Kaufman y colaboradores, 1990; Larter y Aplin, 1995, Smalley y Muggeridge, 2010).

Así, en este trabajo se emplea a la geoquímica de yacimientos como la disciplina nuclear entre datos obtenidos e interpretaciones propuestas previamente, asociados a la geología de yacimientos y a la ingeniería de yacimientos.

El área de estudio, comprende los yacimientos de la Formación Merecure de la Subcuenca de Maturín, pertenecientes a los campos Jusepín y Cotoperí de la Unidad de Producción El Furrial, ubicada en Maturín estado Monagas (figura 1).



**Figura 1.** Ubicación del área de estudio

La compleja evolución tectónica del área de estudio, comprende un período de depósito de las rocas madres y rocas yacimiento de la Formación Merecure, durante el margen pasivo del Batoniense y el Oligoceno. Posteriormente, el área pasó a una fase de margen activo (Mioceno Medio a Tardío), donde la placa del Caribe se movió contra la Suramericana, creando un margen transcurrente oblicuo. Esta colisión determinó la sedimentación de la roca sello, la forma de la trampa y los procesos de maduración, expulsión y entrapamiento del crudo. El sistema petrolífero del área Travi-

Cotoperí está determinado por estas dos fases de la cuenca, según González et al. (2009). La colisión entre las placas Caribe y Suramericana controló los procesos petrolíferos a nivel regional.

Durante la ejecución de la Fase III del Modelo Dinámico de los yacimientos de la Formación Merecure de los campos Jusepín y Cotoperí, desarrollada en el período 2007-2014 por el equipo de Estudios Integrados Oriente de la empresa petrolera nacional, se presentaron ciertas incertidumbres para el establecimiento de una ecuación de estado que se ajuste a los dos tipos de fluidos descritos para los yacimientos de interés (gas condensado hacia el norte y petróleo volátil hacia el sur) a partir de datos composicionales de pruebas PVT (Planes y Reservas MUN., 2007; Reyes, J., 2009 y EEIYY, 2014; Cifuentes, X. y colaboradores, 2014).

A través de varias décadas, los campos Jusepín y Cotoperí han sido ampliamente estudiados desde el inicio de su etapa productiva. Sin embargo, los modelos estructurales y dinámicos existentes, no permiten aclarar a cabalidad, el entramado hidráulico existente entre distintos puntos del yacimiento.

En consecuencia, se despertó el interés por hacer un estudio de compartimentalización de yacimientos, en donde se tomará en cuenta el origen o naturaleza de los hidrocarburos, los procesos de alteración de su composición en el yacimiento, las posibles influencias geológicas y las rutas de migración de los fluidos; para establecer un modelo geológico ajustado al modelo dinámico, que permita optimizar la producción de sus hidrocarburos.

Un yacimiento compartimentalizado es aquel subdividido en diferentes unidades de flujo, cuyo comportamiento es distinguible durante las etapas de producción. Las discontinuidades entre unidades de flujo dentro de un mismo yacimiento, ocurren cuando las mismas están separadas por zonas extensivas de baja permeabilidad promovidas por la presencia de lutitas,

anhidrita, carbonatos, zonas cementadas o *tar mats*, así como barreras de flujo asociadas a la presencia de estructuras tipo fallas o pliegues sellantes (Smalley y England, 1992).

Distintos autores han empleado diversos métodos para analizar la conectividad en yacimientos, tales como el análisis geoquímico molecular de la huella digital del crudo o compuestos C<sub>15</sub>- (Kaufman et al., 1990; Slentz, 1981; Lindberg et al., 1990; Smalley and England, 1992; Smalley and Hale, 1996; Hwang and Baskin, 1994, Ekpo, B.O. y colaboradores, 2018 y Cesar, J. 2022), geoquímica de los gases (Beeunas et al., 1999; Scott, J.A., 2021), análisis del agua de producción (Slentz, 1981; Gill et al., 2010; Zhao, H. y colaboradores, 2016), análisis combinado entre datos PVT y de presión de yacimientos (Paez et al., 2010; Dindoruk, B. y colaboradores, 2020), conectividad estratigráfica-sedimentológica (Hovadik and Larue, 2010; Nabawy, B. y colaboradores, 2018, Romano, C. y colaboradores, 2021).

Así como también, el abordaje de los yacimientos aplicando estudios integrados, han sido bastante reveladores en cuanto a una interpretación completa de la conectividad entre yacimientos (Ahanjan, A., 2016; Abdelwahhab, M. y Raef, A. 2020; Dindoruk, B. y colaboradores, 2020; Esmaeilzadeh, S. y colaboradores, 2020).

El presente proyecto tiene por finalidad evaluar los procesos geoquímicos impresos en los crudos de los campos Jusepín Profundo y Cotoperí que arrojen indicios sobre el grado de compartimentalización de los yacimientos de la Formación Merecure, a través de la aplicación integrada de información geoquímica orgánica con rasgos de geología e ingeniería de yacimientos. Lo anterior permitirá generar modelos estáticos y dinámicos más robustos para dichos yacimientos y cumplir con el fin último de un estudio integrado de yacimientos.

## **CAPITULO I**

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **1.1 OBJETIVOS**

##### **1.1.1. General**

Estudiar la compartimentalización de yacimientos en la Formación Merecure para los campos Jusepín y Cotoperí Sub-cuenca de Maturín, Cuenca Oriental de Venezuela, para la optimización del modelo geológico de estos yacimientos.

##### **1.1.2. Específicos**

1.1.2.1. Caracterizar geoquímicamente las fracciones de los crudos: C<sub>15</sub>-, hidrocarburos saturados y aromáticos (biomarcadores y marcadores aromáticos), así como las abundancias de los elementos V, Ni y S. Analizadas respectivamente por medio de CG-FID, CG-EM e ICP-OES.

1.1.2.2. Interpretar asociaciones geoquímicas entre los parámetros determinados, en función de procesos de geoquímica del petróleo y geoquímica de yacimientos: origen, migración, madurez, acumulación y alteración.

1.1.2.3. Evaluar la compartimentalización de yacimientos en la Formación Merecure campos Jusepín y Cotoperí, mediante la aplicación integrada de información de geoquímica del petróleo y geoquímica de yacimientos con rasgos de geología e ingeniería de yacimientos.

## 1.2 ALCANCE-JUSTIFICACIÓN

El trabajo realizado, es de carácter local enfocado en el estudio de yacimientos profundos de alta complejidad geológica, específicamente en la Formación Merecure de los campos Jusepín y Cotoperí de la Sub-cuenca de Maturín. Debido a esto, su alcance está asociado a un estudio a nivel de yacimiento y la comunicación de los fluidos entre distintos puntos del mismo, lo cual constituye una característica esencial en la explotación de los recursos hidrocarburíferos y asociados.

Es importante mencionar que parte de la información disponible en el área, corresponde a datos y modelos de distintas áreas del conocimiento, realizados en momentos diferentes de la vida productiva de los campos. Por lo que este estudio es el primer abordaje integrador entre geología e ingeniería de yacimientos, de la evaluación de compartimentalización de los yacimientos de interés.

En general, una de las herramientas que se suele usar para evaluar compartimentalización de yacimientos es el análisis de presiones. Sin embargo, durante las investigaciones realizadas para este trabajo se encontraron datos y análisis de presión puntuales, que no involucraban a la mayoría de los pozos de interés en este trabajo. Por lo que, dicha información no se aplicó en este estudio.

Operacionalmente, los yacimientos de la Formación Merecure están subdivididos en siete unidades estratigráficas (A0, A1, A2, B, C y D). En los campos Jusepín y Cotoperí, la producción de dichas unidades se realiza en conjunto y no en todos los pozos fueron cañoneadas todas estas unidades, por lo cual los datos composicionales de los crudos considerados en la evaluación geoquímica derivan de la mezcla de los aportes de diferentes unidades para cada pozo.

La metodología propuesta en este estudio, podría ser aplicada en la reactivación de yacimientos en donde existan incertidumbres en cuanto a su comunicación interna en donde se requiera de baja inversión inicial, puesto que aplicación de herramientas de la geoquímica de yacimientos en comparación con las de otras disciplinas suelen ser de menor costo.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 COMPARTAMENTALIZACIÓN DE YACIMIENTOS**

La compartimentalización de un yacimiento, es definida como la segregación de una acumulación de petróleo en regiones aisladas hidráulicamente de sus alrededores en función de barreras de flujo o sellos, donde cada compartimiento tiene sus propias características de presión y fluido (Jolley y colaboradores, 2010).

Un yacimiento puede estar compartimentalizado lateral y/o verticalmente. La compartimentalización lateral es generada por fallas sello o variaciones laterales en la calidad de la permeabilidad de la formación. La compartimentalización vertical ocurre donde zonas de la formación están separadas por extensas zonas laterales de rocas de baja permeabilidad, tales como por ejemplo capas lutíticas o cementadas con carbonatos (Florez, J. y Remolina, C., 2008).

##### **2.1.1. Sellos y trampas**

Gluyas y Swarbrick (2004), definen los sellos como la parte fundamental de la trampa, puesto que impiden la migración del petróleo de la roca que lo contiene. Cualquier forma litológica puede formar un sello para la acumulación de hidrocarburos; sin embargo, los atributos que favorecen que una roca actúe como sello incluyen espacios pequeños de poros (los sellos tienen a formarse por rocas de grano fino), alta ductilidad, gran espesor y de medida lateral alta. Por supuesto, las propiedades físicas del agua y del petróleo también son importantes, tales como la densidad del petróleo, la salinidad del agua y la tensión interfacial entre ellos. Estas propiedades

cambian de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura presentes en los yacimientos.

Las rocas más comunes en formar sellos son las arcillosas tipo lutitas, que forman aproximadamente del 60 al 70% de todas las rocas sedimentarias. Las lutitas pueden estar conformadas por minerales clásticos o carbonáticos y son a menudo de espesores mayores a 50 metros y lateralmente mayores a 1 km<sup>2</sup>.

Las trampas son las encargadas de prevenir el flujo a través de límites sellantes del yacimiento. Se generan por una variedad de factores geológicos y de dinámica de fluidos, y se pueden englobar en dos tipos: (a) Trampas estáticas, son completamente sellantes y capaces de entrapar columnas de petróleo en el tiempo geológico; y (b) trampas dinámicas, son obstáculos de flujo de baja a muy baja permeabilidad que reducen las tasas de flujo del petróleo a cantidades infinitesimales. Estas últimas, permiten que los fluidos y las presiones se equilibren en compartimientos contiguos a escala del tiempo geológico, pero actúan como sellos a escala del tiempo de producción, y esto incide en los contactos de fluidos y propiedades como la saturación y las presiones, generando compartimientos segregados desde el punto de vista dinámico (Jolley y colaboradores, 2010).

### 2.1.2. Fluidos

Las propiedades de los fluidos (ej. Presión, composición química, densidad, viscosidad) son utilizadas en las evaluaciones del nivel de compartimentalización y en la identificación de la posición de los límites entre compartimientos durante las etapas de evaluación y producción de yacimientos de petróleo (Jolley y colaboradores, 2010).

### 2.1.3. La geoquímica como herramienta para evaluar la compartimentalización

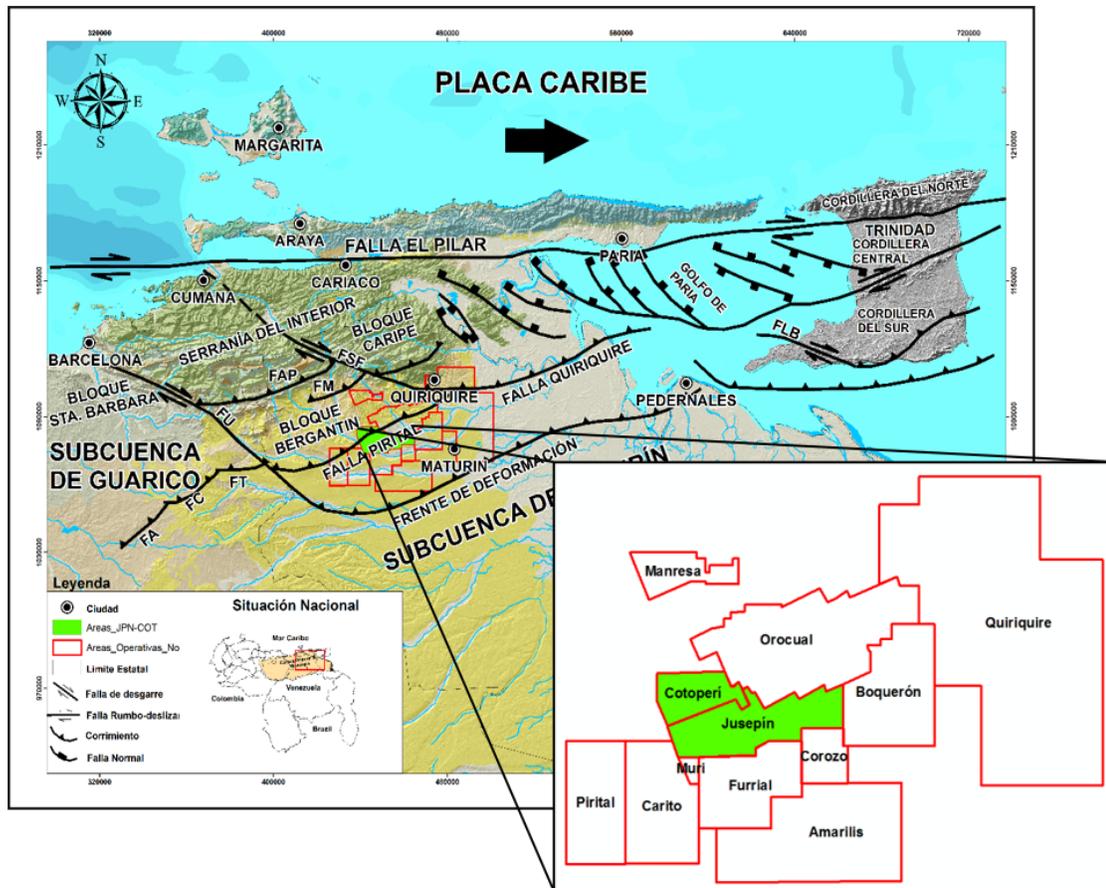
El espaciamiento entre pozos de un campo, así como la localización óptima de pozos inyectoros, depende del conocimiento detallado que se tenga de la continuidad del yacimiento. La geoquímica de yacimientos parte del principio básico que dentro de un yacimiento donde no existan barreras de permeabilidad (sellos, fallas, diferencias petrofísicas) ocurrirá una homogeneización composicional de los crudos, de tal forma que en cualquier parte del yacimiento se presentará la misma composición o huella digital (Kaufman y colaboradores, 1990). En la medida en que existan diferencias composicionales (sutiles o notorias) en los crudos, éstas podrán ser atribuidas a efecto de compartimentalización, la cual evitó la homogeneización del crudo en el yacimiento (Hunt, J.M., 1995; Bissada y Kelley, 1995).

La correlación de la composición de crudos en términos de relaciones entre compuestos y los mapas de zonificación geoquímica se deben integrar con herramientas tradicionalmente empleadas para determinar la heterogeneidad y complejidad de un yacimiento, como son las pruebas de presión y producción, correlación de registros eléctricos, la interpretación sísmica y modelos petrofísicos, estratigráficos y sedimentológicos, con los cuales se construyen los modelos geológicos y dinámicos de un yacimiento.

## **2.2. UBICACIÓN Y EXTENSIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO**

Los campos Jusepín y Cotoperí, operados por la Unidad de Producción El Furrial, están localizados en el estado Monagas a unos 80 y 84 km al oeste de la ciudad de Maturín, respectivamente y se ubican en la Sub-cuenca de Maturín, Cuenca Oriental de Venezuela (figura 2).

El campo Jusepín se encuentra delimitado por los campos Cotoperí, Chaguaramal y Orocuál al norte, los campos El Corozo, El Furrial y Muri al Sur, el campo Boquerón al este y el campo Travi al oeste; mientras que el campo Cotoperí limita al norte con el campo Manresa, al sur con el campo Jusepín, al este con el campo Orocuál y al oeste con el campo Travi.



**Figura 2.** Ubicación de los campos Jusepín y Cotoperí, en el contexto del Marco Tectónico del Noreste de Venezuela (EEIYY, 2017)

El campo Jusepín fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio 3X en el año 1995. A partir del éxito de este pozo se continuó con la actividad de perforación exploratoria y de desarrollo, descubriéndose así tres yacimientos profundos en la Formación Merecure (Oligoceno): MER 1, MER 3, MER 2 y en años posteriores se incorporó a los bloques del campo Jusepín el

yacimiento MER 4, ubicado al suroeste de los anteriores.

Posee una extensión de 11.103 acres. Su tope se encuentra a 15392 pies (TVDss), alcanza porosidades máximas de 14.6%, con un promedio de 7.3%; y permeabilidades máximas de 1760 mD (31 mD en promedio) y Producen un crudo liviano y mediano de 27 a 34 °API. Se encuentran activos 12 pozos productores, 4 inyectores de gas y 2 inyectores de agua.

Los yacimientos MER 3 y MER 1 están sometidos a recuperación suplementaria por inyección alternada de agua y gas, desde octubre de 2002 y diciembre de 2000, respectivamente. El yacimiento MER 2 produce por inyección de agua, desde agosto de 2000 y todos sus productores tienen instalado Gas *Lift* como método de levantamiento artificial desde noviembre 2014; por último, MER 4 produce por agotamiento natural, pero su único pozo está cerrado desde 2012.

El campo Cotoperí fue descubierto en 1998 con la perforación del pozo exploratorio 13X, a partir del cual se corroboró la presencia de hidrocarburos a nivel de la Formación Merecure, posteriormente con el fin de mejorar la caracterización del yacimiento descubierto, en el 2001 se perforó el pozo 14 como pozo de avanzada.

Está constituido por dos yacimientos profundos en la Formación Merecure, MER 13 y MER 14, distinguidos en función de las características de fluidos y presiones.

El yacimiento MER 13 almacena crudos de 31 a 35 °API y una capa de gas condensado alrededor de 16960 pies (TVDss) de profundidad. El yacimiento MER 14 es de tipo composicional, con cubriendo un rango de variación que va desde gas condensado a crudo volátil y cuenta con gravedades API entre

de 31 y 35. Ambos yacimientos producen por flujo natural y ambos pozos se encuentran activos a la fecha de elaboración de este documento (EEIYY, 2017).

### 2.2.1. Datos básicos oficiales de los yacimientos de la Formación Merecure campos Josepín y Cotoperí

**Tabla 1.** Datos básicos de los yacimientos de la Formación Merecure campos Josepín y Cotoperí, hasta julio 2017 (Minpet, 2017)

<b>Cronología</b>	
Descubrimiento	Nov-1995
Inicio producción	Abr-1997
Inyección de agua	Ago-2000 (MER 2)
Inyección de gas	Dic-2000 (Mer 1)
	Oct-2002 (Mer 3)
<b>Área (Km<sup>2</sup>)</b>	253
<b>Yacimiento</b>	
Tipo de roca	Siliciclástica
Espesor	800-1000'
Porosidad promedio (%)	6,8-8,6
Permeabilidad promedio (md)	13-50
Tipo de fluido	Gas condensado - petróleo volátil - petróleo negro
Gravedad API del crudo	27-35
Presión inicial	11634
Presión actual	4900-8080
Presión de saturación	2524-7118
<b>Reservas</b>	
POES(MMBN)/GOES (BPCN)	744,22 / 1296,56
Factor de recobro actual (%)	21,52
Número de pozos con núcleo	9
Número de pozos con PVT	26
Número de zonas de fluidos	2-8
Número total de pozos (Prd/Iny)	21/07
Pozos activos	15/06
Pozos inactivos	10/01

### **2.3. MARCO GEOLÓGICO**

El área de estudio se encuentra en la Cuenca Oriental de Venezuela, en la zona que explota la División Furril, de los campos del Norte de Monagas operados por Petróleos de Venezuela (PDVSA).

La Cuenca Oriental de Venezuela es una cuenca antepaís, constituida a su vez por la Cuenca de Guárico al oeste y Subcuenca de Maturín al este, en donde residen los campos Cotoperí y Jusepín.

Los límites de la Cuenca Oriental de Venezuela son las rocas precámbricas del Escudo de Guayana al sur, el arco de El Baúl al oeste, la corteza oceánica del Atlántico ecuatorial al este y la Cordillera de la Costa y Cordillera de Villa de Cura y los arcos ígneo-metamórficos al norte. El Arco de Urica, separa a la Cuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín, y estuvo activo intermitentemente durante el Mioceno hasta el Holoceno (Erllich y Barrett, 1992).

A continuación, una breve reseña de la evolución geológica de la Cuenca Oriental de Venezuela y el contexto tectónico, estratigráfico y sedimentológico de la Subcuenca de Maturín.

#### **2.3.1. Evolución geológica de la Cuenca Oriental de Venezuela**

La evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela puede agruparse en 4 episodios tectónicos de importancia (Eva, Burke, Mann y Wadge, 1989, en Parnaud y colaboradores, 1995).

#### **Episodio I: Pre-apertura (Pre-Rift) durante el Paleozoico**

La fase de Pre-apertura ocurre durante el Paleozoico Temprano en donde los continentes aún permanecían unidos en un sólo supercontinente, la Pangea (Parnaud y colaboradores., 1995). La cuenca formaba parte de una extensa cuenca pericratónica que incluye a las actuales cuencas Barinas-Apure y de

los Llanos Orientales de Colombia. En este episodio la Cuenca Oriental está constituida por la cobertura sedimentaria paleozoica por encima del basamento ígneo-metamórfico del Precámbrico, ocurriendo la sedimentación de las formaciones Hato Viejo y Carrizal de edad Cámbrico.

Estas formaciones cubren la Subcuenca de Guárico (Estados Guárico y Anzoátegui). Parnaud *y colaboradores* (1995), señalan que estas formaciones se depositaron en un ambiente costero a nerítico. La Formación Hato Viejo representa un ambiente transicional característico de arcosas que pasan a areniscas cuarcíferas de colores grises.

González de Juana *y colaboradores* (1980), indican que la Formación Carrizal está compuesta por arcilitas homogéneas de color negro a verde oscuro, en donde se observan intercalaciones locales de areniscas y algunos conglomerados de grano fino de la Formación Hato Viejo. La edad de esta unidad es Cámbrico Temprano en base a la presencia de acritarcos (Di Giacomo, 1985).

## **Episodio II: Apertura (Rift y drifting) durante el Jurásico e inicios del Cretácico**

El episodio II se desarrolla durante el Jurásico tardío-Cretácico temprano; es característico de estructuras tipo graben, la creación de corteza oceánica en el dominio de Tetis-Caribe y una discordancia regional asociada al esfuerzo extensional.

Durante este episodio ocurrió la sedimentación de depósitos continentales en el oeste del Graben de Espino, conocidos como la Formación Ipire (L.E.V, 1997). Dicha formación depositada en ambiente continental, es característica de una secuencia irregular de areniscas, arcosas, limolitas, lutitas y ocasionales intercalaciones conglomeráticas, de color marrón rojizo en diferentes tonalidades, con ocasionales horizontes de color gris claro a

verdoso (L.E.V, 1997). Posee un espesor aproximado de 3600 m. Asociado a la sedimentación de esta formación se encuentra el Basalto de Altamira que Moticska (1985) caracteriza como un basalto toleítico con tendencia alcalina, homogéneo de color gris oscuro (Parnaud y *colaboradores.*, 1995).

### **Episodio III: Margen Pasivo entre el Cretácico y el Paleógeno**

Di Croce y colaboradores (1999) describen durante el Cretácico-Paleógeno la sedimentación de secuencias siliciclásticas a lo largo del margen pasivo en Venezuela producto de la subsidencia tectónica y cambios eustáticos mundiales en el nivel del mar. La etapa de margen pasivo se desarrolla durante el Cretácico-Paleogeno, y está caracterizada por 3 fases transgresivas principales que se desarrollaron de norte a sur. Estas fases transgresivas culminan durante el Turoniense-Paleoceno temprano; Eoceno y Oligoceno respectivamente. La primera fase transgresiva comienza con la sedimentación de las areniscas basales de la Formación Barranquín. El máximo avance de la transgresión está marcado por una plataforma carbonática que representa un evento diacrónico con dirección norte-sur. Hacia el norte está representado por la Formación Barraquín de edad Barremiense, la Formación El Cantil de edad Albiense y las formaciones Querecual y San Antonio del Cenomaniense-Coniaciense; hacia el sur se encuentra la Formación Tigre del Turoniense. En el flanco sur, se desarrolla una provincia nerítico-costera representada por margas de la Formación García y lutitas de la Formación El Cantil. La Formación Barraquín en el flanco norte de la Serranía del Interior está caracterizada por lutitas y calizas sedimentadas en un ambiente marino, en el flanco sur está principalmente representada por una sección predominantemente arenosa de ambiente fluvio-deltaico (Parnaud y *colaboradores*, 1995).

Por encima de la Formación Barranquín se sedimentaron, en el flanco norte, las formaciones Borracha y Chimana, y en el flanco sur la Formación El

Cantil durante el Albiense-Aptiense (González de Juana y *colaboradores*, 1980).

La Formación Borracha comprende una secuencia de calizas en la base, lutitas y margas en su intervalo medio y calizas arrecifales en el tope. Suprayacente a esta unidad se depositó la Formación Chimana de lutitas de color marrón predominantemente, esta unidad representa la sedimentación marina que cubrió extensas zonas del Oriente (González de Juana y *colaboradores*, 1980).

En el Cenomaniense-Coniaciense, hacia el norte de la cuenca el ambiente netamente marino contribuyó con la sedimentación de la Formación Querecual. La Formación Querecual es característica de una alternancia de calizas y lutitas con concreciones, altas en materia orgánica y es considerada la principal roca fuente de los crudos de la Cuenca Oriental de Venezuela.

En este mismo período se sedimenta la Formación San Antonio caracterizada por calizas y lutitas ricas en materia orgánica y lutitas calcáreas, similares a la Formación Querecual (Herberg y *colaboradores*, 1950, en González de Juana y *colaboradores*, 1980). Ambas formaciones Querecual y San Antonio, constituyen el Grupo Guayuta (González de Juana y *colaboradores*, 1980).

La Formación Tigre de areniscas, limolitas y lutitas carbonosas es equivalente lateral de la Formación Querecual al sur. Para el Turoniense el mar alcanza su máxima transgresión hacia el continente y la línea de costa se sitúa aproximadamente sobre el curso actual del río Orinoco.

Las formaciones Tigre y Querecual culminan su sedimentación marcando el final de la transgresión cretácica. Luego de la regresión marcada por las areniscas de la Formación San Juan en el Maestrichtiense, ocurre la segunda transgresión durante el Paleoceno-Eoceno.

Hacia el centro de la cuenca se deposita la Formación Vidoño representada por unas sedimentaciones marinas de lutitas oscuras fosilíferas, generalmente blandas y sin laminación (González de Juana y *colaboradores*, 1980).

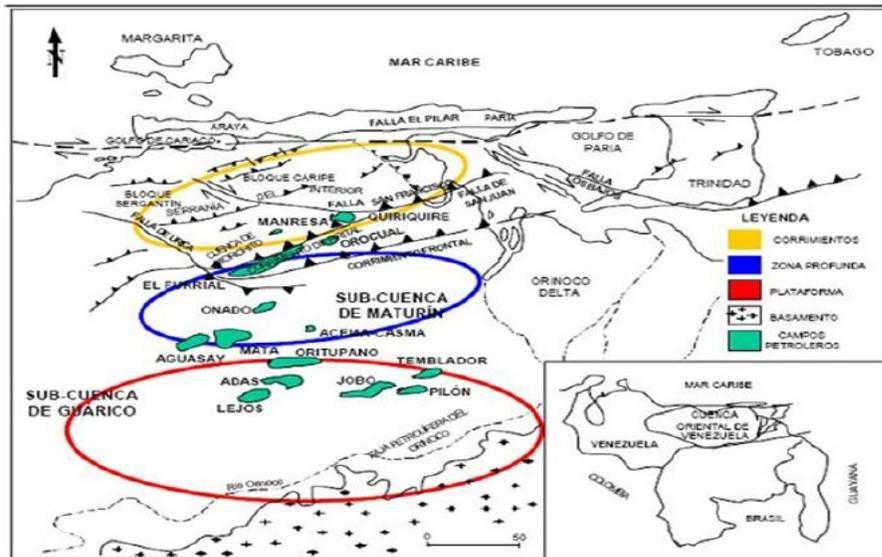
Por encima de la Formación Vidoño, en la mitad septentrional de la cuenca, se sedimenta la Formación Caratas representada por limolitas y areniscas que pueden ser marcadamente glauconíticas, dolomíticas o calcáreas características de ambiente marino de aguas someras y de carácter regresivo.

El final de la transgresión se desarrolló durante el Oligoceno comenzando con la sedimentación de las areniscas basales de la Formación Merecure de ambiente continental.

#### **Episodio IV: Margen activo o colisión oblicua (cinturón de corrimientos y cuenca antepaís) a partir del Paleógeno hasta el presente**

La etapa del margen pasivo finaliza durante el Oligoceno resultado de la colisión oblicua de la placa del Caribe con la placa de América del Sur (Figura 10). Este choque entre estas placas genera un cambio en la cuenca formando una cuenca antepaís (Di Croce y *colaboradores*, 1999). La formación de la cuenca antepaís ocurre durante el Oligoceno-Mioceno, la misma se puede dividir en tres áreas (figura 3):

- Un área sur que corresponde a una zona plataformal,
- Una zona central correspondiente a la antefosa y,
- Un área norte correspondiente al área de corrimiento.



**Figura 3.** Ubicación relativa de la Cuenca Oriental de Venezuela y división de la cuenca antepaís para el Mioceno temprano (Parnaud y colaboradores, 1995; modificado de L.E.V., 1997)

En el Oriente de Venezuela, no se ha reconocido actividad tectónica antes del Eoceno tardío. Sin embargo, la migración de la antifosa se llevó a cabo de norte a sur, lo cual fue relacionado con las unidades alóctonas originadas por colisión oblicua de las placas (Parnaud y colaboradores, 1995). Durante el período Mioceno se producen cambios fundamentales en la forma de la cuenca, la cual va adquiriendo su geometría actual, a su vez la distribución de los sedimentos también cambia, pasando a ambientes más continentales hacia el oeste. En la antifosa se encuentran los depósitos de las formaciones Oficina y Freites de edad Mioceno.

La Formación Oficina está representada por lutitas y areniscas alternantes, esta unidad se explicará con detalle posteriormente, debido a que contiene las acumulaciones de petróleo más importantes de la Cuenca Oriental. Los depósitos de la Formación Oficina se extienden considerablemente hacia el sur y sureste hasta una línea cercana al curso actual del Río Orinoco. Hacia el este se profundiza la cuenca representada por los depósitos de la

Formación Carapita, la cual está constituida por lutitas marinas de color oscuro con abundantes foraminíferos; esta unidad está ausente en la Subcuenca de Guárico.

En el L.E.V (1997) se describe la Formación Freites como lutitas fósiles verde a gris verdoso en cuyo tope y base existen intervalos arenosos.

Durante el Mioceno, la tectónica adquiere gran importancia debido a que se acentúa el plegamiento de la Serranía del Interior, produciendo algunas fallas inversas y bloques volcados en la misma dirección de empuje. Hacia el sur de la cuenca se producen numerosos corrimientos como el de Anaco y Pirital, estos esfuerzos dieron origen a las fallas transcurrentes de Urica, San Francisco, El Soldado y Los Bajos (González de Juana y *colaboradores*, 1980).

Durante el Mioceno Tardío-Plioceno en la antefosa se depositaron los sedimentos de las formaciones La Pica y Las Piedras. La Formación La Pica se caracteriza por lutitas blandas con intercalaciones de areniscas de grano fino (González de Juana y *colaboradores*, 1980).

En el Plioceno mientras los ambientes marinos continuaron retrocediendo hacia el este, extensos ambientes fluvio-deltaicos se establecieron sobre una gran parte de la cuenca; representadas por la Formación Las Piedras, que corresponde a una secuencia de sedimentos finos no consolidados constituidos principalmente por arcillas, arenas, lignitos y conglomerados (L.E.V, 1997).

Los últimos depósitos de la Cuenca Oriental de Venezuela están representados por la Formación La Mesa característica de un ambiente continental, definida como una superficie en proceso de erosión (L.E.V, 1997).

La pulsación orogénica de finales del Eoceno, da inicio a una serie de cambios en la estructura y geometría de la cuenca, es en este momento cuando la Cuenca Oriental comienza su verdadero desarrollo como cuenca petrolífera. La columna estratigráfica de la figura 4, representa el resumen estratigráfico de la evolución geológica de la Cuenca Oriental de Venezuela, descrita hasta este punto.

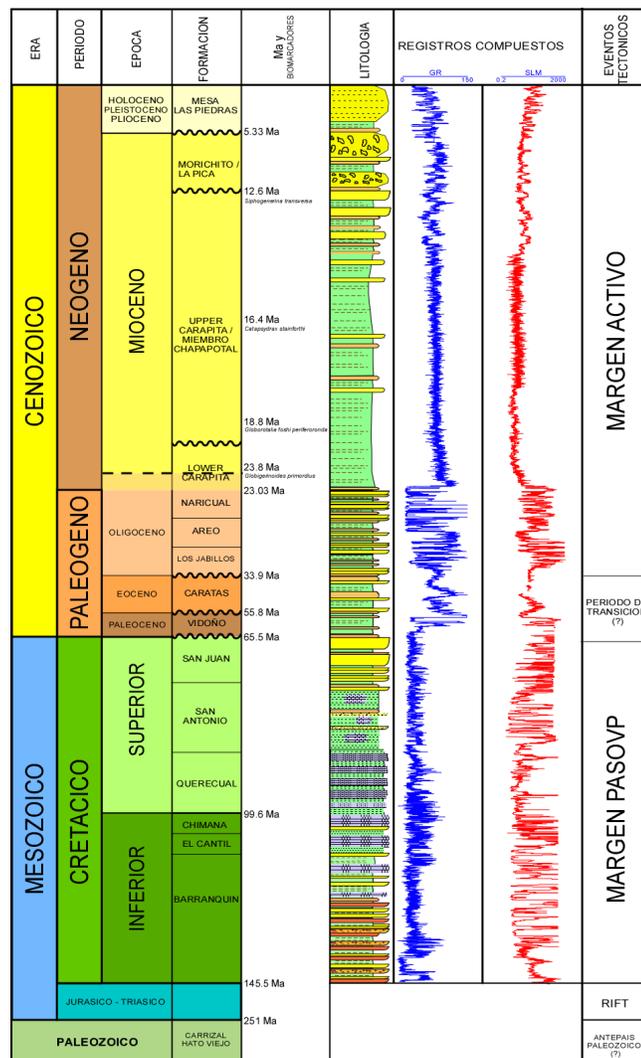
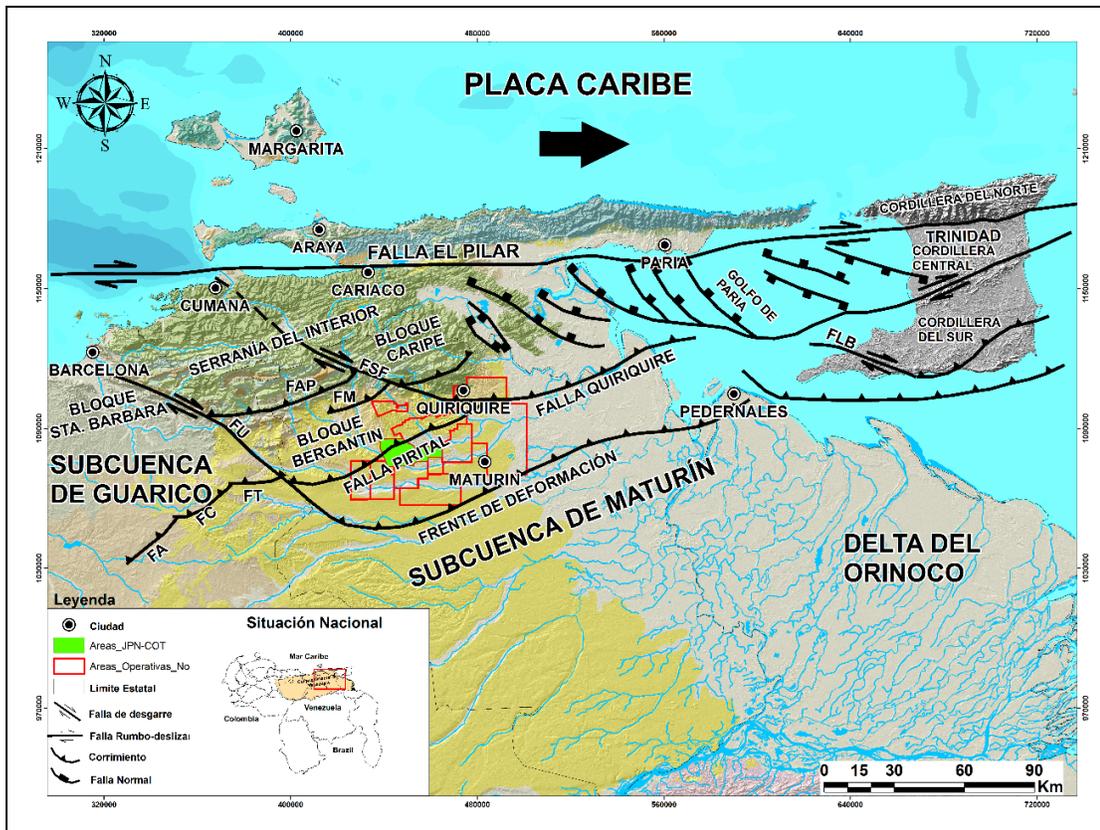


Figura 4. Columna estratigráfica tipo de la Cuenca Oriental de Venezuela (Reyes, 2009)

### 2.3.2. Marco tectónico regional

Es ampliamente aceptado que la Placa Caribe migró de Oeste a Este relativo a la Placa Suramericana controlando la evolución tectónica del Oriente Venezolano durante el Neógeno (Erich y Barrett, 1992; Di Croce y *colaboradores*, 1999; Pindell y Kennan, 2007; Escalona y Mann, 2011). Desde el Cretácico Tardío la migración hacia el Este de la Placa Caribe con respecto a Suramérica ha resultado en una amplia zona de deformación transpresional diacrónica que se extiende de Oeste a Este a lo largo de la fachada Norte de Suramérica. Esta zona comprende terrenos estructuralmente deformados con dirección predominantemente Este-Oeste, paralela al sistema de fallas rumbo-deslizantes Oca-Ancon, San Sebastian, El Pilar (Hung, 2005; Parra y *colaboradores.*, 2010; Escalona y *colaboradores*, 2010). Entre esos terrenos deformados se encuentra, la Serranía del Interior, la cual está compuesta por un cinturón de pliegues y corrimientos vergentes al Sur orientados aproximadamente N70°E que involucran estratos del Cretácico Temprano y Cenozoico, y se encuentra disectados por las fallas de desgarre Úrica, San Francisco y Los Bajos que poseen un orientación Noroeste-Sureste y dividen a la Serranía de Interior en una serie de bloques; de Oeste a Este bloques de Santa Barbara, Bergantín, Caripe y Trinidad (Figura 5).

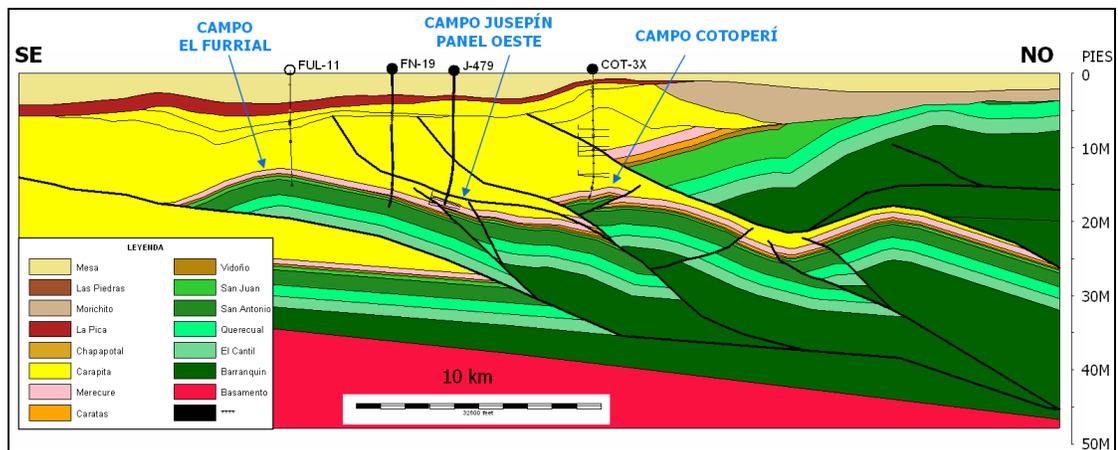
El Bloque Bergantín está limitado al Sur por el corrimiento Pirital, el cual involucra una sección muy espesa que parece contener rocas de edad Pre-Cretácico. Al Sur de este corrimiento, el cinturón plegado continúa en el subsuelo hacia la denominada Faja Corrida y Plegada de Monagas (FCPM), que incluye los corrimientos de Furrial, Jusepín, Cotoperí y Chaguaramal.



**Figura 5.** Mapa tectónico generalizado del Noreste de Venezuela que muestra la ubicación del área de estudio en la Cuenca Oriental de Venezuela. (FA) Falla Anaco, (FAP) Falla Aparicio, (FC) Falla Ceiba, (FLB) Falla Los Bajos, (FM) Falla Manresa, (FSF) Falla San Francisco, (FT) Falla Tala, (FU) Falla Úrica (EIIYY, 2017).

El área de estudio abarca los corrimientos Jusepín y Cotoperí, los cuales involucran una sección más fina que el Corrimiento Pirital y son asociados con estructuras tipo pliegues por flexión de falla donde se han descubierto importantes acumulaciones de petróleo. La FCPM termina en el Frente de Deformación (Figura 5), definido por un tren de diapiros con orientación paralela a la dirección de los corrimientos ya mencionados formado durante el Neógeno (Subieta y colaboradores, 1987; Lilliu, 1990; Chevalier, 1993, Duerto y McClay, 2011).

La estructura del campo Jusepín Profundo corresponde a un anticlinal asimétrico, limitado al Sur por un sistema de fallas inversas de alto ángulo enraizadas en el corrimiento principal del Furrial (Figura 6). A lo largo del rumbo del anticlinal de Jusepín existen tres bloques productores denominados Panel Central, Panel Este y Panel Oeste. Por su parte la Estructura de Cotoperí está representada un anticlinal por flexión de falla limitado al Sur por un corrimiento principal con vergencia al Sur. En el bloque colgante de este corrimiento se desarrollan dos trampas estructurales, las cuales se definen como los bloques 13 y 14 (figura 6).



**Figura 6.** Corte estructural simplificado en dirección Sureste-Noroeste a través de los campos El Furrial-Jusepín-Cotoperí (Tomado de González y colaboradores., 2009)

### 2.3.3. Formación Merecure

Para González de Juana y colaboradores (1980) la Formación Merecure, en el sentido moderno, es el equivalente lateral arenoso del “Grupo Merecure”, definido en la Serranía del Interior, y restringida al subsuelo de la cuenca de Venezuela oriental.

La Formación Merecure se compone de más del 50% de areniscas de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de

grano fino a grueso, incluso conglomeráticas, con estratificación cruzada y alta variabilidad de porosidad y permeabilidad. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcillitas ferruginosas y ocasionales lignitos. En general, la litología del subsuelo es similar a la de afloramientos. Se caracteriza por un conjunto mineralógico sencillo, aunque localmente el conjunto granate-cloritoide de la Formación Oficina se extiende a Merecure; brookita y anatasa son más abundantes que en la Formación Oficina (PDVSA EyP, 2010).

### **Características litológicas**

En el área del Norte de Monagas, de acuerdo a Zavala y colaboradores (2008), la Formación Merecure está compuesta desde el punto de vista litológico, de grandes paquetes apilados de areniscas de color marrón claro a oscuro y gris claro a oscuro. Igualmente, contiene areniscas medias a conglomerados, con laminación subhorizontal difusa, en ocasiones masivas, con una abundante matriz de arena fina. En menor proporción, se compone de areniscas de carga en suspensión, de grano fino a muy fino, las cuales suelen presentar abundantes restos carbonosos (mayormente tallos y hojas), así como también clastos de arcilla con deformación plástica por efecto de carga y, en algunos casos, es posible reconocer trazas esporádicas del icnogénero *Ophiomorpha*.

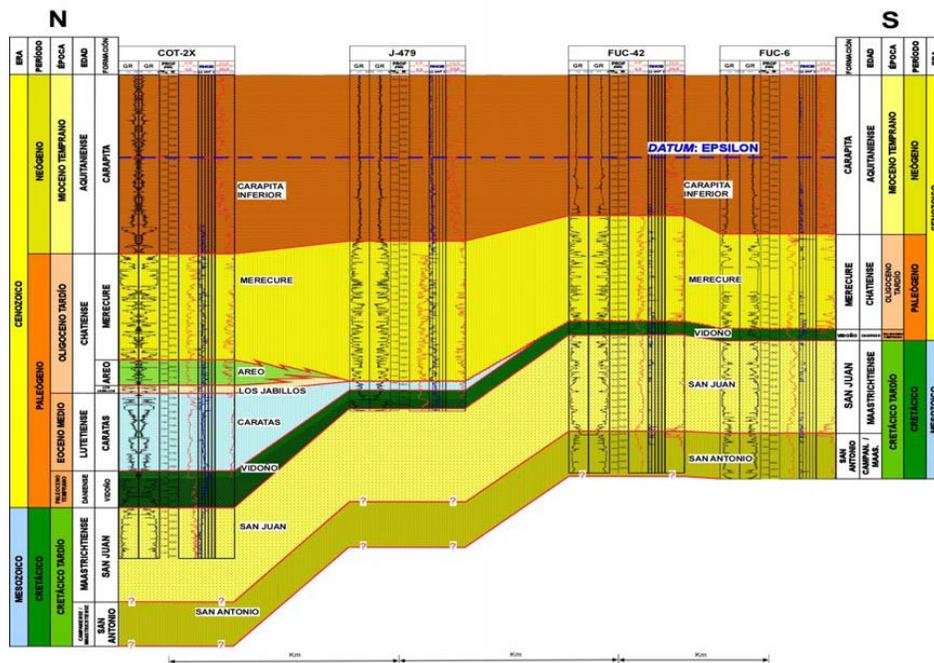
### **Espesor**

El espesor máximo para la Formación Merecure es de 520 m (1.900 pies), ilustrado en el registro eléctrico del pozo Guárico-3, en el campo Toco un espesor total de 494 m (1.800 pies). En el pozo La Vieja 1 el espesor de la unidad es de 178 pies (tope erosionado) y en el pozo CG-18X es de

aproximadamente 2000' (campo Santa Rosa). La formación se adelgaza hacia el sur hasta acuñaarse, por debajo de la Formación Oficina, en el límite sur del área mayor de Oficina (Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela, 2010).

## Contactos

Su contacto infrayacente con la Formación San Juan, en los campos Santa Bárbara, Pirital y Carito Oeste, es discordante, al igual que con las formaciones Vidoño y sucesivamente Caratas a medida que se avanza hacia el noroeste, tal y como se observa en la sección Norte – Sur 3 (Figura 7). Hacia el noreste, pasa transicionalmente y de manera horizontal, a las formaciones Areo y Carapita. Para toda el área de estudio, el contacto superior de la Formación Merecure es concordante con la Formación Carapita a pesar del brusco cambio litológico (PDVSA EyP, 2010).



**Figura 7.** Sección estratigráfica Norte – Sur 3, campos Cotoperí, Jusepín y El Furrial (PDVSA EyP, 2010)

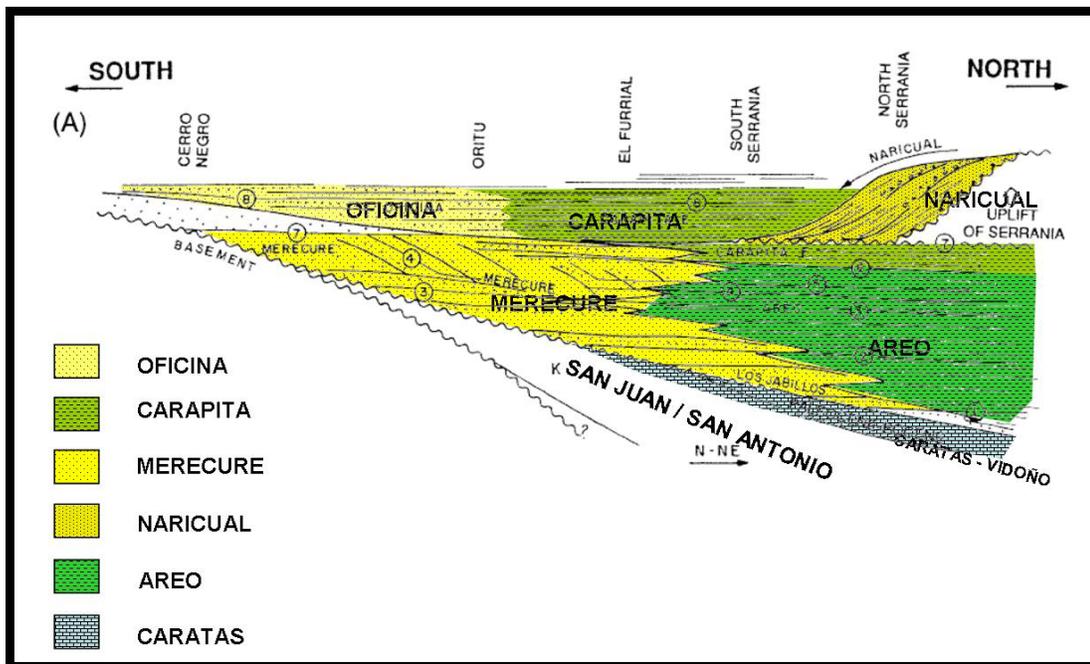
## **Deposición y espesor**

La Formación Merecure se depositó sobre una superficie de erosión que se intensifica hacia los campos Santa Bárbara y El Furrial. El área muestra un monoclinal inclinado hacia el noreste con una erosión más importante al suroeste, donde se interpreta la existencia de un anticlinal de orientación oeste-este.

La repartición de las facies del Oligoceno Tardío muestra la deposición sobre una plataforma ligeramente inclinada hacia el noreste. Las areniscas de la Formación Merecure están limitadas al suroeste y las arcillas al noreste, con un cambio progresivo entre las dos que se efectúa entre el campo El Furrial y Jusepín. Los espesores de las secuencias disminuyen en la misma dirección.

Dicha dirección debería ser más cercana a noreste-suroeste, teniendo en cuenta la rotación de la escama de Pirital durante el Mioceno. La deposición de la Formación Merecure es el último episodio del período de transición entre el margen pasivo y el margen activo (González y *colaboradores*, 2009).

En la figura 8, se observa que la sucesión del Oligoceno – Mioceno Inferior, la transgresión general se inicia con la sedimentación de las areniscas basales de la Formación Merecure, depositada en un ambiente continental en la parte sur de la cuenca y en un ambiente de plataforma interna en la parte norte de la cuenca (Parnaud y *colaboradores*, 1995).

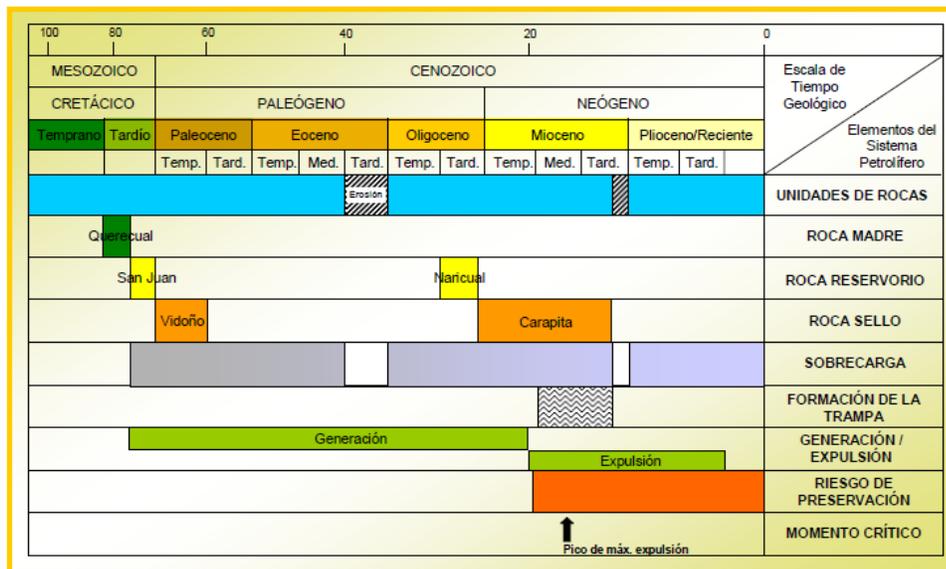


**Figura 8.** Esquema estratigráfico conceptual para el Oligoceno – Mioceno temprano en el norte del Estado Monagas (Parnaud y colaboradores, 1995)

#### 2.4. SISTEMA PETROLIFERO

Según González y colaboradores (2009), para el área Travi-Cotoperí, el sistema petrolífero está directamente controlado por las dos últimas fases de desarrollo de la cuenca. Las rocas madre y reservorio se depositaron durante el período de margen pasivo (entre el Batoniense y el Oligoceno), mientras que la roca sello, la formación de la trampa y todos los procesos de maduración, expulsión y entrapamiento han sido controlados a escala regional, por la colisión oblicua entre las placas Caribe y Suramericana, durante esta última etapa de margen activo (Mioceno Medio a Tardío) (figura 9).

Los crudos de los campos Jusepín y Cotoperí poseen un origen común asociado a una fuente de materia orgánica predominantemente marina (querógeno tipo II) con cierto aporte continental (querógeno tipo III), con valores de COT original de 5% y carácter sobre-maduro (%Ro 1,7).



**Figura 9.** Tabla de eventos del sistema petrolífero a nivel de subcorrimiento Travi-Cotoperí (González y colaboradores, 2009)

Los mismos, se generaron a partir de las lutitas de la Formación Querecual de edad Cretácica, de naturaleza siliciclástica con matriz carbonática, en condiciones fisicoquímicas de sedimentación reductoras, cuya generación de hidrocarburos se inició entre 76 y 16 M.a., y el inicio de expulsión empieza entre los 16 a 16.4 M.a., alcanzando entre los 11 – 7 M.a. el pico de máxima expulsión.

La cocina se ubica al Norte, por debajo de los cabalgamientos. Las vías de migración están representadas por las arenas permeables de las formaciones San Juan y Merecure a lo largo de las discordancias y fallas. La migración vertical es de aproximadamente 6000 pies (Formación Merecure), siendo el período principal de migración entre el Mioceno Medio y Tardío.

Adicionalmente se define a los crudos de interés como hidrocarburos de alta evolución térmica, cuya generación/expulsión ocurre a altos niveles de evolución termal (caracterizados por el predominio de parafinas de bajo peso

molecular, del tipo liviano hasta condensado) asociados a la fase tardía dentro de la ventana de generación de petróleo.

Las estructuras logran acumular hidrocarburos gracias al fallamiento tipo corrimiento en sentido preferencial Sur, con la subsecuente formación de plegamientos tipo anticlinal asimétrico, ocurrido durante el Mioceno Medio a Tardío. La tectónica genera un cinturón plegado de rumbo aproximado Suroeste- Noreste, el cual está dividido por fallas menores que compartamentalizan las estructuras.

En el área, el carácter eminentemente lutítico de la Formación Carapita, con un espesor de 10000 pies (en promedio), garantiza un sello efectivo vertical y lateral, para la retención de hidrocarburos. Por otro lado, las lutitas de la Formación Vidoño, con espesores de 400 pies también representan un sello efectivo.

## **2.5. ANTECEDENTES**

### **2.5.1. Antecedentes internacionales**

Los estudios de compartamentalización aplicando técnicas de geoquímica de yacimientos e integraciones con otras disciplinas de la geología e ingeniería de yacimientos, han sido desarrollados en distintos yacimientos a nivel mundial. Algunos artículos destacados en el área se encuentran los descritos a continuación.

Un estudio reciente de la aplicación de  $C_{15}$  en la evaluación de compartamentalización de yacimientos, fue realizado por **Ghassal (2019)**. En el mismo, realizan un estudio integrado entre la aplicación de las relaciones de compuestos  $C_7$  propuestas por Halpern (1995) y su distribución en diagramas polares y la comparación de algunas de las relaciones entre estos compuestos con parámetros relativos a los fluidos en el yacimiento, tales

como, la gravedad API, la relación gas-petróleo (GOR, por sus siglas en inglés) y la salinidad del agua de formación.

El método de Halpern, está constituido por dos conjuntos de relaciones. El primero (C7OCSD, por sus siglas en inglés "oil correlation star diagram"), constituido por cinco relaciones entre compuestos C7 dependientes de l tipo de fuente de los hidrocarburos, resistentes a los procesos de alteración en el yacimiento y muy poco solubles en agua. El segundo (C7OTSD, "oil transformation star diagram"), sensible a variaciones en el yacimiento por lavador por agua y biodegradación. En total se usó un conjunto de 13 relaciones para el análisis estadístico multivariado y la construcción de diagramas polares.

En función de lo anterior, se lograron identificar cinco compartimientos diferentes, en función de la distribución de dichas relaciones. En uno de ellos se distinguió una fuerte asociación entre la variación de una de las relaciones específicas con el proceso de lavador por agua.

En dicho compartimiento se evaluó el efecto del lavado por agua en la composición del crudo y su asociación con la relación gas-petróleo (GOR, por sus siglas en inglés) y la salinidad del agua.

El lavado por agua posee una fuerte correlación negativa con los sólidos totales disueltos del agua de formación y la relación gas-petróleo. Estas relaciones acentúan el potencial de utilizar las relaciones geoquímicas para predecir la relación gas-petróleo y mejorar la planificación de la producción de los yacimientos.

Por su parte **Al Shukairi (2019)**, desarrolló un estudio de compartimentalización vertical, en el campo Jawdah ubicado al sur de Oman. A través de la comparación de datos isotópicos y moleculares (biomarcadores) de los crudos, así como sus fracciones SARA y gravedad

API, de los dos principales yacimientos clásicos del campo: Al Khlata influyente y Gharif suprayacente.

Gracias al análisis isotópico y de biomarcadores, se determinó que los crudos de ambos yacimientos provienen de la misma fuente o roca madre y que cuentan con el mismo grado de madurez. Sin embargo, presentan una marcada distinción en cuanto a su distribución SARA y su afección en el yacimiento por el proceso de biodegradación, presentando Gharif una marcada línea de compuestos no resueltos en la distribución de n-alcenos obtenida por cromatografía de crudo total y pérdida de determinados n-alcenos, a diferencia de Al Khalata que no presenta evidencias de biodegradación.

Los cuatro rasgos geoquímicos evaluados en este estudio, certifican que los crudos de los yacimientos Gharif y Al Khlata son diferentes composicionalmente. Sin embargo, en cuanto a la determinación de compartimentalización, la caracterización de los fluidos realizada en este estudio es insuficiente para llegar a resultados concluyentes en cuanto a la conectividad de los yacimientos, tanto estructural como estratigráfica.

**Ahanjan y colaboradores (2016)**, realizaron una evaluación de compartimentalización en el campo KHM al suroeste de Irán. Con la finalidad de entender la naturaleza de la acumulación de fluidos y la continuidad vertical de los mismo en el yacimiento.

Para ello aplican un abordaje integrado entre geoquímica e ingeniería de yacimientos, con ciertas inferencias asociadas a la litología de la columna estratigráfica de la sección.

El estudio se hizo en base a 5 pruebas DST a lo largo del perfil de un pozo. Las 4 pruebas superiores eran de naturaleza gaseosa y la más profunda constituida por crudo.

Las cinco muestras de gases y sus líquidos asociados fueron sometidas a cromatografía de gases (huella dactilar) molecular (biomarcadores) e isotópica. Estos datos fueron combinados con información de pruebas de pozos (DST, PVT) y de ingeniería de yacimientos para evaluar la distribución de fluidos y la compartimentalización de yacimientos.

Los datos moleculares e isotópicos indican que los fluidos del yacimiento Dalan Inferior del Pérmico medio, son diferentes y están separados del yacimiento Dalan Superior del Pérmico Superior, a través de sellos de gran eficiencia (miembro de anhidritas Nar).

En el yacimiento Dalan Superior, los datos de cromatografía de gases (huella dactilar) indican la presencia de dos unidades geoquímicas, que se infiere se asocia a una distinción o separación de dos compartimientos.

Sin embargo, los datos de análisis isotópicos en conjunto con los datos de presión y PVT, indican que la distinción en la huella dactilar geoquímica se debe a una separación de fases dentro del mismo yacimiento, y que los intervalos evaluados están conectando dos fases críticas de los fluidos que están en equilibrio entre sí.

Este estudio indica que el análisis de la huella dactilar es sensible a ambos, continuidad de la presión y la separación de fases, mientras que la composición isotópica está controlada principalmente por continuidad de presión.

En el estudio elaborado por **Márquez y colaboradores (2013)**, consideran aspectos geoquímicos como: la distribución de hidrocarburos livianos (n-alcános <C5), el contenido de nitrógeno (N<sub>2</sub>), la huella isotópica de carbono e hidrógeno y rasgos generales tales como: gravedad API y la distribución de vanadio (V), níquel (Ni) y azufre (S); de 11 muestras de gases (nueve de pozos de crudo -W01 al W09- y dos de gas condensado - W10 y W11), para

evaluar la continuidad lateral intra-yacimiento, de una yacimiento en la parte central del Lago de Maracaibo.

La composición isotópica de hidrocarburos alifáticos individuales en el rango C1-C4 y la concentración de nitrógeno, fueron los parámetros definitivos en la distinción de un compartimiento al sur de la zona de estudio, que involucra los pozos W-10 y W-11) y una posible graduación hacia el norte. Sugieren que dicha distinción se debe a la posible influencia de una falla geológica secundaria, como sello de la sección indicada.

A dicha zona sur, se le adjudican los mayores niveles de madurez por mayor proximidad de la fuente de hidrocarburos. Hacia la parte central y norte, los parámetros evaluados no son tan concluyentes como indicadores de compartimentalización de yacimientos.

Sin embargo, debido a la aplicación de los diagramas polares de Prinzhofer y *colaboradores* (2000), referido en este artículo (también conocidos como diagramas de Gstar), en donde consideran relaciones normalizadas de isótopos de C y n-alcenos en el rango C1-C4 que se correlacionan de manera positiva con la madurez, eficiencia de acumulación y migración. Se infiere la posible presencia de dos compartimientos más: uno central (que involucra los pozos W-05 al W-09) y otro al norte (con los pozos W-01 al W-04). Se proponer corroborar estos resultados con la aplicación de modelos de simulación de yacimientos.

El contenido de azufre y la gravedad API de los hidrocarburos evaluados, permitieron corroborar una tendencia norte-sur de variación de la composición, que en conjunto con la integración de todos los parámetros geoquímicos evaluados proponen que la dirección de llenado del yacimiento es sur-norte.

Hacia la zona noreste del área de estudio, se ubican los yacimientos Caratas R-A y Caratas AX de las formaciones Los Jabillos-Caratas del campo Orocuai. En el cual, **Marín y Montilla (2009)**, a través de un estudio de geoquímica e ingeniería de yacimientos descartaron la presencia de un yacimiento compartimentalizado y corroboraron el mismo estaba compuesto una columna de crudos composicional debido a procesos post-depositacionales tales como el fraccionamiento evaporativo y la segregación composicional.

La caracterización geoquímica consistió en la evaluación de gravedad API, distribución SARA y concentración de azufre, vanadio y níquel, análisis cromatográfico de crudo total, análisis isotópico de carbonos en las fracciones de hidrocarburos saturados e hidrocarburos aromáticos, y análisis cuantitativo de la fracción saturada y aromática del crudo por cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masa (biomarcadores saturados y marcadores aromáticos). Esto, a una muestra de crudo de fondo a condiciones de yacimiento, a una profundidad de 15000 pies.

Para comprobar la separación o conectividad hidráulica de los yacimientos, se realizó la actualización y evaluación del comportamiento de presiones. Los parámetros tomados en cuenta para dicha evaluación fueron: la presión inicial de los yacimientos, gradiente de presión, gravedad específica de los fluidos de yacimiento, factor volumétrico del petróleo y la temperatura de yacimiento.

A partir del análisis geoquímico orgánico, que los crudos son de origen marino mixto, asociados a un querógeno tipo II y III, típico de la Roca Fuente de la cuenca Oriental de Venezuela, la Formación Querecual. A su vez, dichos crudos extrapesados son maduros, sin evidencias de biodegradación y el producto residual de procesos de fraccionamiento evaporativo y segregación gravitacional.

Mediante la caracterización de presiones en la estructura, se confirmó que las presiones de yacimientos actuales en el área drenada por los pozos AX y D-AX son iguales, por lo tanto, el yacimiento corresponde a una misma unidad hidráulica con variaciones en gradientes de fluidos en la columna del pozo por efectos de la diferencia en las gravedades API.

El análisis geoquímico aplicado en la caracterización de yacimientos de hidrocarburos, permitió definir el modelo de variación de composición de fluidos con profundidad o gradiente composicional, en una estructura anticlinal constituida principalmente por dos yacimientos: Yacimiento Caratas R-A (drenado por los pozos A1, A2, A3) y el Yacimiento Caratas AX (drenado por los pozos AX y DAX) separados por una falla producida post-entrapamiento del crudo.

#### 2.5.2. Antecedentes en el área de estudio

En el caso del área de estudio de los campos Jusepín y Cotoperí, se han realizado estudios de: (1) caracterización geoquímica de crudos para algunos pozos de los campos de interés como parte de las fases exploratorias de los mismos, (2) de propiedades y distribución de los fluidos con fines de sustentar trabajos de Sometimientos de Reservas, Planes de Explotación y Modelos Termodinámicos en estudios integrados de yacimientos, en donde se consideran datos de pruebas PVT y de pruebas de producción y (3) evaluaciones de parámetros de compartimentalización en función de las presiones de yacimiento.

**Reyes (2009)**, por medio de la evaluación del comportamiento de presión de los yacimientos y de las propiedades PVT de los fluidos, realizó un análisis de compartimentalización y distribución de fluidos en el tramo Travi-Cotoperí, que involucra los tres bloques de Jusepín Profundo y el bloque Cotoperí-Chaguaramal, obteniendo lo siguiente:

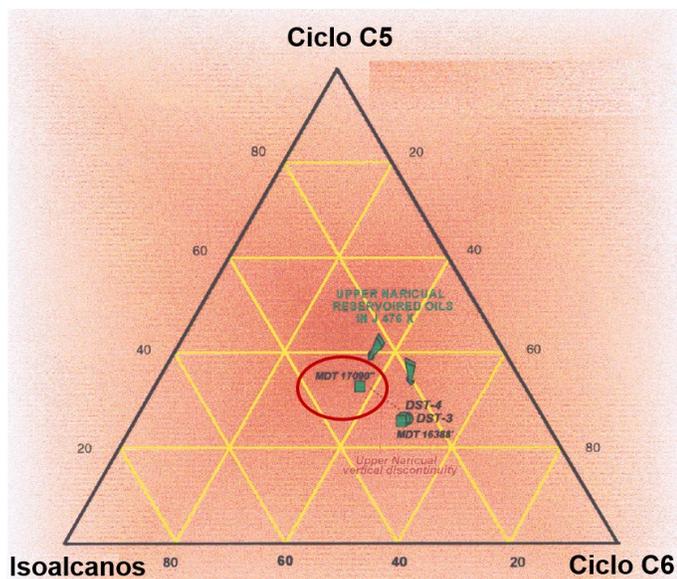
- Confirmación de la presencia de dos tipos de fluidos en el campo Jusepín Profundo: fluido 1; propio del bloque Oeste y parte del intervalo más profundo de la Formación Merecure en el bloque Central y fluido 2; presente en el intervalo superior de la Formación Merecure en el bloque Central y en todo el bloque Este.
- En el bloque Este, identificaron dos zonas, separadas por una posible falla no sellante 100% que permite la eventual comunicación hidráulica: zona 1; conformada alrededor de los pozos 1 y 2 (al oeste del bloque) y zona 2; conformada alrededor del pozo 15, con separación vertical entre sus capas superiores e inferiores (al este del bloque).
- En el bloque Central, identifican una zona que abarca casi el 90% del área del bloque (buena comunicación lateral entre los pozos 3, 4, I-4 y J-492) y otra zona pequeña alrededor del pozo 5 (oeste del bloque), que pudiera presentar un cierto grado de desconexión hidráulica causada por una probable variación lateral de propiedades.
- En el bloque Oeste hasta la fecha solo habían completado dos pozos, J-10X y 11. A partir de la buena reacción del pozo 11 a la inyección de agua en el pozo 10X se propuso una buena comunicación lateral entre ambos.
- Todos los bloques perforados por los pozos H 2X, H 6, H 8, 13X y 14; correspondientes al bloque Cortoperí-Chaguaramal, se encuentran desconectados hidráulicamente por discontinuidades laterales identificadas por diferencias en el comportamiento de presión de cada bloque.
- Respecto al *Tar-mat* del 10X propuesto por Tegelaar (1997), por medio de pruebas de restauración de presión destacan dos planteamientos para no considerarlo como una barrera de comunicación vertical: consideran que 25 pies es un espesor muy bajo y/o que no tiene una extensión areal considerable que le permita aislar

efectivamente las capas superiores e inferiores. Sin embargo, es importante tener en cuenta que de todos los pozos del bloque Jusepín, es el único que ha presentado características de crudo más liviano (RGP y gravedad API) por debajo de cierta profundidad: zona apretada de baja transmisibilidad, posible *Tar-mat* (figura 10).

Campo	Pozo	Fecha	Tope Perf MD	Base Perf MD	PRUEBA	Arena*	BPD (Bls/d)	Og (MMPCG/d)	RGP (Pcn/bn)	API°	AyS (%)	Red. (")	Pres. cab (Lpc)	Horas	
JUSEPIN	J 476	13/03/1996	16355	16500	4	NAR SUP-MED	1690	4,3	2525	35,8	0	1/4	7376	7	
JUSEPIN	J 476	14/03/1996	16355	16500	4	NAR SUP-MED	3530	9,4	2657	35,2	0,2	3/8	6701	5	
JUSEPIN	J 476	15/03/1996	16355	16500	4	NAR SUP-MED	5350	14,2	2656	34,4	0	1/2	5679	6	
JUSEPIN	J 476	16/03/1996	16355	16500	4	NAR SUP-MED	7800	20,3	2600			3/4	3781	0,5	
JUSEPIN	J 476	04/03/1996	16355	16500	3	NAR SUP-MED	1640	4,0	2436	35,5	0	1/4	7259	8	
JUSEPIN	J 476	05/03/1996	16355	16500	3	NAR SUP-MED	3500	9,1	2590	35,2	0,4	3/8	6492	4	
JUSEPIN	J 476	06/03/1996	16355	16500	3	NAR SUP-MED	5300	13,0	2447	34,5	0,1	1/2	5410	4	
JUSEPIN	J 476	07/03/1996	16355	16500	3	NAR SUP-MED	6380	17,2	2700	34,0	0,2	5/8	4390	7	
JUSEPIN	J 476	26/02/1996	17665	17795	2	CRETACIO	SOLO FLUYÓ AGUA HASTA SUPERFICIE DE 15000 ppr								26
JUSEPIN	J 476	20/02/1996	17900	17990	1	CRETACIO	NO FLUYÓ YACIMIENTO APRETADO								
JUSEPIN	J 479	09/09/1996	17582	17765	4	NAR SUP-MED	2800	1,3	480	27,0	0	1/4	5542	12	
JUSEPIN	J 479	10/09/1996	17582	17765	4	NAR SUP-MED	4800	2,0	420	27,0	0	3/8	4750	7	
JUSEPIN	J 479	11/09/1996	17582	17765	4	NAR SUP-MED	8200	3,6	445	27,0	0	5/8	2710	3	
JUSEPIN	J 479	12/09/1996	17582	17765	4	NAR SUP-MED	7500	2,9	380	26,0	0,2	1/2	3412	5	
JUSEPIN	J 479	13/09/1996	17582	17765	4	NAR SUP-MED	5500	2,2	400	26,0	0,1	3/8	4463	2	
JUSEPIN	J 479	31/08/1996	17810	17993	3	NAR SUP-MED	1100	0,6	517	27,0	3	3/8	990	5	
JUSEPIN	J 479	01/09/1996	17810	17993	3	NAR SUP-MED	700	0,4	506	27,5	3	1/4	1350	9	
JUSEPIN	J 479	02/09/1996	17810	17993	3	NAR SUP-MED	900	0,4	496	28,0	3	1/2	520	5	
JUSEPIN	J 479	03/09/1996	17810	17993	3	NAR SUP-MED	650	0,3	500	27,0	3	28/64	370	8	
JUSEPIN	J 479	22/08/1996	17885	17950	2	NAR SUP-MED	FLUYO 10 BLS/D CON CHOQUE DE 1/4"								
JUSEPIN	J 479	17/08/1996	18038	18335	1	NAR SUP-MED	995	-	-	-	-	1/2	-	-	
JUSEPIN	J 479	18/08/1996	18038	18335	1	NAR SUP-MED	890	0,5	551	31,0	5	3/8	700		
JUSEPIN	J 479	19/08/1996	18040	18335	1	NAR SUP-MED	1080	0,7	620	30,5	4	5/8	269		
JUSEPIN	J 479	20/08/1996	18040	18335	4	NAR SUP-MED	1090	0,7	615	31,0	3	44/64	250		
COTOPERI	COT 2X	30/08/1998	16086	16334	4	NAR SUP-MED	1283	4,95	3858	36	0	1/4	6483		

**Figura 10.** Comportamiento de la relación gas-petróleo (RGP) del pozo 10 por debajo del probable *tar-mat*.

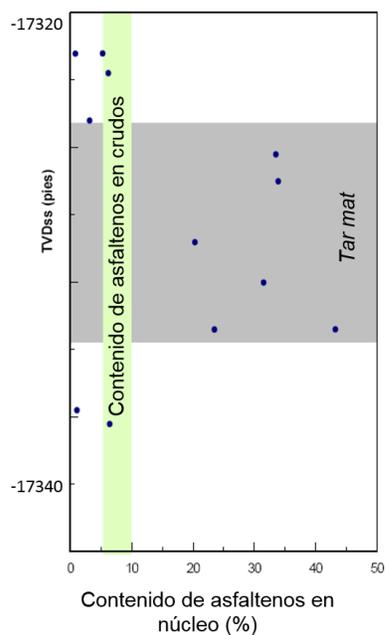
**Noyau, A. (1997)**, realizó una caracterización general del pozo 3X que incluye potencial generador de la secuencia sedimentaria del perfil del pozo, la composición de los fluidos obtenidos a través de pruebas DST (DST-1; DST-2; DST-3) y MDT y del bitumen extraído de muestras de núcleo. Determinan la presencia de una barrera de comunicación vertical entre las profundidades de 16880' MD (DST-3) y 17090' MD (MDT) por medio del análisis de la fracción C<sub>15</sub>- (particularmente en el rango C6 a C8) por cromatografía de gases de alta resolución. Dicha distinción se muestra en la figura 11.



**Figura 11.** Gráfico ternario de la distribución de compuestos del rango C6 y C8 (Noyau, 1997)

En la publicación de **Tegelaar (1997)**, se muestra una evaluación del pozo 10X en donde determina el potencial de generación de la secuencia sedimentaria del mismo, caracteriza los fluidos para inferir su proveniencia y propone la presencia de un “*tar-mat sensu stricto*” como barrera de transmisibilidad vertical. Dicho “*tar-mat sensu stricto*” se identificó a nivel de núcleo a una profundidad entre 17861’ MD y 17884’ MD (figura 12) con contenidos de asfaltenos entre 20-43% (por encima y por debajo esta profundidad los extractos de núcleo exhiben concentraciones de asfaltenos iguales a los crudos del área 6-10%).

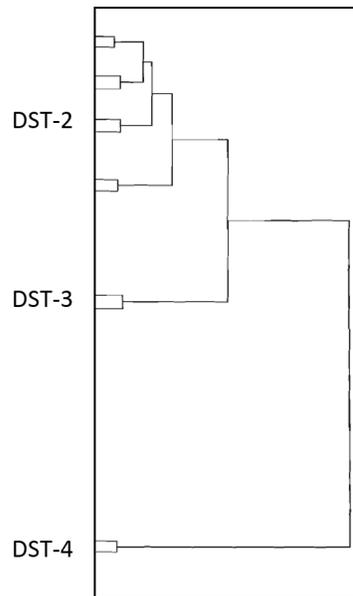
Como proceso de formación del *tar-mat* plantean la sedimentación de asfaltenos durante la migración secundaria como consecuencia de flujos migratorios relativamente rápidos en rocas transporte de alta porosidad, que propician cambios significativos en las propiedades PVT y desestabilización de la estructura del crudo.



**Figura 12.** Distribución del *tar-mat sensu stricto* propuesto para 10X (Tegelaar, 1997)

La sedimentación de los agregados asfálticos se da lugar cuando la inclinación de la roca transporte decrece o cuando la velocidad del flujo migratorio disminuye. Se puede depositar en capas, no necesariamente horizontales y probablemente se constituyó antes de la formación de las trampas actuales.

**Noyau (1999)**, realizó un estudio de continuidad de yacimientos a lo largo del pozo 13X, para determinar la existencia de comunicación entre intervalos con pruebas DST del Oligoceno (Formación Merecure), por medio del análisis estadístico de datos de cromatografía de gases (GC) y cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masa (GC-MS). Como conclusiones obtuvo que no existe comunicación hidráulica entre los intervalos correspondientes al DST-4 (16086' MD-16334' MD) y el DST-3 (16770' MD-17028' MD), igualmente entre los DST-2 (17213' MD-17384' MD) y DST-3, plantean compartimientos aislados. En la figura 13 se muestra el diagrama de *cluster* que representa dicha diferencia.

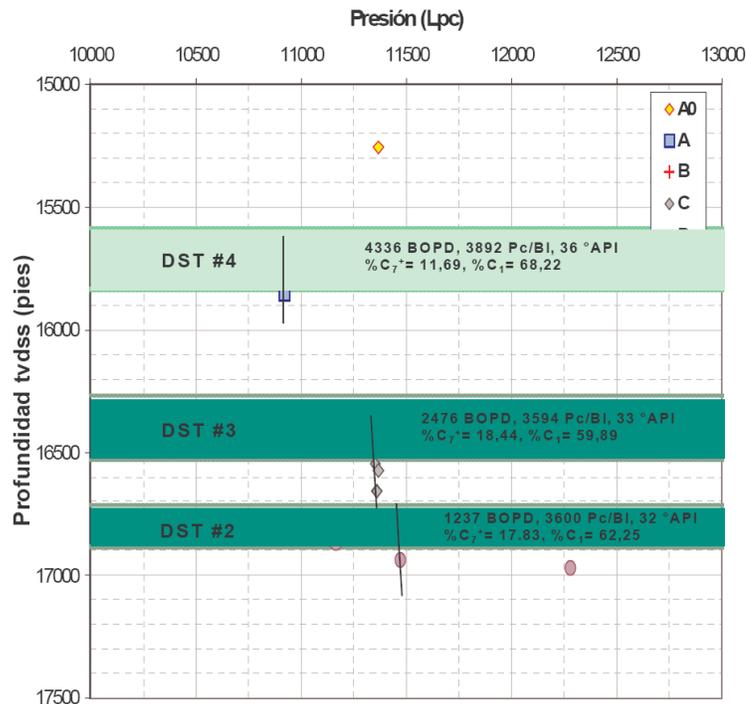


**Figura 13.** Diagrama de *cluster* del comportamiento de fluidos de los DST correspondientes al 13X, que muestra que no hay comunicación vertical entre los intervalos evaluados (Noyau, 1999)

A través del análisis del comportamiento de presión desde el inicio de producción de los yacimientos del campo Jusepín (Oeste, Central y Este) hasta el año 2007, **PDVSA EyP (2007a)**, realizan una evaluación del grado de comunicación entre estos yacimientos. En donde se establece que el drenaje de cada yacimiento no ejerce influencia alguna respecto a los yacimientos circundantes, esto antes y después del inicio de los procesos de recuperación secundaria, en el caso Central vs. Este y solo después del inicio de la recuperación secundaria, en el caso Central vs. Oeste.

El equipo de Sometimientos de Reservas Distrito Furrial, en su momento Distrito Norte, de **PDVSA EyP (2007b)**, realizan una reinterpretación de las características de los fluidos obtenidas en pruebas DST y de presión para 13X existentes hasta la fecha del estudio (figura 14). A diferencia de Noyau (1999), en este estudio plantean la existencia de comunicación vertical entre

las profundidades de DST-2 y DST-3. Por lo cual separan la columna en dos compartimientos verticales: uno inferior, de crudo mediano correspondiente a la profundidad DST-2 y DST-3 y otro superior, de crudo liviano asociado a la profundidad DST-4.



**Figura 14.** Comportamiento de presión y distribución de fluidos inicial del pozo 13X (PDVSA EyP, 2007)

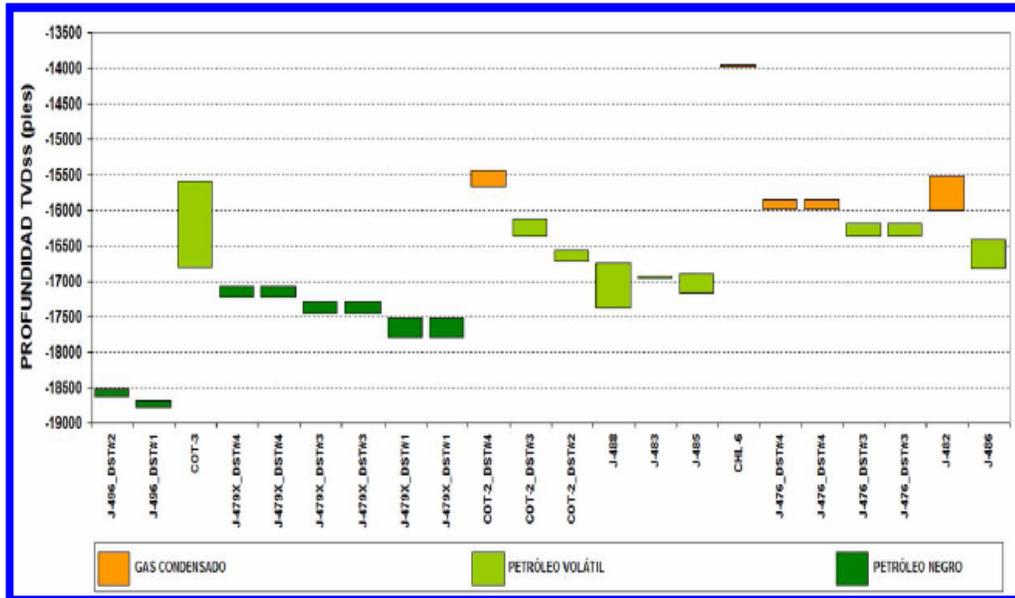
Sobre la base de las pruebas de producción (DST) de los pozos perforados a nivel de la Formación Merecure en el área del campo Cotoperí y Jusepín, **PDVSA EEIYY Oriente (2014)**, en su revisión de las reservas de petróleo y gas de los yacimientos del Oligoceno de los campos Cotoperí y Jusepín del 2014, analizaron la variación de las propiedades de los fluidos con la profundidad. De este análisis se identificaron tres tipos de fluidos. En la tabla de la figura 15 se muestra la concentración de C1, C7+, viscosidad del petróleo, °API y presión de burbujeo por pozo y tipo de fluido caracterizado.

	MER J 479	MER J 476	MER J 481	MER COT 2X	MER COT 3
CONTENIDO DE METANO (%mol) C1	30,52	47,79	47,79	63,45	60,43
CONTENIDO DE (%mol) C7+	43,63	26,72	26,72	15,99	19,47
VISCOSIDAD DEL PETROLEO (@CY)cp	0,53	0,27	0,27	0,1	0,16
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO °F	325	309	309	300,6	301
°API	27	34	34	33	35
PRESIÓN DE BURBUJEO psia	2.817	4.535	5.815	6.329	6.150
	Fluido 1	Fluido 2		Fluido 3	

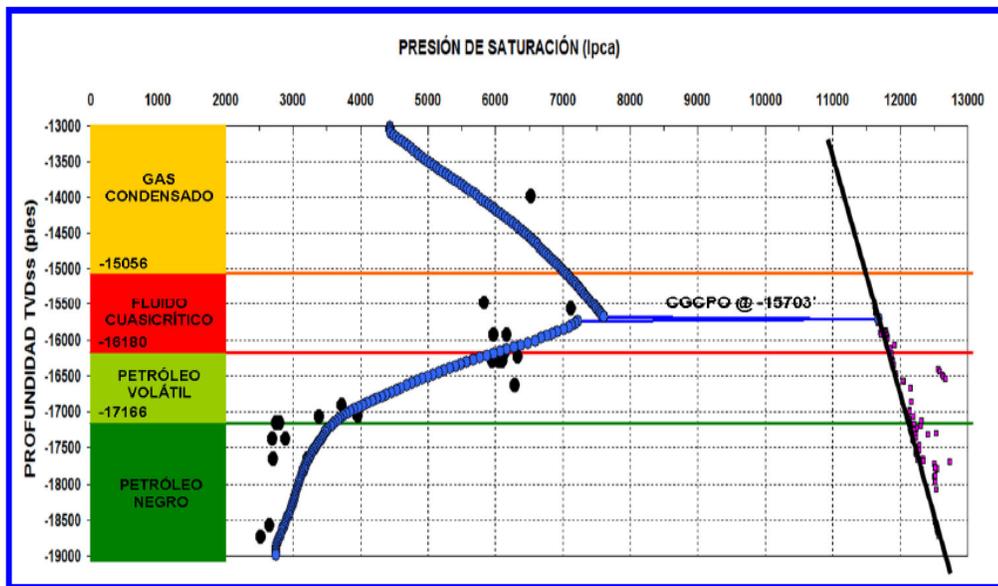
**Figura 15.** Propiedades PVT de los fluidos presentes en los campos Jusepín y Cotoperí (2014)

**PDVSA EEIYY Furrial (2014)**, realizaron una caracterizaron termodinámica de la columna de fluidos pertenecientes a la Formación Merecure de los yacimientos MER 3, MER 1, MER 2 y NARS 4 del campo Jusepín y MER 13 y MER 14 del campo Cotoperí, con la finalidad de ajustar una ecuación de estado que permita modelar el complejo comportamiento termodinámico de los fluidos. En dicho estudio se consideraron 22 análisis PVT (figura 16) y se ajustó una ecuación de estado de 13 componentes desde 12500 pies (TVDss) (tope NARSUP H6) hasta el límite inferior arbitrario de NARS 4. Concluyeron lo siguiente:

- La columna de fluidos estudiada es la misma y es continua para todos los yacimientos considerados y presenta una compleja variación composicional en todo su espesor.
- Dicha columna se discretiza en cuatro zonas: gas condensado, fluido cuasicrítico, petróleo volátil y petróleo negro (figura 17).
- El contacto gas condensado-petróleo original, se ubicó (en función de la variación de los componentes del fluido con la profundidad) a una profundidad aproximada de 15703 pies (TVDss) y representa el único punto saturado de la columna.
- Se ajustó una única ecuación de estado del tipo *Peng&Robinson* de 3 parámetros con 13 componentes para modelar el comportamiento de toda la columna de fluidos.



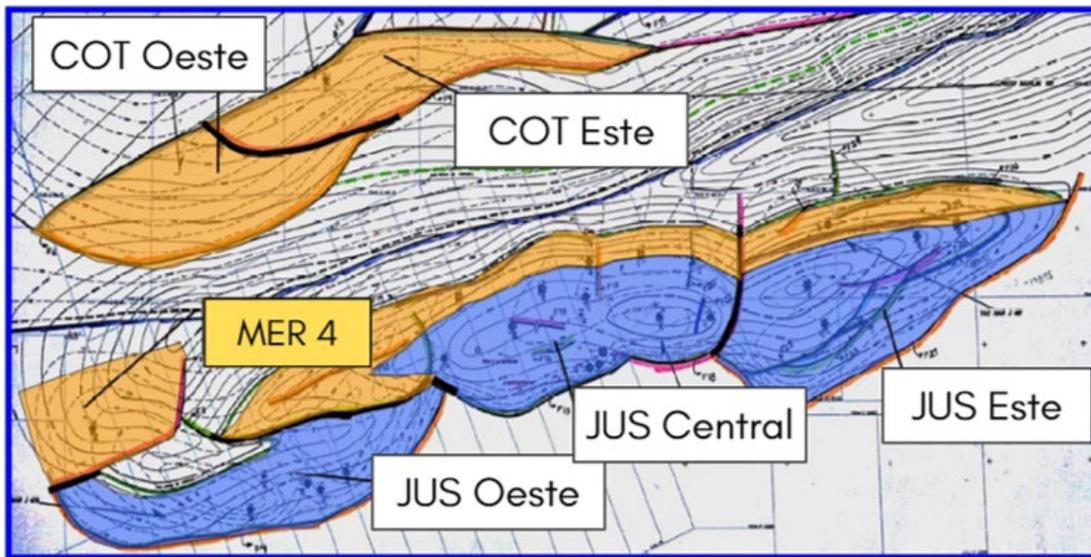
**Figura 16.** Distribución vertical de los 22 análisis PVT representativos y consistentes (PDVSA EEIYY Furrial, 2014)



**Figura 17.** Presión de saturación reproducida por la ecuación de estado ajustada vs. Profundidad (PDVSA EEIYY Furrial, 2014)

Subsecuentemente, PDVSA EEIYY Furrial (2015) mediante la aplicación de una única ecuación de estado (tipo Peng & Robinson de 3 parámetros) para

los fluidos de los yacimientos MER 3, MER 1, MER 2 y NARS 4 MER 13 y MER 14, se determinó que el fluido estudiado presenta una fuerte variación composicional desde gas condensado en las arenas someras hasta un crudo pesado en las arenas más profundas, atravesando una zona de fluido cuasicrítico donde por condiciones termodinámicas el fluido alcanza la presión de saturación y cambia de estado gaseoso a líquido. Esta zona no es continua arealmente en toda la Formación Merecure, discretizándose dos áreas con contactos Gas Condensado-Petróleo Original (CGCPO): (a) uno a 16000 pies (TVDss) correspondiente a la zona sur del campo Jusepín que involucra: yacimiento MER 2, cresta y sur de MER 3 y MER 1; (b) y otro CGCPO a 16960 pies (TVDss) que corresponde a los yacimientos MER 13, MER 14, NARS J-496 y zona norte de los yacimientos MER 3 y MER 1. Ver figura 18.

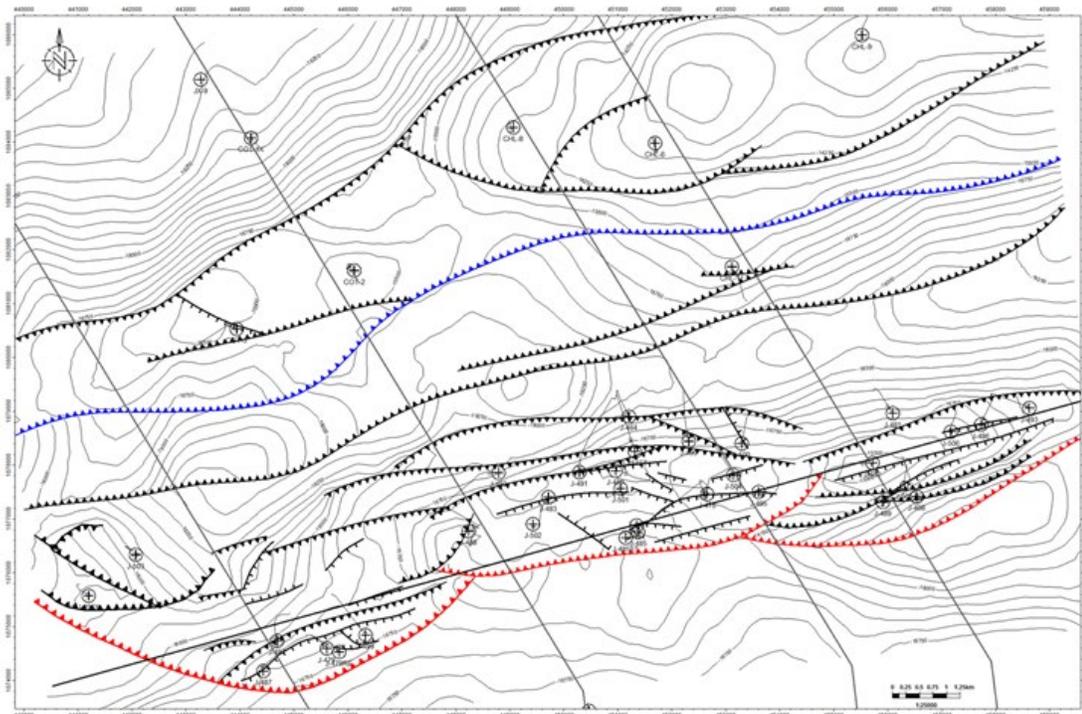


**Figura 18.** Distribución areal de los tipos de fluidos caracterizados (PDVSA EIIYY Furrial, 2015)

**PDVSA EIIYY Furrial (2017).** En la interpretación del cubo sísmico (reprocesado) Furrial, Jusepín y Cotoperí, del equipo PDVSA (2017), como parte del Estudio Integrado de los yacimientos de la Formación Merecure, en

los campos Jusepín, Cotoperí, Chaguaramal, Furrial y El Corozo; se identificaron tres dominios estructurales principales definidos como: Cotoperí-Chaguaramal situado al Norte, Jusepín en la franja central del área de estudio y El Furrial-El Corozo ubicado al Sur (figura 19).

En el límite sur del dominio Cotoperí – Chaguaramal, ubicado hacia el Norte del área de estudio, está constituido por un corrimiento principal denominado Corrimiento Cotoperí, el cual presenta un desplazamiento vertical promedio de 1000 pies y un buzamiento de entre 30-40°N. Por otra parte, un retrocorrimiento de dirección N60-70°E, buzamiento 45°S y desplazamiento vertical promedio de 600 pies, separa la cresta de la estructura del flanco trasero, creando una configuración tipo pop up (figura 20).

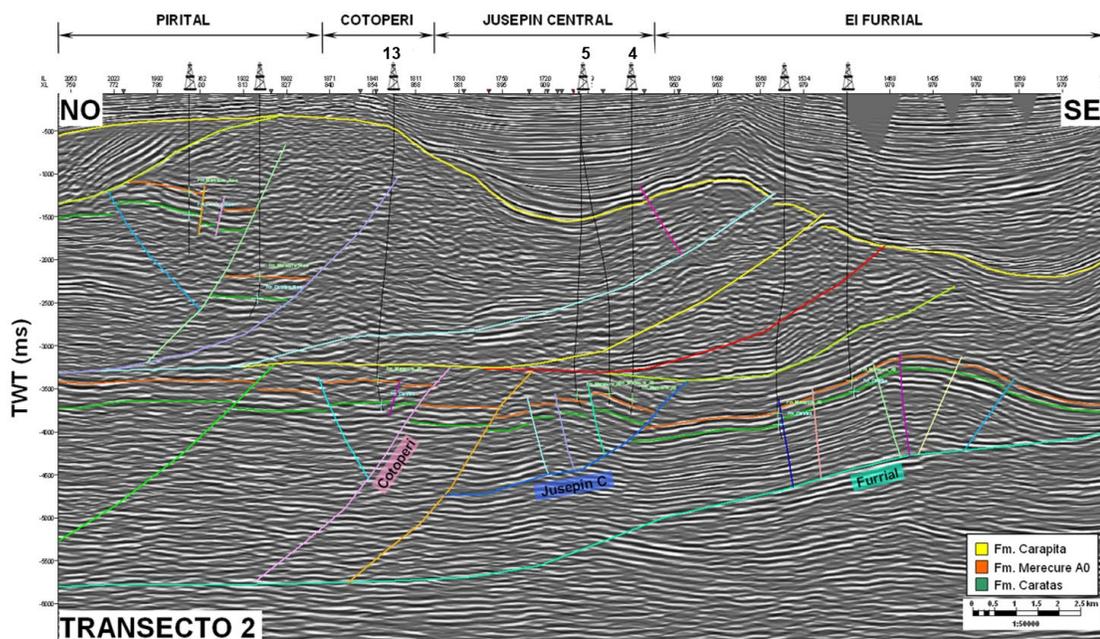


**Figura 19.** Mapa estructural al tope de la Formación Merecure. Se muestra la ubicación de los dominios estructurales definidos por PDVSA (2017)

Igualmente, el dominio está caracterizado por una serie de fallas de segundo orden que subdividen el anticlinal principal en tres bloques. Un bloque Oeste donde se perforo el pozo 14, un bloque Central donde se perforo el pozo 13 y un bloque hacia el este.

El dominio Jusepín, sigue hacia el sur respecto al dominio Cotoperí-Chaguaramal (figura 19). En este dominio el tope de la Formación Merecure se encuentra a una profundidad de entre 18400 y 15400 pies (TVDss).

La estructura principal en este dominio está representada por un anticlinal asimétrico donde se encuentra el campo Jusepín. Este anticlinal se encuentra limitado al Sur por un sistema de corrimientos, enraizados en el despegue principal del Corrimiento Furrial los cuales poseen dirección N60-70°E y buzamiento 30-40°N (figura 20).

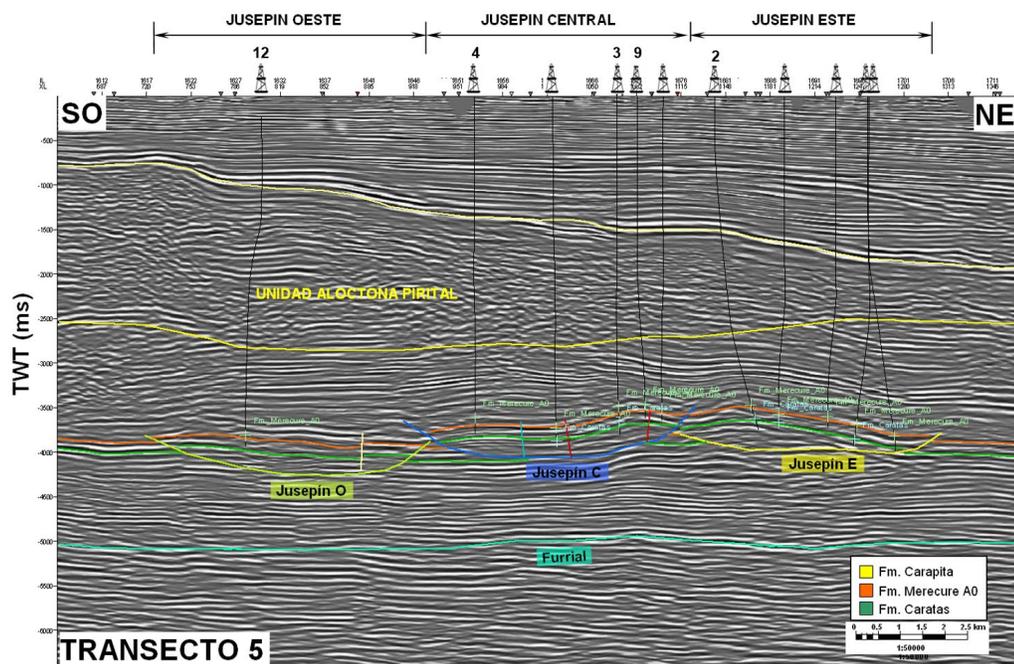


**Figura 20.** Sección sísmica en sentido NO-SE a través de los campos Cotoperí y Jusepín Central (PDVSA, 2017)

Cambios en la dirección principal de esos corrimientos modifican la estructura principal subdividiéndola en sentido SO-NE en tres bloques

denominados como Jusepín Oeste, Jusepín Central y Jusepín Este (figura 21).

Debido a que en el bloque Jusepín Central, se encuentra una mayor cantidad de pozos que permiten establecer mejores relaciones de compartimentalización entre las muestras derivadas de los mismos, en lo sucesivo la mayor parte de la interpretación de resultados se enfoca en este bloque. El dominio Jusepín Central, presenta mayor densidad de retrocorrimientos y fallas normales de acomodo (figura 22), debido a un mayor desplazamiento de la falla principal de Jusepín en esta zona. En consecuencia, el pliegue asociado tiene mayor relieve estructural, respecto a sus bloques circundantes.



**Figura 21.** Sección sísmica en sentido SO-NE a través de los tres bloques que integran el campo Jusepín (PDVSA, 2017)

En sentido Norte - Sur, fallas de acomodo de rumbo EO, dividen a Jusepín Central en 2 secciones compartimentalizadas (figura 22): una hacia el Norte y otra hacia el Sur, siguiendo el ápice de la cresta del pliegue. Por otra parte,

en sentido Oeste - Este, el relieve estructural de Jusepín Central, decrece hasta las cercanías del pozo 16, donde se desarrolla el sinclinal que separa los bloques Jusepín Central y Jusepín Este.

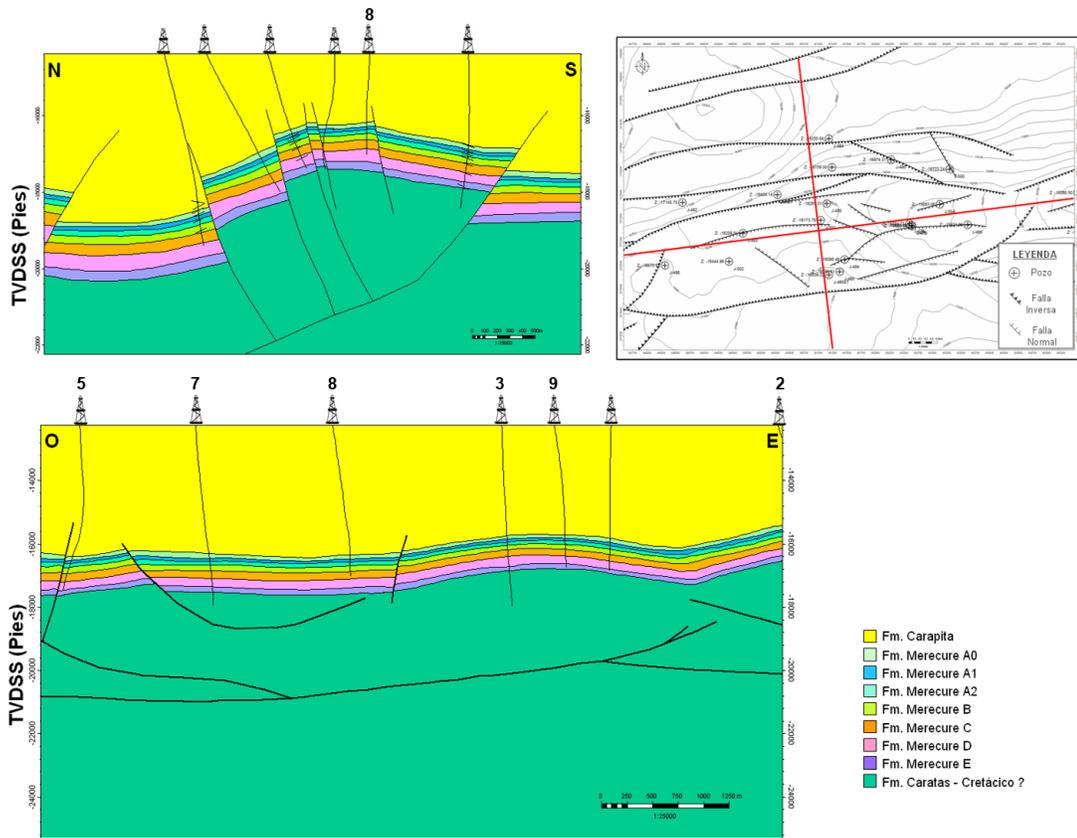


Figura 22. Perfiles estructurales de Jusepín Central (PDVSA, 2017)

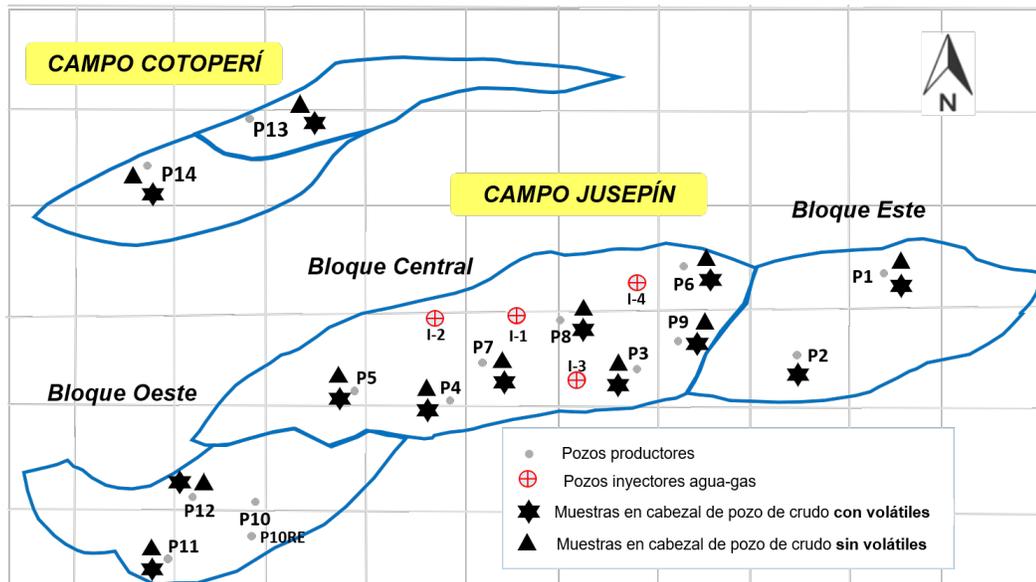
# CAPÍTULO III

## METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

### 3.1 Toma de muestras

Para la realización de este estudio, se realizó un muestreo en conjunto entre el equipo de PDVSA Oriente (Estudios Integrados de Yacimientos Furrial y Operaciones Jusepín) y PDVSA Intevep.

La metodología de muestreo fue establecida de acuerdo al tipo de muestra a tomar: crudo sin volátiles y con volátiles (fracción C<sub>15</sub><sup>-</sup>). Sin volátiles se muestrearon 12 pozos del campo Jusepín y 2 del campo Cotoperí y con volátiles 10 pozos del campo Jusepín (se excluyeron los pozos 2 y 10) y 2 del campo Cotoperí. Se tomaron muestras de 14 pozos en total.



**Figura 23.** Mapa base de la ubicación de los pozos de Jusepín-Cotoperí y tipos de muestras tomadas

Los pozos muestreados fueron seleccionados en función de su disponibilidad operativa, así como por la disposición de puntos toma muestras y que no estuviesen bajo la influencia de inyección de químicos

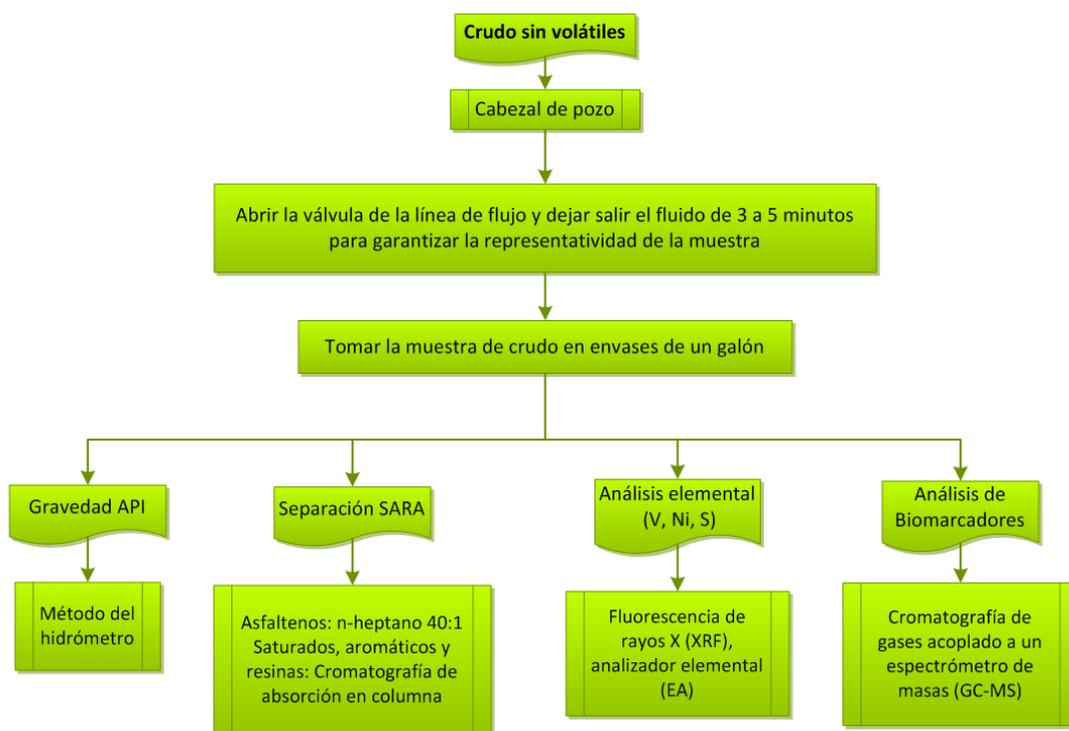
que afectase la composición original de los crudos. En la siguiente sección, se describen los procedimientos aplicados.

### 3.1.1. Crudo sin volátiles

El muestreo de crudos (figura 24), se efectuó a nivel de cabezal de pozo en las líneas de flujo, en cuyo caso fueron tomadas muestras de un (1) galón para pozos de los campos Jusepín y Cotoperí.

### 3.1.2. Crudo con volátiles o fracción C<sub>15</sub>-

En lo que respecta a la fracción C<sub>15</sub><sup>-</sup>, la muestra se recolectó en envases de color ambar de 100 mL y de boca de sello de 20 mm con septum de goma y tapa de aluminio.

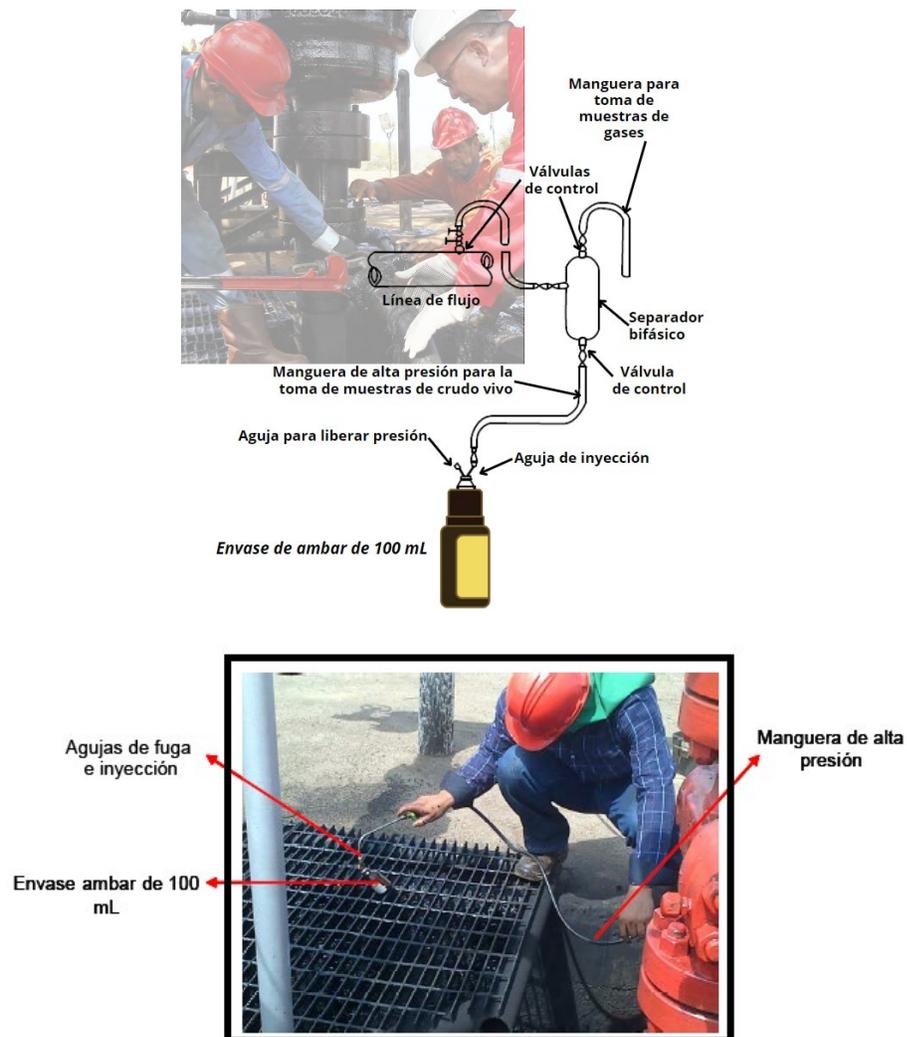


**Figura 24.** Esquema de muestreo de crudos sin volátiles

Fue necesario contar con mangueras de alta presión conectadas a un separador bifásico, dos (2) agujas con recubrimiento de cobre, una para

inyectar el fluido y la otra para liberar presión, y la pistola de sellado de septum. Tomadas las muestras, éstas se llevaron al laboratorio para ser analizadas por cromatografía de gases de crudo total (*Whole Oil*).

En la figura 25 se visualiza la forma de toma de las muestras de C<sub>15</sub><sup>-</sup>. En total se analizaron 12 muestras de crudos con volátiles por cromatografía de gases con detector FID.



**Figura 25.** Montaje instrumental para la toma de muestras de crudo con volátiles

### 3.2 Gravedad API

La gravedad API fue determinada bajo el procedimiento descrito en la norma ASTM D-1298. El crudo deshidratado y libre de sedimentos fue transferido a un hidrómetro de vidrio, cuidando de que no quedasen burbujas de aire dentro del fluido. El hidrómetro fue colocado en una tina de agua, dejándolo asentar lentamente a temperatura controlada en una termocupla en 15,5 °C (60 °F). Posteriormente, fue tomada la medida de la gravedad específica vigilando que la temperatura no variase en más de 2 °C durante el ensayo. Por último, fue calculada la gravedad API de los crudos según la ecuación siguiente.

$$API = \frac{141,5}{\text{Grav. Esp. (60 °F)}} - 131,5$$

Ecuación 1

### 3.3 Separación SARA

En la separación SARA el primer paso fue la precipitación de los asfaltenos. Para ello los asfaltenos fueron precipitados añadiendo *n*-heptano (grado reactivo) en una proporción 40:1 v/v *n*-heptano/bitumen. La mezcla fue sometida a agitación usando un baño con ultrasonido durante 20 min. Luego, se dejó en reposo y en refrigeración por 12 h aproximadamente. Pasado este tiempo los asfaltenos fueron separados de los maltenos (saturados, aromáticos y resinas) mediante centrifugación durante 15 min. Los maltenos fueron extraídos con mucho cuidado mediante una pipeta pasteur y trasvasados cuantitativamente a viales de 20 mL. Los asfaltenos fueron cuantificados luego de dejar evaporar el solvente en exceso durante 24 h.

Luego se procedió a la separación de los maltenos mediante cromatografía de absorción en columna. Debido a la poca cantidad de muestra, la cromatografía se llevó a cabo en pipetas pasteur. Éstas fueron empacadas con alúmina activada suspendida en *n*-hexano. Una vez sembrada la muestra (entre 0.0100 g y 0.0150 g), los hidrocarburos saturados son eluidos

con 10 mL de *n*-hexano (grado reactivo). Luego, fueron eluidos los hidrocarburos aromáticos usando 10 mL de tolueno (*reagent p.a.* o grado reactivo) como eluyente. La elución de los hidrocarburos aromáticos fue monitoreada con una lámpara de luz UV debido al efecto de fluorescencia que genera en esta fracción. Por último, fueron eluidas las resinas usando 6 mL de una mezcla tolueno-metanol en relación 70:30 v/v.

Cada una de las fracciones fueron eluidas directamente en viales previamente pesados y una vez contenida la fracción fueron dejados secar al aire por 24 h para luego ser cuantificadas.

### **3.4. Métodos analíticos**

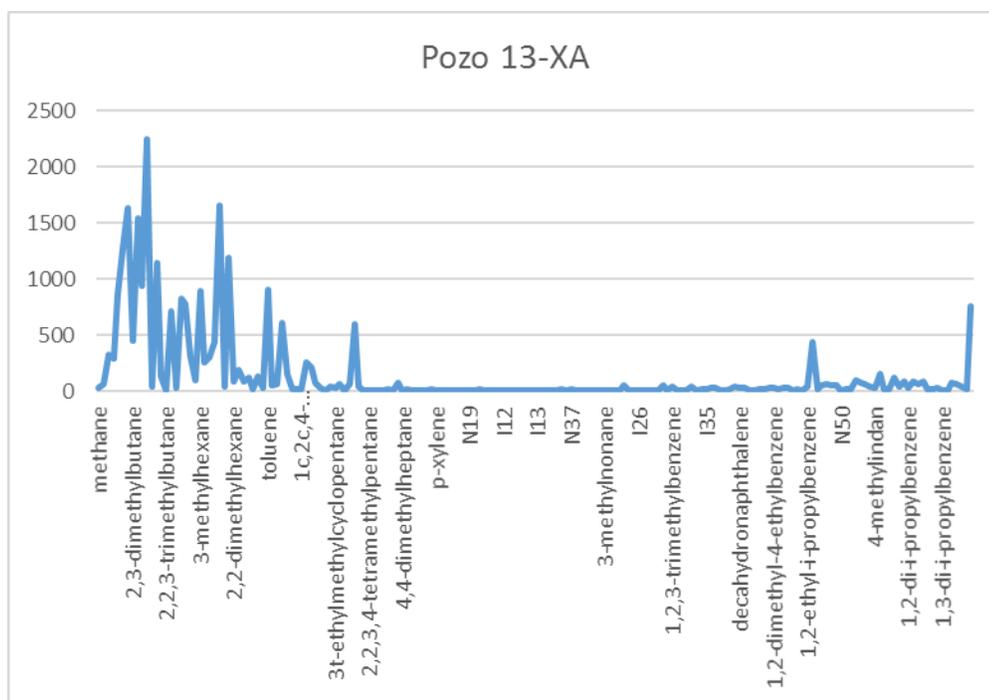
#### 3.4.1. Cromatografía de la fracción C<sub>15</sub><sup>-</sup>

El análisis de las muestras de crudo se realizó en un cromatógrafo de gases HP-6890 provisto de una columna capilar tipo PNA de 1,05 m, con programación de temperatura, helio como gas de arrastre y un detector FID (detector de ionización a la llama). El equipo posee un software para el reconocimiento de los picos correspondientes a los hidrocarburos saturados y aromáticos presentes en cada muestra (sistema DHA: *Detailed Hydrocarbons Analysis*).

El procesamiento de los cromatogramas obtenidos por este análisis, consiste en calcular múltiples relaciones o radios de compuestos, para las cuales se escogen compuestos de peso molecular muy similar (Alberdi, 2000). Las diferencias entre estas relaciones definen las diferencias entre las muestras (crudos).

En la figura 26 se aprecia el cromatograma tipo obtenido. Se determinaron 151 compuestos según la base de datos del programa del equipo y se

establecieron un conjunto de 400 relaciones entre ellos de las cuales, las más relevantes para este estudio se presentan en el anexo 2.



**Figura 26.** Cromatograma tipo obtenido en este estudio

### 3.4.2. Análisis de biomarcadores en las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos por CG-EM

Las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos son analizadas por un equipo de cromatografía de gases acoplado con un equipo de espectrometría de masas. El equipo disponible en los laboratorios de PDVSA-Intevap es un equipo modelo HP-6890, con un detector selectivo de masas HP-5973 cuadrupolo MSD. Los análisis de los biomarcadores saturados por CG-EM son realizados en una columna de DB-1 de 60 m x 0,32 mm con un espesor de película de 0,25  $\mu\text{m}$ . La temperatura inicial del horno es de 160°C con una velocidad de calentamiento de 3 °C /min. La presión de inyección del flujo del gas de arrastre (helio 99,95% pureza) es de

16 psi. En el caso del análisis de los biomarcadores aromáticos, los experimentos son realizados en una columna capilar DB-5 de sílica fundida de 60 m x 0,25 mm con una película de espesor de 0,25  $\mu\text{m}$  utilizando helio como gas de arrastre. Para el análisis, la temperatura es programada manteniendo un valor de 65°C por 2 min, e incrementándose luego hasta 300°C a una tasa de 6°C/min y manteniendo una isoterma a 300°C por 20 min.

Los iones elucidados y empleados en este estudio fueron los siguientes:

- Fracción de hidrocarburos saturados:  $m/z$  99, 191 y 218
- Fracción de hidrocarburos aromáticos:  $m/z$  178, 184, 192, 198 y 231.

Todas las relaciones discutidas en los apartados subsiguientes se encuentran derivadas a partir de la integración de las áreas de los picos (sin corregir) generados en los fragmentogramas respectivos.

#### 3.4.3. Fluorescencia de rayos X (XRF)

La determinación de vanadio (V), níquel (Ni) y azufre (S) fue realizada a través de un equipo de fluorescencia de rayos X *Bruker AXS S4 EXPLORER* ubicado en el laboratorio de *Química Analítica* de PDVSA-Intevep. Las condiciones del análisis consistieron en una atmosfera de helio con una velocidad de rotación de la muestra dentro de la cámara de 0,5 rev/s por un tiempo de dos minutos para la determinación de azufre y de ocho minutos para la determinación de vanadio y níquel. Las muestras fueron irradiadas por un haz de rayos X policromático provenientes de un tubo de rodio (Rh). Los detectores usados fueron de flujo para vanadio y azufre, y de centello para níquel.

El procedimiento consistió en pesar aproximadamente 7 g de crudo y colocarlo en una capsula de plástico de 37 mm. Las mismas fueron protegidas con una película plástica de mylar de 3,6  $\mu$  para ser colocadas en un porta-muestra y poder ser trasladadas a la cámara de análisis del espectrómetro mediante un brazo automático.

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIONES

A continuación, se presentan de manera sistemática, los resultados y sus discusiones a partir de los análisis realizados en este estudio. Inicialmente se muestran los datos asociados a la caracterización geoquímica de crudos en cuanto a las relaciones interelementales de vanadio (V), níquel (Ni) y azufre (S), la cuantificación de las distintas fracciones constituyentes de los crudos (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) y la clasificación de los crudos según la distribución de parafinas, aromáticos y naftenos de la fracción  $C_{15}^-$ .

Se muestra la interpretación de los datos generados a partir del análisis de biomarcadores en la fracción de hidrocarburos saturados, discriminados en n-alcános (ión  $m/z=99$ ), esteranos ( $m/z=218$ ) y terpanos (ión  $m/z=191$ ); así como el análisis de biomarcadores y compuestos organo-sulfurados en la fracción de hidrocarburos aromáticos, discriminados en la distribución de los fenantreno-metilfenantrenos (iones  $m/z=178$  y  $192$ ) y dibenzotiofeno-metildibenzotiofenos (iones  $m/z=184$  y  $198$ ).

Finalmente, se hizo una evaluación integrada de la compartimentalización de los yacimientos de la Formación Merecure en los campos Jusepín y Cotoperí, considerando la distribución espacial resultante del análisis de la fracción  $C_{15}^-$  con los modelos estratigráfico y sedimentológico más recientes del área de estudio.

## 4.1. Caracterización geoquímica de crudos

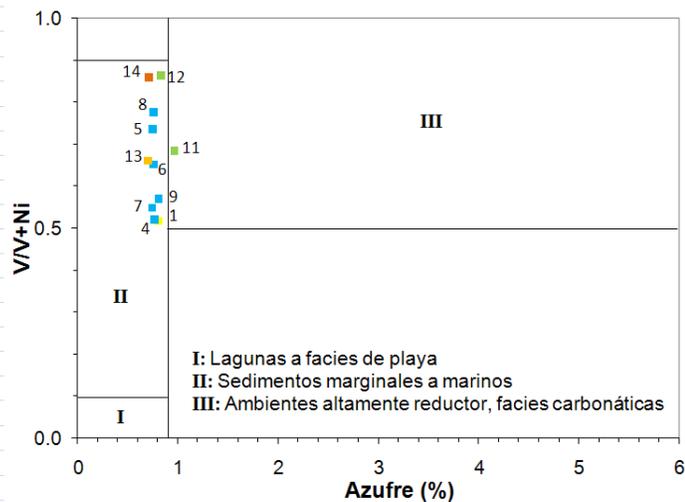
### 4.1.1. Relaciones interelementales: vanadio (V), níquel (Ni) y azufre (S)

Las relaciones interelementales entre los elementos vanadio (V), níquel (Ni) y azufre (S), son parámetros geoquímicos convencionales que sirven para identificar familias de crudos, ya que son indicadores del ambiente de sedimentación de la materia orgánica (condiciones redox) que no se ven afectados por la madurez o los procesos post-genéticos en el yacimiento.

Valores de la relación V/Ni mayores a uno (1), es característico de ambientes reductores, por el contrario, relaciones menores a uno, típico de ambientes subóxicos. En la tabla 2, se presentan los valores de concentración de azufre en porcentaje (%) y vanadio y níquel en partes por millón (ppm), obtenidos a partir del análisis por ICP-OES de las muestras de crudo deshidratadas.

**Tabla 2.** Datos de concentración de V, Ni y S en las muestras de crudo estudiadas

	%S	V (ppm)	Ni (ppm)	V/Ni	V/(V+Ni)
1	0,80	6,84	1,57	4,36	0,52
3	0,60	3,9	0,82	4,76	1,01
4	0,77	7,04	1,57	4,48	0,52
5	0,75	5,28	1,12	4,71	0,74
6	0,75	4,78	1,22	3,92	0,65
7	0,74	4,68	1,4	3,34	0,55
8	0,75	3,5	1	3,50	0,78
9	0,81	5,8	1,41	4,11	0,57
11	0,96	4,98	1,18	4,22	0,69
12	0,83	3,87	0,932	4,15	0,86
13	0,70	4,62	1,2	3,85	0,66
14	0,71	1,77	0,8	2,21	0,86
Promedio	0,76±0,09	4,76±1,45	0,76±0,27		



**Figura 27.** Relación vanadio/vanadio + níquel vs. Contenido de azufre (%) para las muestras de crudo de la Formación Merecure campos Jusepín y Cotoperí (modificado de Lewan, 1984)

En el caso de las muestras estudiadas, el 90% presenta concentraciones de azufre menor a 1% y cuentan con valores de relación V/V+Ni entre 0,52 y 1,01. Lo cual indica, desde el punto de vista de las condiciones redox del ambiente de sedimentación, que el material que le dio origen a estos crudos se depositó bajo condiciones reductoras, pudiendo ser la misma roca fuente o distintas depositadas bajo las mismas condiciones redox.

A partir del gráfico planteado por Lewan (1984), es posible hacer inferencias en cuanto a las condiciones paleoambientales de sedimentación de la roca fuente (Eh y pH), el grado de madurez de los crudos y de los procesos de alteración de los mismos en el yacimiento. La figura 27, muestra que la mayoría de los pozos estudiados se ubican en la zona redox de sedimentación marino-marginal.

#### 4.1.2. Distribución SARA

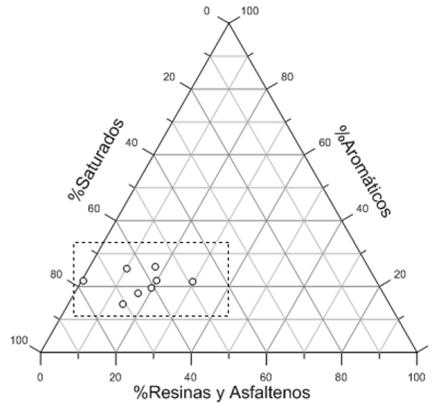
El análisis SARA consiste en la determinación de los cuatro componentes principales del crudo como lo son los compuestos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. A partir de la composición de estas fracciones se pueden clasificar los crudos mediante el diagrama ternario propuesto por Tissot y Welte (1984), donde estudiaron 636 muestras de crudos de todo el mundo considerando algunos crudos pesados y asfaltos de areniscas bituminosas.

El diagrama tiene tres componentes: (1) hidrocarburos saturados: comprenden alcanos normales (*n*-alcanos), ramificados (*iso*-alcanos) y cicloalcanos (naftenos); (2) hidrocarburos aromáticos: incluye aromáticos puros, cicloalcanoaromáticos (naftenoaromáticos) y componentes con ciclos de sulfuros (derivados del dibenzotiofeno); y (3) resinas y asfaltenos: caracterizados por moléculas policíclicas de alto peso molecular con presencia de elementos como nitrógeno (N), azufre (S) y oxígeno (O).

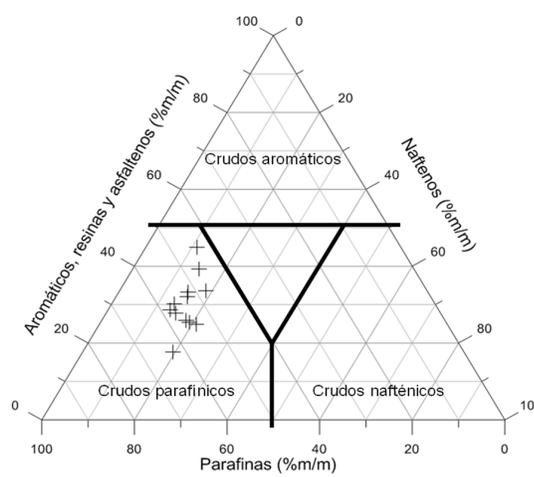
El mismo, permite clasificar a los crudos de la siguiente manera: (1) crudos normales o no alterados, del tipo parafínicos-nafténicos: concentración de hidrocarburos saturados en el orden de 60% (m/m); (2) crudos normales o no alterados, del tipo aromáticos: con concentraciones de hidrocarburos saturados entre 35 y 40% (m/m); y (3) crudos pesados y asfaltos muy probablemente alterados, aunque este subgrupo abarca también crudos pesados inmaduros térmicamente: con valores de resinas más asfaltenos superiores a 40% (m/m).

Tomando en cuenta estos criterios, se clasifica a los crudos de este estudio como normales, no alterados, del tipo parafínico-nafténico (Figura 28), como se corrobora en la figura 29, en donde se representa la distribución de parafinas, naftenos y aromáticos (PNA) en la fracción  $C_{15^-}$  de los crudos estudiados.

La tabla 3, muestra las abundancias de las fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos de los crudos estudiados, así como la proporción de parafinas totales (parafinas e *i*-parafinas), naftenos y aromáticos en la fracción C<sub>15</sub><sup>-</sup>.



**Figura 28.** Diagrama ternario de distribución de las fracciones SARA (Modificado de Tissot y Welte, 1984)



**Figura 29.** Diagrama ternario distribución parafinas, naftenos y aromáticos, resinas y asfaltenos de los crudos estudiados

**Tabla 3.** Composición SARA y distribución de parafinas y naftenos en la fracción C<sub>15</sub> de los crudos de la Formación Merecure de los campos Jusepín y Cotoperí

POZO	Crudo total				Fracción C <sub>15</sub> *		
	Saturados (%)	Aromáticos (%)	Resinas (%)	Asfaltenos (%)	Parafinas (%)	Naftenos (%)	Aromáticos (%)
1	63	20	20	0.4	58	23	13
2	44	18	14	0	n.d.	n.d.	n.d.
3	66	14	13	0	59	23	14
4	64	17	12	1	65	23	11
5	54	24	20	13	67	21	10
6	47	21	3	12	68	16	8
7	64	18	-	0	65	20	10
8	64	22	8	0	66	22	11
9	55	25	10	8	66	19	10
10	43	30	15	11	n.d.	n.d.	n.d.
11	58	22	13	6	68	20	8
12	62	18	8	48	73	18	7
13	62	24	9	0	70	18	8
14	67	18	17	0	72	17	8
<b>Promedio</b>	<b>58±8</b>	<b>21±4</b>	<b>13±5</b>	<b>7±13</b>	<b>67±5</b>	<b>20±2</b>	<b>10±2</b>

\*En la fracción C<sub>15</sub> la diferencia entre la suma de parafinas, naftenos y aromáticos se asocia a compuestos no resueltos arrojados por el equipo de medición.

#### 4.1.3. Distribución de biomarcadores y marcadores aromáticos

Con el propósito de establecer familias de crudos en base al origen, madurez y grado de alteración de los crudos, que permitan hacer inferencias sobre las rutas y la historia de llenado de los yacimientos a través de correlaciones crudo-crudo entre pozos, se hizo un análisis de biomarcadores tanto saturados como aromáticos en los crudos de los campos Jusepín y Cotoperí

Los biomarcadores son cualquier compuesto orgánico detectado en las geósferas, cuyo esqueleto básico sugiere un origen relacionado a un producto natural (Mackenzie, 1984 en López, 2013). Son moléculas orgánicas complejas correspondientes a productos naturales específicos constituidos por carbono, hidrógeno y otros elementos (O, S, N). A partir de su estudio, se interpretan el origen y los procesos físicos, químicos y biológicos que actúan sobre estas y en la geoquímica de producción o

geoquímica de yacimientos, permiten obtener información sobre la continuidad de yacimientos y de las características de los crudos que se encuentran en diferentes yacimientos durante la producción conjunta.

Los biomarcadores y marcadores aromáticos determinados en este estudio se agrupan en virtud de su naturaleza química en: *n*-alcanos e isoprenoides acíclicos, esteranos y diasteranos, terpanos y compuestos similares, biomarcadores aromáticos (esteranos triaromáticos) y marcadores aromáticos (fenantreno, dibenzotiofeno y sus respectivos homólogos metilados).

Los iones elucidados y empleados en este estudio fueron los siguientes:

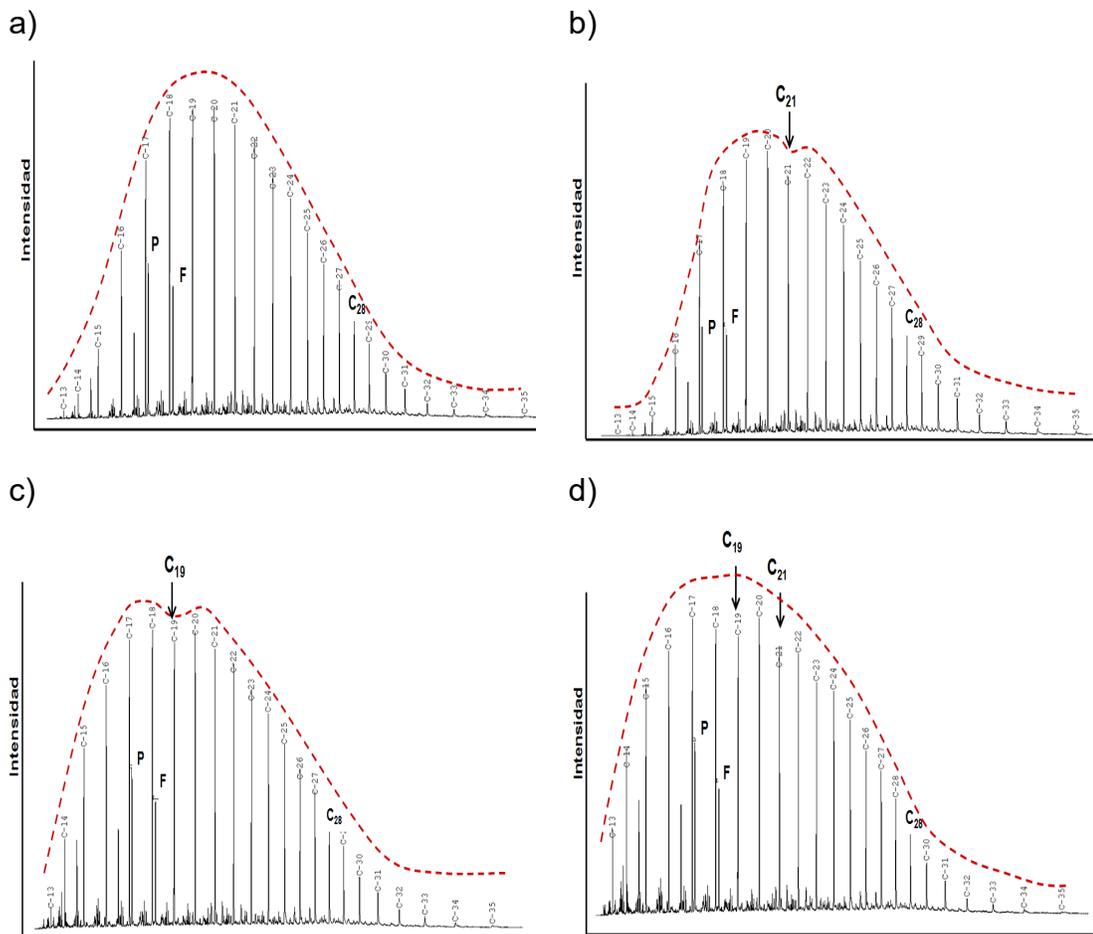
- Fracción de hidrocarburos saturados: *m/z* 99, 191 y 218.
- Fracción de hidrocarburos aromáticos: *m/z* 178, 184, 192, 198 y 231.

#### **a) *n*-alcanos e isoprenoides**

Los fragmentogramas obtenidos a partir del análisis del ión *m/z* 99, exhiben como tendencia general una distribución de *n*-alcanos en el espacio entre *n*-C<sub>13</sub> y *n*-C<sub>35</sub>, donde se incluye la presencia de los isoprenoides pristano (C<sub>19</sub>) y fitano (C<sub>20</sub>), con una predominancia del primero sobre el segundo, en la mayoría de los pozos (salvo, los pozos 2 y 10).

Las muestras de los pozos 3, 5, 10 y 13, presentan un patrón unimodal con máximos centrados entre los *n*-alcanos C<sub>17</sub> y C<sub>21</sub> (figura 30 a). Por su parte, las muestras de los pozos 1, 2 y 11 presentan un patrón de distribución ligeramente bimodal con punto de inflexión en el *n*-alcano C<sub>21</sub> (figura 30 b), mientras que las muestras de los pozos 4, 6, 9 y 12 presentan un patrón ligeramente bimodal, pero con punto de inflexión en el *n*-alcano C<sub>19</sub> (figura 30 c). Por último, las muestras de los pozos 7, 8 y 14 exhiben en general un

patrón unimodal, pero con dos puntos de inflexión que coinciden con los de las dos tendencias bimodales descritas: C<sub>19</sub> y C<sub>21</sub> (figura 30 d).



**Figura 30.** Fragmentogramas correspondientes al ión  $m/z$  99. a) Distribución unimodal C<sub>17</sub> - C<sub>21</sub> (pozo 5); b) Distribución ligeramente bimodal con inflexión en C<sub>21</sub> (pozo 1); c) Distribución ligeramente bimodal con inflexión en C<sub>19</sub> (pozo 6); d) Distribución en general unimodal con dos mínimos: C<sub>19</sub> y C<sub>21</sub> (pozo 14).

Las señales de los  $n$ -alcanos, correspondientes a los fragmentogramas del ión  $m/z=99$ , fueron integradas y se obtuvieron las áreas que se utilizaron para establecer una abundancia relativa. En consecuencia, se calcularon los parámetros de las relaciones pristano/fitano (P/F), pristano/ $n$ -C<sub>17</sub> (P/ $n$ -C<sub>17</sub>), fitano/ $n$ -C<sub>18</sub> (F/ $n$ -C<sub>18</sub>), P+ $n$ -C<sub>17</sub>/F+ $n$ -C<sub>18</sub>, índice preferencial de carbono (CPI)

e índice de preferencia impar-par (OEP). Los valores de los parámetros calculados, se presentan en la tabla 4. Las fórmulas empleadas en dichos cálculos, se muestran en el anexo 4.1.

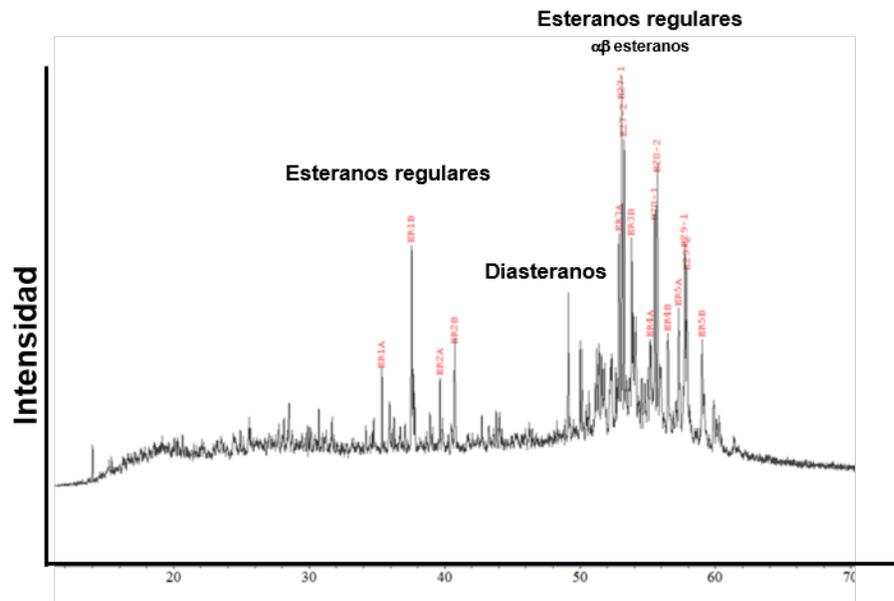
**Tabla 4.** Parámetros calculados a partir de los valores de integración de áreas en los fragmentogramas asociados al ion  $m/z$  99 de la fracción de hidrocarburos saturados

POZO	P/F	P/nC <sub>17</sub>	F/nC <sub>18</sub>	CPI	OEP	P+nC <sub>17</sub> /F+nC <sub>18</sub>
1	1.12	0.88	0.65	1.01	0.99	0.94
2	0.98	0.87	0.65	1.00	0.96	0.83
3	1.28	0.83	0.64	1.02	0.99	1.11
4	1.14	0.84	0.67	1.04	0.99	1.01
5	1.06	0.82	0.66	1.01	0.98	0.94
6	1.19	0.83	0.66	1.02	0.99	1.05
7	1.28	0.85	0.65	1.02	0.99	1.10
8	1.28	0.85	0.65	1.02	0.99	1.10
9	1.15	0.83	0.64	1.00	0.98	0.99
10	0.71	0.93	0.80	0.99	0.97	0.66
11	1.02	0.89	0.82	1.01	0.97	0.98
12	1.08	0.86	0.78	0.99	0.97	1.02
13	1.27	0.88	0.70	1.01	0.98	1.12
14	1.26	0.88	0.69	1.00	0.97	1.10
<b>Promedio</b>	<b>1.13±0.16</b>	<b>0.86±0.03</b>	<b>0.69±0.06</b>	<b>1.01±0.01</b>	<b>0.98±0.01</b>	<b>1.00±0.13</b>

A partir de los datos mostrados en la tabla 4, se puede apreciar que los pozos pertenecientes a los bloques oeste y este exhiben los mayores valores en la relación P/F, con valores presentes entre 0,71 y 1,08 y respecto a las relaciones P/n-C<sub>17</sub> y F/n-C<sub>18</sub>, los mayores valores se asocian al bloque central (y este, en el caso de la relación F/n-C<sub>18</sub>), con valores entre 0.82 y 0.85 y 0.64 y 0.67, respectivamente. Por otro lado, para los índices de preferencia de carbono y de preferencia par-impar, se observa una tendencia casi constante entre las muestras de los pozos considerados, con valores que van desde 0.99 a 1.04 en CPI y desde 0.96 a 0.99 en OEP.

## b) Esteranos y diasteranos

En los fragmentogramas obtenidos a partir del análisis del ión  $m/z$  218, se pudo identificar esencialmente la presencia de esteranos regulares ( $C_{21}$ ,  $C_{22}$ ,  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$ ), alfa-beta esteranos ( $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$ ) y diasteranos ( $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ). En la figura 31 se exhibe el fragmentograma (ión  $m/z$  218) de una de las muestras analizadas.



**Figura 31.** Fragmentograma de la muestra del pozo 2, correspondientes al ión  $m/z$  218

Como una tendencia general en todas las muestras analizadas, se establece una predominancia de los esteranos regulares  $C_{21}\alpha\beta\beta$  sobre  $C_{21}\alpha\alpha\alpha$ , así como de  $C_{22}\alpha\beta\beta$  sobre  $C_{22}\alpha\alpha\alpha$ . En cuanto a los alfa-beta esteranos, se presenta una predominancia de los  $C_{27}\alpha\beta\beta$  sobre los  $C_{28}\alpha\beta\beta$ , y estos, sobre los  $C_{29}\alpha\beta\beta$ .

Las fórmulas empleadas en los cálculos de parámetros de los esteranos regulares, alfa-beta esteranos y diasteranos, se muestran en el anexo 4.2.

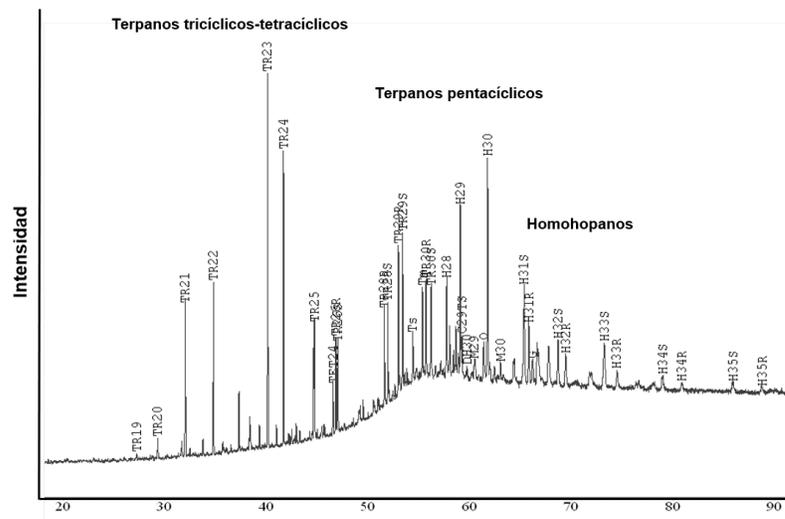
### c) Terpanos

Los terpanos se identifican en el fragmentograma m/z 191 (figura 32). Representan moléculas presentes en los crudos que derivan de los terpenoides.

**Tabla 5.** Parámetros calculados a partir de los valores de integración de áreas de los esteranos regulares, alfa-beta esteranos y diasteranos, en los fragmentogramas asociados al ion m/z 218 de la fracción de hidrocarburos saturados

POZO	%C27	%C28	%C29	Diasteranos/ C27	Diasteranos/ C28	20S/ 20S+20R	$\beta\beta$ / $\beta\beta+\alpha\alpha$
1	36	36	28	0,108	0,111	0,64	0,80
2	36	35	29	0,117	0,121	0,63	0,79
3	37	35	28	0,128	0,121	0,63	0,79
4	36	36	27	0,121	0,119	0,66	0,78
5	37	35	28	0,115	0,123	0,65	0,79
6	36	36	29	0,130	0,143	0,67	0,77
7	37	36	27	0,118	0,116	0,59	0,77
8	36	36	28	0,134	0,135	0,67	0,75
9	36	35	29	0,123	0,137	0,60	0,80
10	36	36	28	0,135	0,138	0,67	0,77
11	36	35	29	0,130	0,118	0,64	0,78
12	36	36	28	0,136	0,145	0,62	0,79
13	37	36	28	0,145	0,133	0,64	0,78
14	36	36	28	0,142	0,125	0,59	0,76
<b>Promedio</b>	<b>36,34±0,56</b>	<b>35,59±0,45</b>	<b>28,07±0,61</b>	<b>0,13±0,01</b>	<b>0,13±0,01</b>	<b>0,64±0,03</b>	<b>0,78±0,01</b>

Mediante la integración de las áreas de los terpanos identificados se establecen las relaciones entre compuestos que se muestran en la tabla 6. Las fórmulas empleadas en los cálculos de parámetros de los terpanos, se muestran en el anexo 4.3.



**Figura 32.** Fragmentograma de la muestra del pozo 11, correspondientes al ión m/z 191

**Tabla 6.** Parámetros calculados a partir de los valores de integración de áreas de los terpanos, en los fragmentogramas asociados al ion m/z de la fracción de hidrocarburos saturados

POZO	Ts/ Ts+Tm	T <sub>19-25</sub> / 17 $\alpha$ HOP <sub>29-30</sub>	C <sub>23-3</sub> / C <sub>24-3</sub>	C <sub>21-3</sub> / C <sub>23-3</sub>	C <sub>22-3</sub> / C <sub>21-3</sub>	C <sub>26-3</sub> / C <sub>25-3</sub>	Índice Moretano
1	0,35	1,6	1,22	0,41	1,18	0,84	0,08
2	0,33	1,5	1,25	0,38	1,22	0,78	0,09
3	0,38	2,1	1,22	0,45	1,18	0,78	0,07
4	0,33	1,6	1,24	0,42	1,11	0,84	0,11
5	0,33	1,7	1,24	0,40	1,19	0,77	0,08
6	0,36	1,7	1,23	0,43	1,15	0,79	0,09
7	0,39	1,7	1,21	0,45	1,16	0,78	0,09
8	0,33	1,5	1,29	0,40	1,23	0,80	0,08
9	0,38	1,4	1,20	0,42	1,16	0,74	0,05
10 RE	0,35	2,1	1,26	0,37	1,23	0,77	0,12
11	0,31	2,2	1,25	0,44	1,07	0,74	0,08
12	0,40	3,1	1,27	0,48	1,01	0,74	0,09
13	0,38	2,4	1,28	0,44	1,12	0,80	0,11
14	0,35	2,1	1,31	0,42	1,12	0,75	0,09
<b>Promedio</b>	<b>0,35±0,03</b>	<b>1,9±0,5</b>	<b>1,25±0,03</b>	<b>0,42±0,03</b>	<b>1,15±0,06</b>	<b>0,78±0,03</b>	<b>0,09±0,02</b>

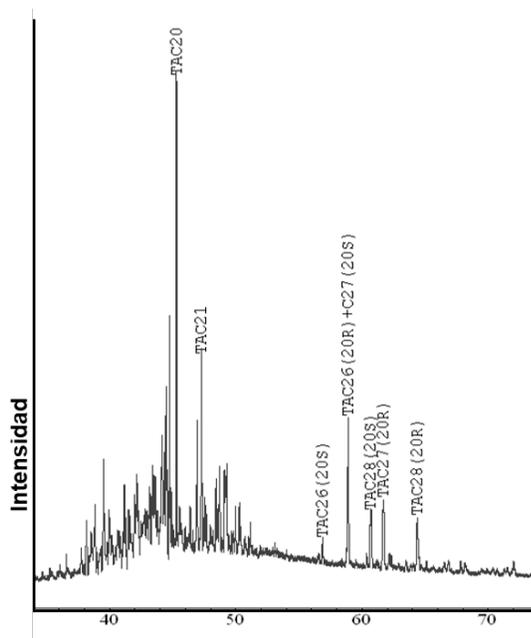
Continuación tabla 6.

POZO	Índice Oleanano	Índice Gammacerano	C <sub>31</sub> R / C <sub>30</sub> Hopano	C <sub>29</sub> / C <sub>30</sub> Hopano	C <sub>35</sub> S / C <sub>34</sub> S Hopano
1	21	12	0,35	0,62	0,93
2	18	9	0,33	0,60	1,43
3	14	9	0,32	0,64	0,56
4	19	10	0,27	0,61	0,91
5	20	9	0,37	0,61	1,06
6	19	8	0,35	0,61	1,38
7	15	7	0,35	0,59	0,51
8	20	6	0,30	0,59	0,29
9	12	6	0,31	0,75	0,69
10 RE	15	11	0,38	0,69	1,40
11	17	12	0,35	0,68	1,44
12	21	13	0,38	0,71	0,90
13	13	9	0,30	0,72	1,21
14	20	6	0,43	0,63	1,96
Promedio	17±3	9±2	0,34±0,04	0,65±0,05	1,05±0,45

Durante la transformación de terpenoides a terpanos puede ocurrir degradación de las cadenas, polimerización o condensación de otras moléculas que incrementan el número de átomos de carbono. Son compuestos que presentan baja volatilidad y, por lo tanto, se mantienen con pocos cambios en su estructura durante las distintas etapas de generación del petróleo.

#### d) Esteranos triaromáticos (TAS)

Los esteranos triaromáticos son detectados en el fragmentograma del ión m/z 231 (figura 33). Se originan por deshidrogenación que conduce a la aromatización de los esteranos y a la pérdida de la cadena alifática lateral de su estructura durante la catagénesis o por alteración diagenética de esteroides insaturados y poli-insaturados.



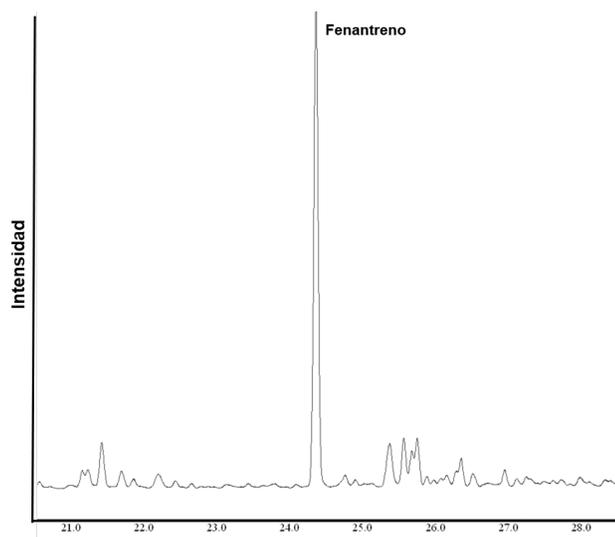
**Figura 33.** Fragmentograma de la muestra del pozo 3, correspondientes al ión  $m/z$  231

**Tabla 7.** Parámetros calculados a partir de los valores de integración de áreas de los externos triaromáticos, en los fragmentogramas asociados al ion  $m/z$  231 de la fracción de hidrocarburos aromáticos

POZO	TAS
1	1,03
2	0,84
3	1,00
4	2,23
5	0,97
6	1,07
7	1,05
8	1,24
9	0,76
10	n.d.
11	1,74
12	2,90
13	1,42
14	1,17
<b>Promedio</b>	<b>1,34±0,61</b>

### e) Fenantreno y metilfenantrenos

A partir de los fragmentogramas obtenidos del análisis del ión  $m/z$  178 se pudo identificar, en todas las muestras analizadas, la señal correspondiente al fenantreno ( $C_{14}H_{10}$ ). En la figura 34 se presenta el fragmentograma del ión  $m/z$  178 para la muestra del pozo 6, donde se puede apreciar una muy buena resolución del pico asociado fenantreno.

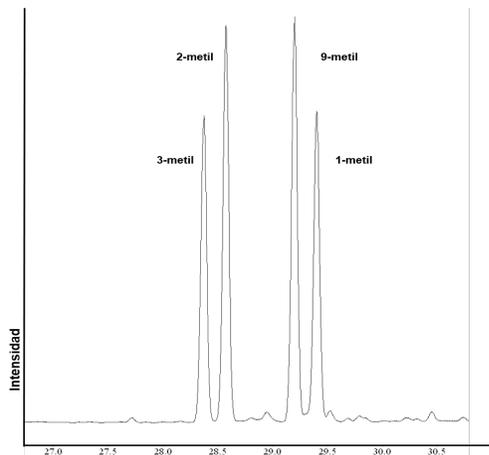


**Figura 34.** Fragmentograma de la muestra del pozo 6, correspondientes al ión  $m/z$  178

En el análisis del ión  $m/z$  192 se pudieron identificar las señales correspondientes a los alquil-fenantrenos: 3-metilfenantreno (3-MF), 2-metilfenantreno (2-MF), 9-metilfenantreno (9-MF) y 1-metilfenantreno (1-MF) (figura 35). Como tendencia general se presenta una distribución donde persiste una predominancia del 2-MF sobre la señal del 3-MF, y del 9-MF sobre la señal del 1-MF, salvo en el caso del pozo 4 cuyas señales del 9-MF y el 1-MF son de intensidad similar.

Con la integración de las áreas de los compuestos elucidados, se pudieron establecer los parámetros y relaciones mostradas en la tabla 8, las cuales

serán utilizadas en las interpretaciones posteriores. Las fórmulas empleadas en los cálculos de parámetros del fenantreno y sus compuestos metilados, se muestran en el anexo 4.4.



**Figura 35.** Fragmentograma de la muestra del pozo 5, correspondientes al ion  $m/z$  192

**Tabla 8.** Parámetros calculados a partir de los valores de integración de áreas de los metil-fenantrenos, en los fragmentogramas asociados al ion  $m/z$  192 de la fracción de hidrocarburos aromáticos

POZO	MFI-1	MFI-2	MFI-1'	MFR	MPDF
1	0.81	0.90	0.89	1.20	0.49
2	0.80	0.89	0.88	1.22	0.49
3	0.82	0.91	0.90	1.27	0.50
4	0.83	0.93	0.90	0.95	0.46
5	0.79	0.88	0.87	1.22	0.49
6	0.78	0.87	0.86	1.21	0.49
7	0.82	0.92	0.90	1.24	0.50
8	0.82	0.92	0.90	1.26	0.50
9	0.79	0.89	0.87	1.22	0.49
10	0.73	0.84	0.80	1.04	0.44
11	0.72	0.82	0.78	1.06	0.45
12	0.79	0.90	0.86	1.12	0.46
13	0.82	0.93	0.90	1.25	0.49
14	0.82	0.92	0.91	1.26	0.50
<b>Promedio</b>	<b>0.79±0.03</b>	<b>0.89±0.03</b>	<b>0.87±0.04</b>	<b>1.18±0.10</b>	<b>0.48±0.02</b>

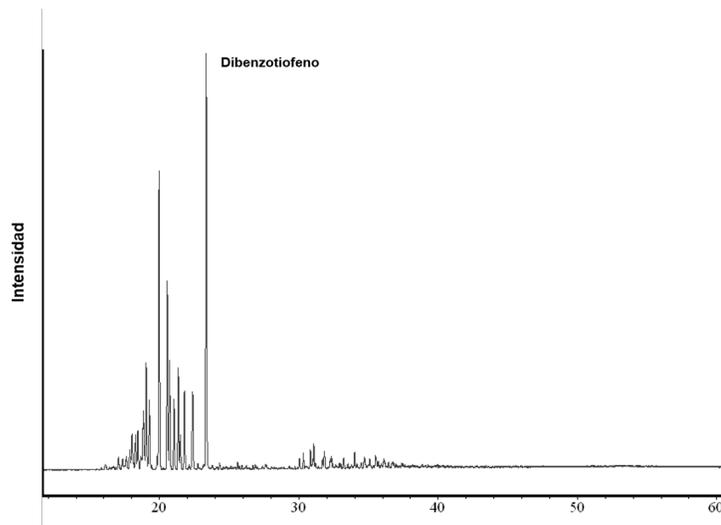
Continuación tabla 8.

POZO	Rc-1	Rc-1'	Rc-2	Rc-3	Rc-3'
1	0.93	0.75	1.26	0.84	3.49
2	0.93	0.75	1.27	0.84	3.48
3	0.94	0.76	1.30	0.85	3.50
4	0.94	0.76	1.20	0.85	3.49
5	0.92	0.74	1.27	0.83	3.48
6	0.91	0.73	1.26	0.82	3.47
7	0.94	0.76	1.28	0.85	3.50
8	0.94	0.76	1.29	0.85	3.50
9	0.92	0.74	1.27	0.83	3.48
10	0.88	0.70	1.16	0.78	3.44
11	0.87	0.69	1.17	0.77	3.43
12	0.91	0.73	1.21	0.82	3.47
13	0.94	0.76	1.27	0.85	3.50
14	0.94	0.76	1.28	0.85	3.50
<b>Promedio</b>	<b>0.92±0.02</b>	<b>0.74±0.02</b>	<b>1.25±0.04</b>	<b>0.83±0.03</b>	<b>3.48±0.02</b>

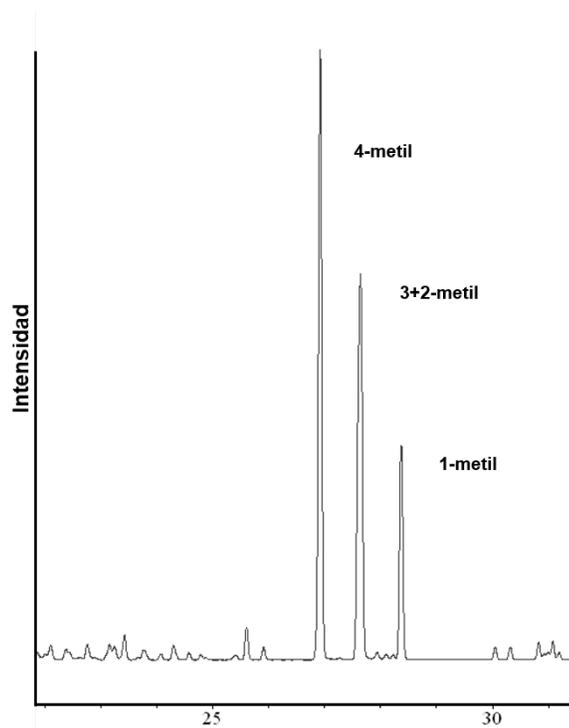
De los valores mostrados en la tabla es posible establecer que los valores más bajos de los parámetros calculados en general se asocian a los pozos 10, 11 y 12 correspondientes al bloque oeste; por su parte, los pozos 1 y 2 representantes del bloque este, se ubican en la sección intermedia de los rangos evaluados y los pozos de los bloques Jusepín central y Cotoperí se distribuye a lo largo de la sección evaluada, ubicándose el pozo 14 hacia los valores más altos de los parámetros evaluados.

#### f) Dibenzotiofeno y metildibenzotiofenos

Los fragmentogramas obtenidos a partir del análisis del ión m/z 184 en la fracción de hidrocarburos aromáticos, exhiben señales que permiten identificar la presencia de dibenzotiofeno (C<sub>12</sub>H<sub>8</sub>S) en todas las muestras analizadas, como la correspondiente a la muestra del pozo 2 en la figura 36, con picos que reflejan altas concentraciones relativas de este compuesto respecto a los dibenzotiofenos metilados.



**Figura 36.** Fragmentograma de la muestra del pozo 2, correspondientes al ión  $m/z$  184



**Figura 37.** Fragmentograma de la muestra del pozo 14, correspondientes al ión  $m/z$  198

En el análisis del ión m/ 198 se obtuvieron los fragmentogramas donde se identificó la presencia de los metildibenzotiofenos: 4-metildibenzotiofeno (4-MDBT), 3 y 2-metildibenzotiofeno (3+2-MDBT) y 1-metildibenzotiofeno (1-MDBT). Como tendencia general se observa una predominancia de las señales correspondientes al 4-metidibenzotiofeno sobre los otros isómeros, como se muestra en la figura 37 correspondiente al pozo 14.

En la tabla 9 se presenta un grupo de relaciones calculadas a partir de los valores de las áreas integradas asociadas a los fragmentogramas correspondientes a los iones m/z 184 y 198. Las fórmulas empleadas en dichos cálculos se muestran en el anexo 4.5.

**Tabla 9.** Parámetros calculados a partir de los valores de integración de áreas del dibenzotiofeno y los metil-dibenzotiofenos, en los fragmentogramas asociados a los iones m/z 184 y 198 de la fracción de hidrocarburos aromáticos

POZO	ÍNDICE MDTB	DBT/F	Rcm
1	2.34	0.16	0.21
2	2.51	0.35	0.22
3	2.60	0.29	0.23
4	2.41	0.24	0.21
5	2.60	0.40	0.23
6	2.64	0.43	0.23
7	2.47	0.25	0.22
8	2.44	0.21	0.22
9	2.52	0.33	0.22
10	2.46	0.60	0.22
11	2.57	0.69	0.22
12	2.65	0.30	0.23
13	3.12	0.44	0.27
14	2.92	0.33	0.25
<b>Promedio</b>	<b>2.59±0.21</b>	<b>0.36±0.15</b>	<b>0.23±0.02</b>

#### 4.1.4. Distribución de la fracción C<sub>15</sub><sup>-</sup>

La fracción C<sub>15</sub><sup>-</sup> corresponde a la fracción liviana del crudo, cuyos hidrocarburos se encuentran en el rango de la gasolina y es determinada por la técnica de cromatografía de gases de crudo total (*Whole Oil*). Dicha fracción es ampliamente utilizada para estudios de correlación crudo-crudo, compartimentalización, madurez y para establecer procesos de alteración dentro del yacimiento, como lavado por agua, fraccionamiento evaporativo y biodegradación.

De las 12 muestras analizadas por cromatografía de gases con detector FID, se obtuvieron ciertos compuestos en el rango C<sub>5</sub>-C<sub>12</sub>, que fueron considerados en las relaciones propuestas por Thompson (1983-1987) y Halpern (1995); presentes en la tabla 14 y tabla 15, respectivamente (anexo 2).

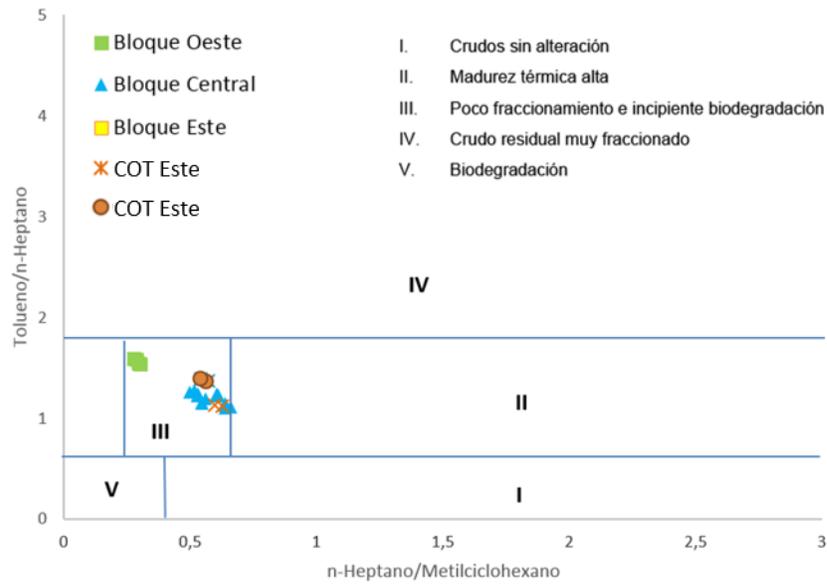
##### **a) Parámetros de Thompson (1983 y 1987)**

Las relaciones planteadas por Thompson son indicadoras del mecanismo de alteración en el yacimiento (fraccionamiento evaporativo, lavado por agua y biodegradación), del origen y madurez de los crudos en función de la relación parafinicidad y aromaticidad de los mismos, a través de las relaciones entre los compuestos: tolueno-*n*-heptano y *n*-heptano/metilciclohexano.

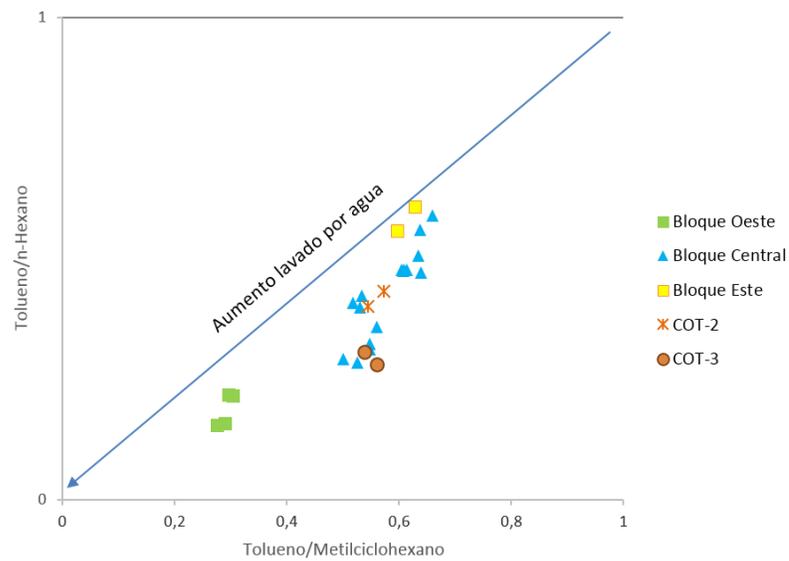
En la figura 38 se visualiza la distribución de los crudos en el grafico de Thompson que compara las relaciones Tolueno/*n*-Heptano vs. *n*-Heptano/Metilciclohexano. Los mismos entran en la zona III, asociada a crudos poco fraccionados y/o con incipiente biodegradación.

En cuanto al lavado por agua, la figura 39 muestra que los crudos que podrían presentar indicios de este fenómeno, son los asociados al yacimiento del Bloque Oeste. Dicho lavado por agua puede ser consecuencia del efecto

de la inyección de agua a la cual han sido sometidos estos yacimientos particularmente el Bloque Oeste.



**Figura 38.** Gráfico de aromaticidad vs. Parafinicidad de Thompson para los crudos de los pozos de interés

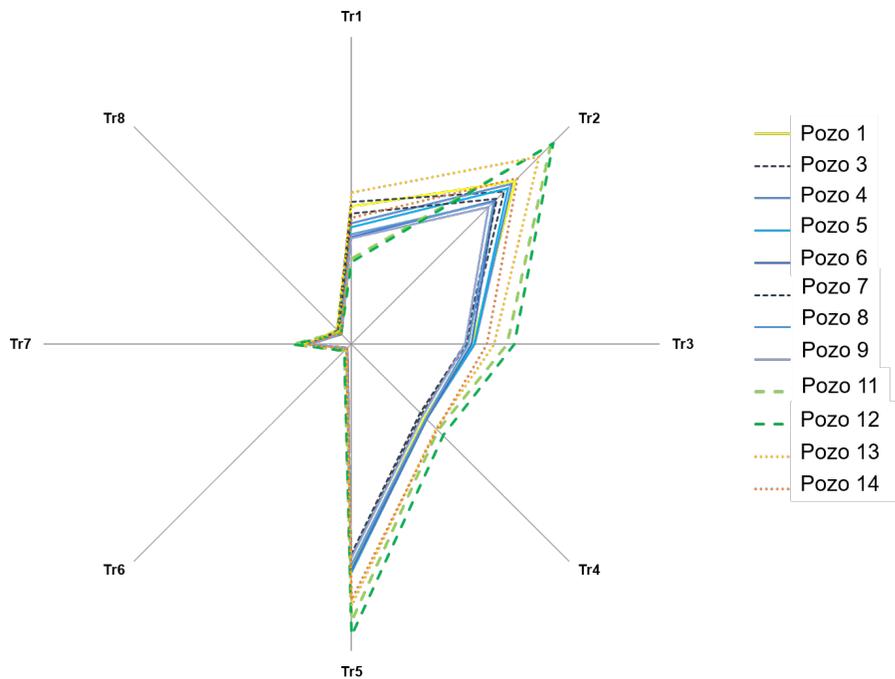


**Figura 39.** Gráfico Tolueno/n-Hexano vs. Tolueno/Metilciclohexano

## b) Parámetros de Halpern (1995)

En base al análisis de los hidrocarburos con 7 átomos de carbono en crudos separados por cromatografía, Halpern propone dos conjuntos de relaciones entre compuestos y dos tipos de diagramas de estrellas. Dichos conjuntos se utilizan para evaluar la alteración (Tr) y las correlaciones (C). Halpern ha considerado que los compuestos del último conjunto, por su resistencia a los procesos de alteración en el yacimiento, son útiles para establecer correlaciones de crudos.

b.1) La distribución de los parámetros indicadores de alteración de crudos en los pozos estudiados, se muestran en la figura 40; y su interpretación a continuación.



**Figura 40.** Gráfico de estrella con los parámetros de alteración de Halpern para las muestras de Jusepín-Cotoperí

Tr1: Este parámetro involucra (en el denominador) al tolueno, uno de los compuestos del crudo más susceptible a los efectos del lavado por agua. El

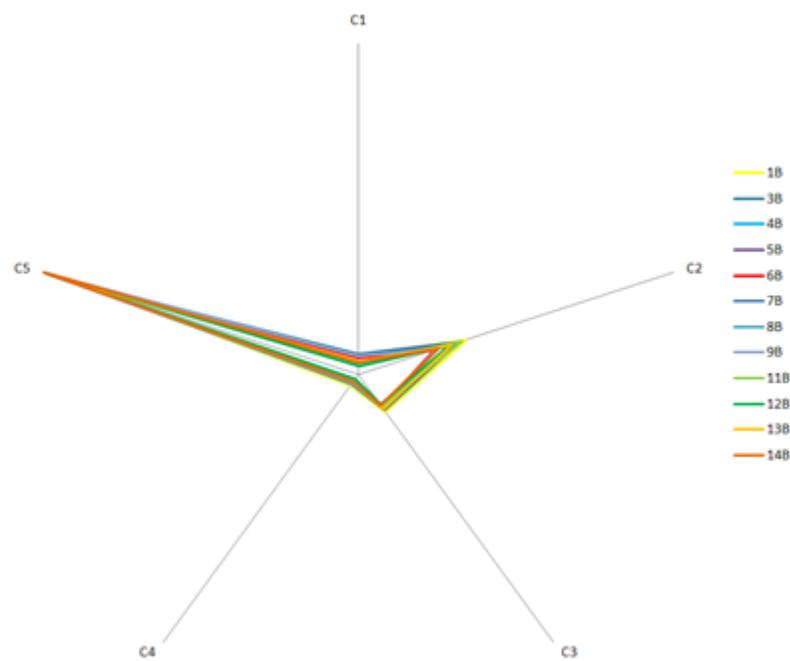
incremento relativo de la relación de este parámetro entre pozos, se asocia a una menor afección de los crudos por lavado por agua. Así, se interpreta que el lavado por agua ha sido más efectivo en los pozos 11 y 12 –valores más altos (MER 2) respecto al pozo 13, pozo 3 (MER 3), pozo 1 y el resto.

Tr2-Tr5: Al establecer que la biodegradación tuvo un efecto de incipiente a nulo en los crudos estudiados, se infiere que la variabilidad de los parámetros Tr2-Tr5 es función de la madurez. Las diferencias observadas se deben a variaciones en la proporción del común denominador (1-DMCP) debido a la madurez (a mayor madurez disminuye la proporción del 1-DMCP); en ese caso los crudos del Bloque Oeste (MER 2) son más maduras que la azules las correspondientes al Bloque Central (MER 3).

Tr6, Tr7, Tr8: Los parámetros Tr8, Tr7, Tr6 engloban los compuestos más resistentes a la biodegradación. No es distinguible por medio de este parámetro establecer niveles de biodegradación relativa debido a que todos los pozos manifestaron proporciones similares para los parámetros en cuestión. Tr6 también se utiliza para evaluar evaporación en el laboratorio. No hay evidencias del posible efecto de este proceso.

#### b.2) Parámetros de correlación

Tanto en apariencia como en valor numérico, la distribución de los parámetros de correlación de Halpern en el diagrama de estrella (figura 41), es relativamente igual para todas las muestras. Lo que significa que, respecto a los parámetros livianos, particularmente aquellos que corresponden a la familia del C7, los crudos de los pozos evaluados están correlacionados-comunicados-no compartimentalizados. Habría que complementar con otros factores y parámetros geoquímicos robustecer, descartar y/o hacer conclusivas estas inferencias.



**Figura 41.** Gráfico de estrella con los parámetros de correlación de Halpern para las muestras de Jusepín-Cotoperí

#### 4.2. Asociaciones geoquímicas: origen, madurez y alteración

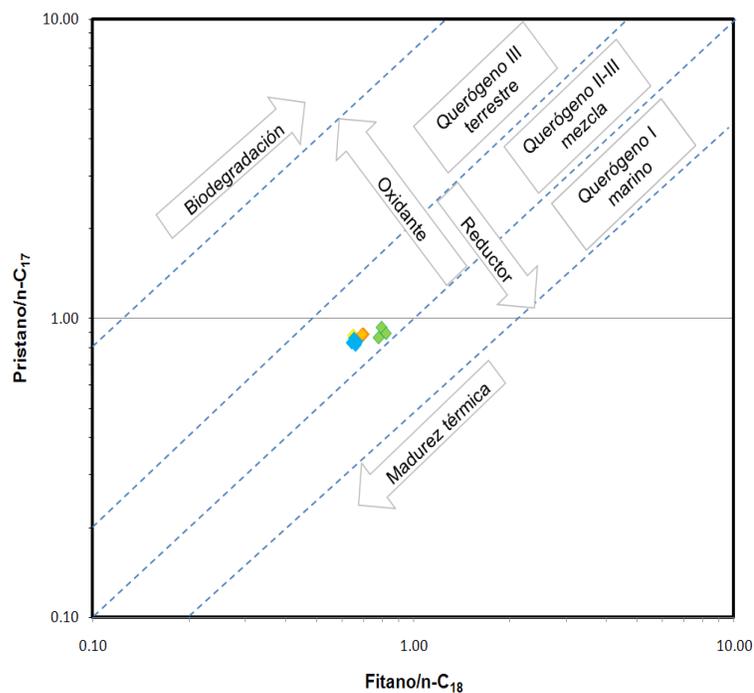
En esta sección se realizará una discusión integrada de las distribuciones, relaciones y abundancias relativas de biomarcadores y marcadores aromáticos, con la finalidad de establecer parámetros de correlación crudo-crudo en virtud del origen de la materia orgánica del cual provienen, madurez termal y rasgos del ambiente depositacional al cual se asocia su roca fuente. Dichas correlaciones entre los crudos de los pozos estudiados, establecerán similitudes y/o diferencias genéticas entre los mismos, que servirán de soporte en la distinción de compartimientos en los yacimientos evaluados. Así mismo, se complementará dicha interpretación con lo obtenido a partir de los cálculos de los parámetros de Thompson (1983 y 1987), Halpern (1995) y otras relaciones de compuestos  $C_{15}^-$ .

#### 4.2.1. Tipo u origen de la materia orgánica de la roca fuente

Para la interpretación del origen de la materia orgánica parental de los crudos de los yacimientos de interés se consideraron los siguientes parámetros:

- a) Distribución de *n*-alcanos.
  - b) Pristano + *n*-C<sub>17</sub> vs. Fitano + *n*-C<sub>18</sub>.
  - c) Distribución de esteranos regulares C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub>.
  - d) Índice oleanano.
  - e) V/Ni.
- a) La tendencia general de las distribuciones de *n*-alcanos evaluadas (tanto las unimodales como las ligeramente bimodales), es levemente asimétrica hacia los *n*-alcanos de menor peso molecular, con máximos entre C<sub>17</sub> y C<sub>21</sub>. Esto se atribuye a la influencia de una fuente constituida por materia orgánica de tipo marina, bien sea algal o bacteriana (Tissot y Welte, 1984). Sin embargo, como dicha asimetría no es tan marcada, podría decirse que las distribuciones presentan una tendencia normal o gaussiana y por ende, no se descarta la posible influencia de aportes intermitentes de material orgánico terrestre en un ambiente marino-transicional, como consecuencia de cambios en el régimen de escorrentía continental, que permite explicar las distribuciones ligeramente bimodales observadas para los pozos mencionados anteriormente.
- b) A partir de las relaciones entre los isoprenoides de cadena abierta más abundantes en crudos: pristano (P; 2, 6, 10,14-tetrametilpentadecano) y fitano (F; 2, 6, 10,14-tetrametilhexadecano) con los *n*-alcanos: *n*-C<sub>17</sub> y *n*-C<sub>18</sub>; se realizó el gráfico P+n-C<sub>17</sub> vs. F+n-C<sub>18</sub> de Tissot y Welte (1984) (figura 42). En el mismo, se identifica que la roca fuente de los crudos estudiados se ubica en la región de mezcla de fuente de materia orgánica, constituyendo un querógeno II-III.

c) De la misma manera, la distribución de esteranos regulares  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  en los crudos sirve de indicador de fuente de materia orgánica, debido a que los esteranos  $C_{27}$  son derivados principalmente de fitoplancton marino, los esteranos  $C_{28}$  pudiesen indicar un aporte significativo de material orgánico de tipo lacustre, cuando se encuentran en concentraciones considerables y los esteranos regulares  $C_{29}$  son derivados principalmente de plantas superiores de origen terrestre (Moldowan y colaboradores, 1985; Peters y colaboradores, 2005).

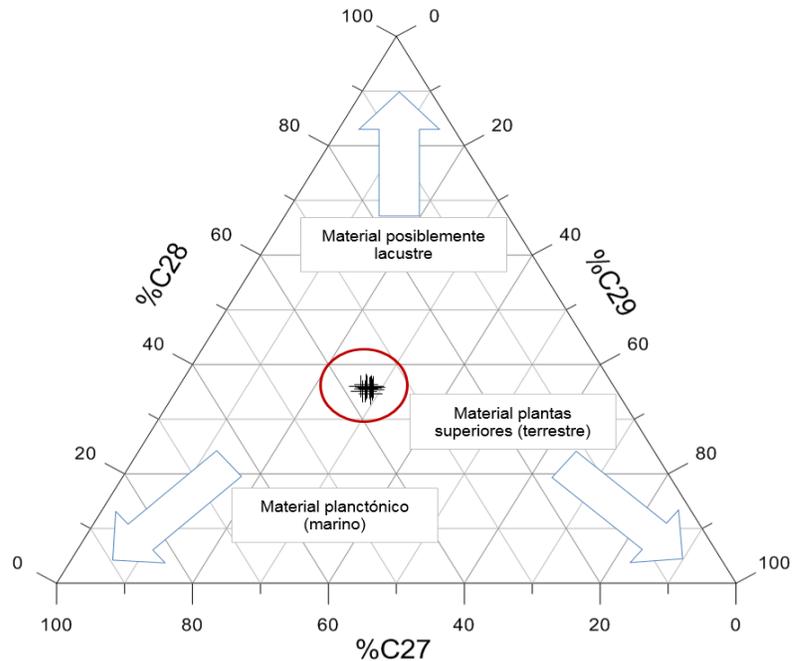


**Figura 42.** Relación P+nC17 vs. F+nC18 para los crudos de interés (modificado de Tissot y Welte, 1984)

En la figura 43, se aprecia un gráfico ternario con las abundancias relativas (en porcentaje) de los esteranos regulares  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  asociados a las muestras analizadas. Los promedios de las abundancias de los

esteranos regulares, se ordenan en sentido decreciente de la siguiente manera:  $36,3 \pm 0,6$  %C27;  $35,6 \pm 0,4$  %C28 y  $28,1 \pm 0,6$  %C29.

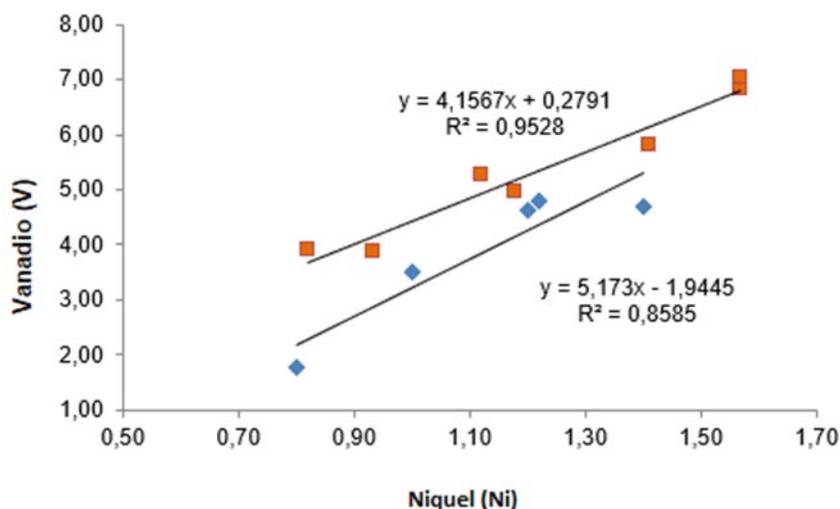
d) Por otra parte, el oleanano es un indicador de fuente de materia orgánica que deriva de plantas terrestres del tipo angiospermas (Philp y Gilbert, 1985; Modowan et al., 1994; Holba et al., 1998; Alberdi y López, 1998; Nytoft et al., 2010 en López, 2013). Valores de índice oleanano  $<10\%$  indican bajo aporte de materia orgánica terrestre y  $>30\%$  representa alto aporte de materia orgánica terrestre. En este estudio se obtuvo un índice oleanano promedio de  $17 \pm 3\%$  representativo de un aporte continental intermedio.



**Figura 43.** Gráfico ternario con las abundancias relativas (%) de los esteranos regulares C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub>

e) La relación gráfica V/Ni (figura 44), permite distinguir a dos grupos de datos con coeficiente de determinación (R<sup>2</sup>) de 0,95 y 0,86

respectivamente, que podrían relacionarse con la influencia de dos posibles facies orgánicas, asociadas a los aportes de los miembros del Grupo Guayuta, que abarcan a las rocas madres características de la Cuenca Oriental de Venezuela: Formación Querecual y la Formación San Antonio.



**Figura 44.** Relaciones lineales definidas por la relación V/Ni

#### 4.2.1.1. Interpretación global del origen de los crudos

Se propone que los crudos de los campos Jusepín y Cotoperí son de origen marino mixto asociados a un querógeno tipo II-III con cierto aporte de materia orgánica tipo continental (lacustre y/o terrestre). Así, en el área de estudios convergen el aporte de las dos rocas fuente características de la Cuenca Oriental de Venezuela, las formaciones Querecual y San Antonio, respectivamente, y de manera discreta en ciertos pozos analizados.

#### 4.2.2. Madurez termal de la materia orgánica

Se consideraron ocho parámetros en la evaluación de la madurez de los crudos de la Formación Merecure campos Jusepín y Cotoperí (tabla 10). Cada uno de ellos aumenta con la madurez, así que se hizo una clasificación

de mayor a menor y se cuantificó cuantos correspondían con la “zona madura” o pozos con crudos de mayor madurez para cada parámetro. Los resultados se muestran en el mapa de la figura 45.

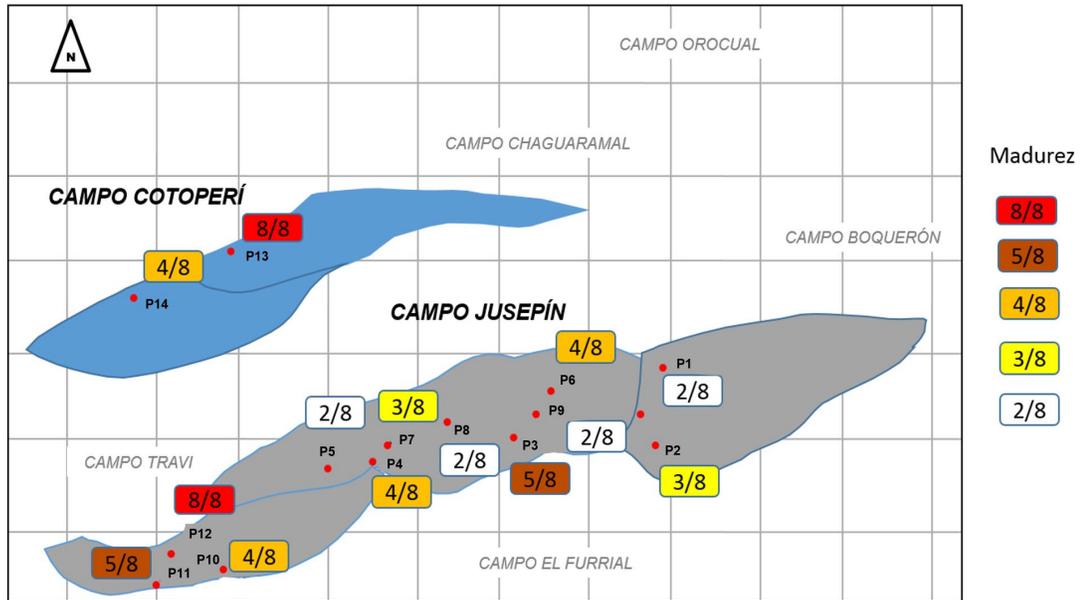
- a)  $T_s/T_s+T_m$ .
- b) Terpanos tricíclicos  $C_{19-25}/17\alpha$ Hopanos  $C_{29-30}$ .
- c)  $C_{23-3}/C_{24-3}$ .
- d)  $C_{21-3}/C_{23-3}$ .
- e) Índice Moretano.
- f) Isómeros para el esterano  $C_{29} \beta\beta/\beta\beta+\alpha\alpha$ .
- g) TAS.
- h) Índice metil-dibenzotiofeno.

**Tabla 10.** Parámetros de evaluación de madurez empleados en este estudio

POZO	a	b	c	d	e	f	g	h
1	0,35	1,6	1,22	0,41	0,08	0,45	1,0	2,3
2	0,33	1,5	1,25	0,38	0,09	0,44	0,8	2,5
3	0,38	2,1	1,22	0,45	0,07	0,44	1,0	2,6
4	0,33	1,6	1,24	0,42	0,11	0,44	2,2	2,4
5	0,33	1,7	1,24	0,40	0,08	0,44	1,0	2,6
6	0,36	1,7	1,23	0,43	0,09	0,44	1,1	2,6
7	0,39	1,7	1,21	0,45	0,09	0,44	1,1	2,5
8	0,33	1,5	1,29	0,40	0,08	0,43	1,2	2,4
9	0,38	1,4	1,20	0,42	0,05	0,44	0,8	2,5
10 RE	0,35	2,1	1,26	0,37	0,12	0,44	-	2,5
11	0,31	2,2	1,25	0,44	0,08	0,44	1,7	2,6
12	0,40	3,1	1,27	0,48	0,09	0,44	2,9	2,6
13	0,38	2,4	1,28	0,44	0,11	0,44	1,4	3,1
14	0,35	2,1	1,31	0,42	0,09	0,43	1,2	2,9
<b>Promedio</b>	<b>0,35±0,03</b>	<b>1,9±0,5</b>	<b>1,25±0,03</b>	<b>0,42±0,03</b>	<b>0,09±0,02</b>	<b>0,44±0,01</b>	<b>1,3±0,6</b>	<b>2.59±0,2</b>

#### 4.2.2.1. Pulsos de generación de hidrocarburos

En el mapa (figura 45) se observa que los crudos más maduros de los analizados en este estudio se ubican en dos regiones principales: Nor-oeste y sur-oeste. Esto sugiere que las rutas de llenado de estos yacimientos provinieron desde el oeste predominantemente.



**Figura 45.** Distribución areal de las relaciones de madurez

#### 4.2.3. Condiciones paleoambientales de sedimentación de la materia orgánica

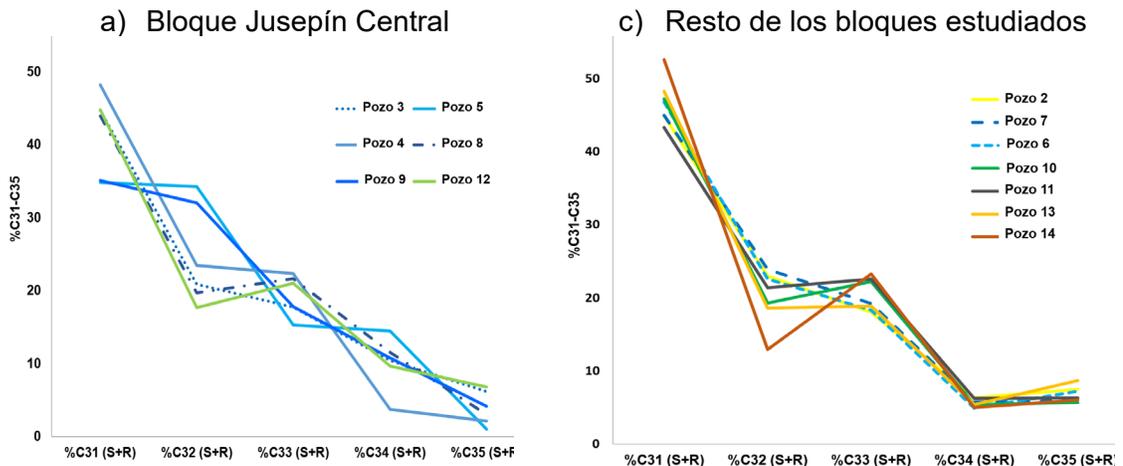
Para la evaluación de las condiciones paleoambientales de sedimentación de la materia orgánica que les dio origen a los crudos evaluados, se identificaron y relacionaron los parámetros siguientes:

- Serie homóloga de los homohopanos ( $C_{31}-C_{35}$ ).
- Índice gammacerano.
- El patrón de distribución de los isómeros metil-dibenzotiofeno.

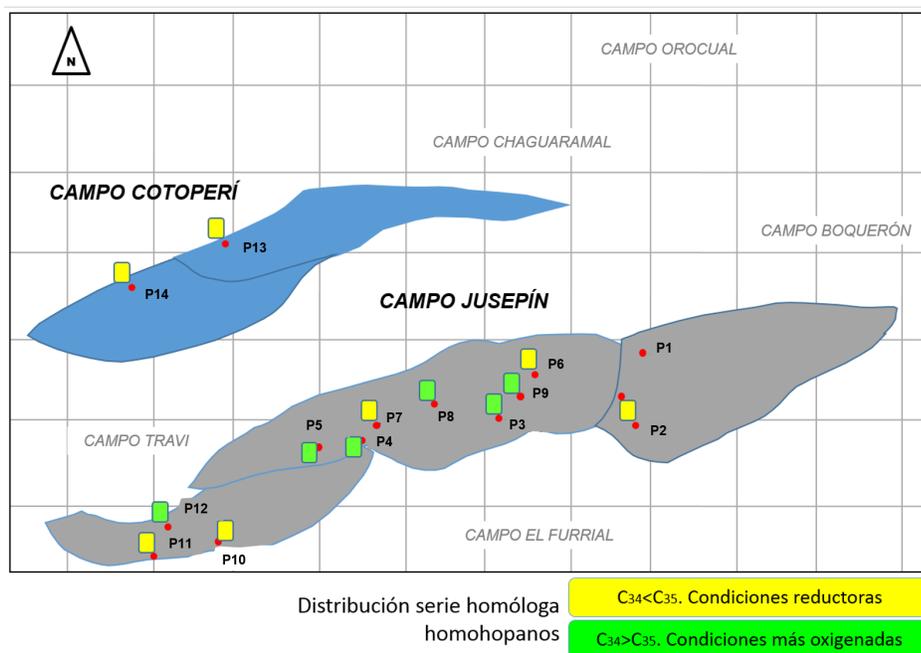
a) Serie homóloga de los homohopanos ( $C_{31}$ - $C_{35}$ ). El patrón de distribución de los homohopanos, permite visualizar la abundancia relativa de  $C_{35}$  y  $C_{34}$ ; indicadora de condiciones redox de sedimentación.

En general, cuando  $C_{34} < C_{35}$ . Las condiciones de sedimentación fueron reductoras (anóxicas o anóxicas euxínicas), propias de ambientes marinos carbonáticos o evaporíticos. En cambio, cuando  $C_{34} > C_{35}$ . Se relaciona a condiciones de sedimentación más oxigenadas (subóxicas a disóxicas) y por ende a ambientes marinos con cierta influencia continental.

En la figura 46 se visualizan las abundancias relativas  $C_{35}$  y  $C_{34}$  por pozo y las tendencias  $C_{34} < C_{35}$  y  $C_{34} > C_{35}$  se muestran en el mapa de la figura 47. Se observa que los crudos de los pozos ubicados en la zona central (3, 7, 9, 5, 8 y 12), derivan de una roca fuente depositada bajo condiciones más oxigenadas respecto a la roca que originó al crudo de los pozos periféricos (2, 4, 6, 10 RE, 11, 13 y 14). Fungiendo esto, como un indicio de distinción de dos familias de crudos.



**Figura 46.** Distribución de la serie homóloga de los homohopanos en a) Bloque Central de Jusepín y b) Resto de los bloques estudiados de Jusepín y Cotoperí



**Figura 47.** Distribución areal de las condiciones redox de sedimentación en base a la distribución de los homohopanos

**Tabla 11.** Abundancia de los homohopanos obtenidos a partir del ión  $m/z$  191

POZO	%C31 (S+R)	%C32 (S+R)	%C33 (S+R)	%C34 (S+R)	%C35 (S+R)	% Índice Gammacerano
1	46	24	22	4	3	12
2	45	23	18	6	8	9
3	45	21	18	10	6	9
4	45	24	19	6	6	10
5	76	33	29	14	10	9
6	47	23	18	5	7	8
7	48	23	22	4	2	7
8	44	20	22	12	3	6
9	72	40	25	14	11	6
10	47	19	22	5	6	11
11	43	21	23	6	6	12
12	45	18	21	10	7	13
13	48	19	19	5	9	9
14	53	13	23	5	6	6
<b>Promedio</b>	<b>50±10</b>	<b>23±7</b>	<b>21±3</b>	<b>8±4</b>	<b>6±2</b>	<b>9±2</b>

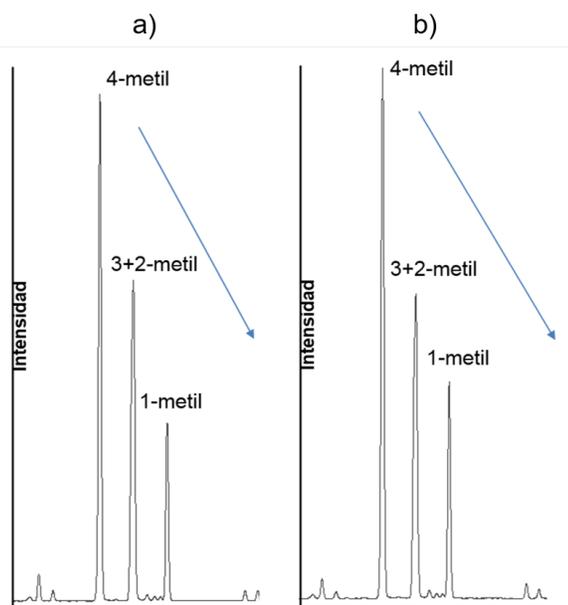
b) Índice gammacerano. El valor medio del índice gammacerano para las muestras evaluadas es  $9\pm 2\%$  (tabla 11). La presencia del gammacerano se relaciona a condiciones de sedimentación en ambientes acuáticos (marinos o no) con estratificación de la columna de agua y restringido flujo de oxígeno disuelto en la misma, siendo un indicador relativo de condiciones redox del ambiente de sedimentación (Philp *et al.*, 1989; Brock y Summons, 2003; en López, 2013).

Valores de este parámetro cercanos o igual a 10%, podría considerarse un indicio de que la estratificación de las agua no fue tan efectiva durante la sedimentación de la materia orgánica lo cual es propio de un ambiente con cierta recurrencia de carga continental. Este es el caso de todas las muestras evaluadas en este estudio.

c) Patrón de distribución de los isómeros metil-dibenzotiofeno (m-DBTF). Este parámetro se utiliza como indicador de litología de la roca fuente. Para rocas carbonáticas, el patrón de distribución es en forma de "V" (4-metil > 3+2-metil < 1-metil) y para rocas siliciclásticas, el patrón es decreciente (4-metil > 3+2-metil > 1-metil) o en forma de escalera (López, 2013).

Todas las muestras de este estudio, siguen un patrón decreciente que podría asociarse a una roca fuente siliciclástica y/o carbonática en estado de madurez avanzada (posterior a ventana de petróleo); ya que el 1-metil dibenzotiofeno se ve disminuido con la madurez (figura 48).

Entonces, en este caso el patrón m-DBTF, no sirve como indicador de litología de la fuente sino como indicador de su grado de madurez, que se corresponde con una roca fuente en fase de madurez avanzada.



**Figura 48.** Fragmentograma m/z 198 que muestra el patrón de distribución de los isómeros metil-dibenzotiofeno para los pozos a) 14 y b) 2

#### 4.2.3.1. Interpretación global de las condiciones paleoambientales de sedimentación

Roca fuente de carácter siliciclástica o carbonática (no distinguible con los parámetros empleados en este estudio) de madurez avanzada, cuya materia orgánica se depositó bajo condiciones de influencia oxigénica efectiva pero distinguible en dos familias: una más oxigenada (o de mayor influencia) y otra menos oxigenada (o de menor influencia).

#### 4.2.4. Alteración de los crudos en el yacimiento

Las distribuciones de los *n*-alcanos en los crudos estudiados, no muestran alteración por biodegradación o lavado por agua, ya que forman patrones completos de compuestos de baja a alta masa molecular (*n*-C<sub>13</sub> a *n*-C<sub>35</sub>) y no se presenta el UCM (Unresolved Complex Mixture), mezcla de compuestos que no pueden ser separados e identificados a partir de un análisis por cromatografía de gases. Ambos rasgos son indicio de inicio de dicho proceso de alteración (López, 2013).

Esto les brinda mayor confiabilidad a las interpretaciones de biomarcadores y marcadores aromáticos realizadas hasta este punto, puesto que se garantiza que los valores de dichos parámetros no se han visto condicionada por alteración en el yacimiento.

### 4.3. Inferencias sobre compartimentalización de yacimientos

#### 4.3.1. Distribución de Fluidos

La distribución de fluidos de los yacimientos profundos de los campos Jusepín y Cotoperí, se obtuve de manera arial, en función de los datos disponibles de pruebas PVT (anexo 6) y verticalmente, empleando pruebas PVT, pruebas de producción, fichas de pozos, información de intervalos cañoneados y topes de formación. Las distribuciones areal y vertical obtenidas, se observan en las figuras 50 y 51, respectivamente.

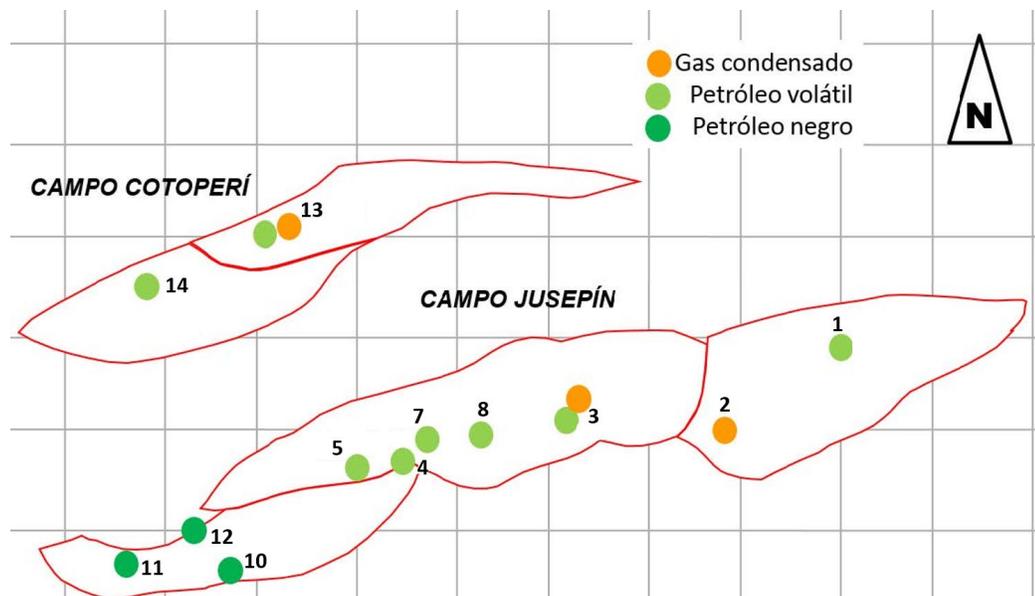
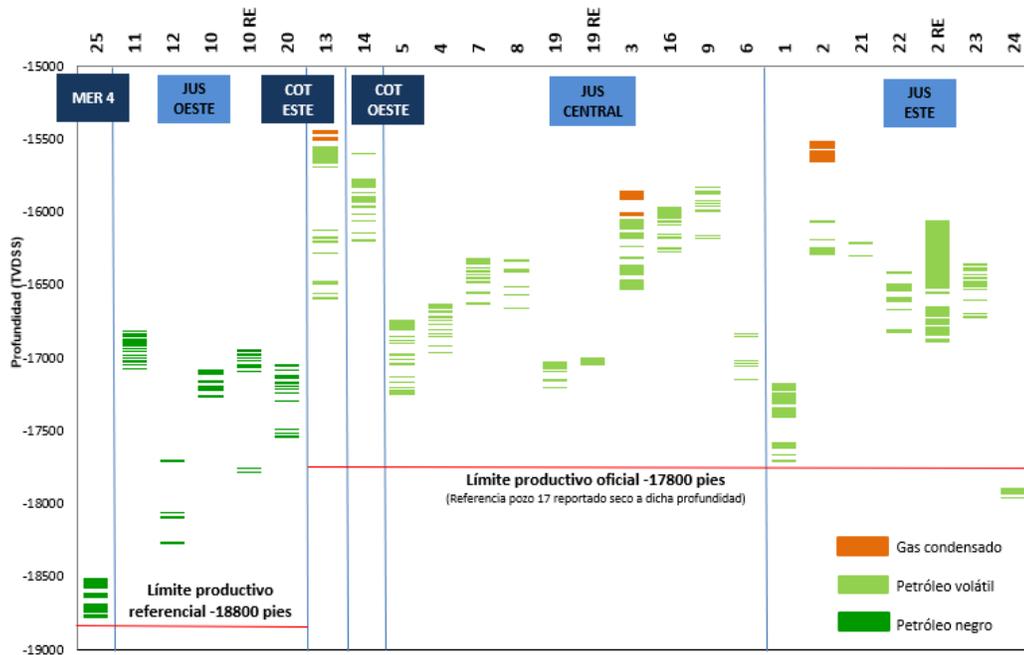


Figura 49. Distribución areal de fluidos Jusepín-Cotoperí

Dicha distribución está representada por una columna composicional original, que va desde gas condensado hasta petróleo negro en los pozos más

profundos asociados a los yacimientos MER 2 y MER 4. Con un límite productivo oficial a 17800 pies (TVDss) establecido por la empresa TOTAL y aceptado por el Ministerio de Petróleo, a partir de la evaluación de producción del pozo 17 que resultó seco a esta profundidad, y un límite productivo referencial al yacimiento MER 4 a 18800 pies (TVDss).



**Figura 50.** Distribución vertical de fluidos Jusepín-Cotoperí

Según Tegelaar (1997), se plantea que la estructura del Jusepín Central, fue cargada simultáneamente con gas condensado de diferentes fuentes, lo que explicaría la diferencia en la RGP encontrada en el pozo 10X (500 PCN/BN) y el pozo 3X (2500 PCN/BN) para el 2009.

Por otro lado, según Reyes (2009) el modelo de fluidos de los paneles Este y Central no se corresponden exactamente en cuanto a RGP en las muestras a más de 16000 pies. Las mayores variaciones observadas en la RGP al tope del panel Central se pueden explicar mediante la suposición de que la columna de fluido no se encuentra en equilibrio estático. La carga de gas

condensado pudo haber sido reciente, creando de esta forma un gradiente dinámico de gas.

No se ubicaron reportes de producción de agua original en estos yacimientos. Por lo que no hay propuestas de contactos agua-petróleo hasta la fecha.

#### 4.3.2. Evaluación cualitativa de barreras de transmisibilidad: Diagramas polares o de estrella

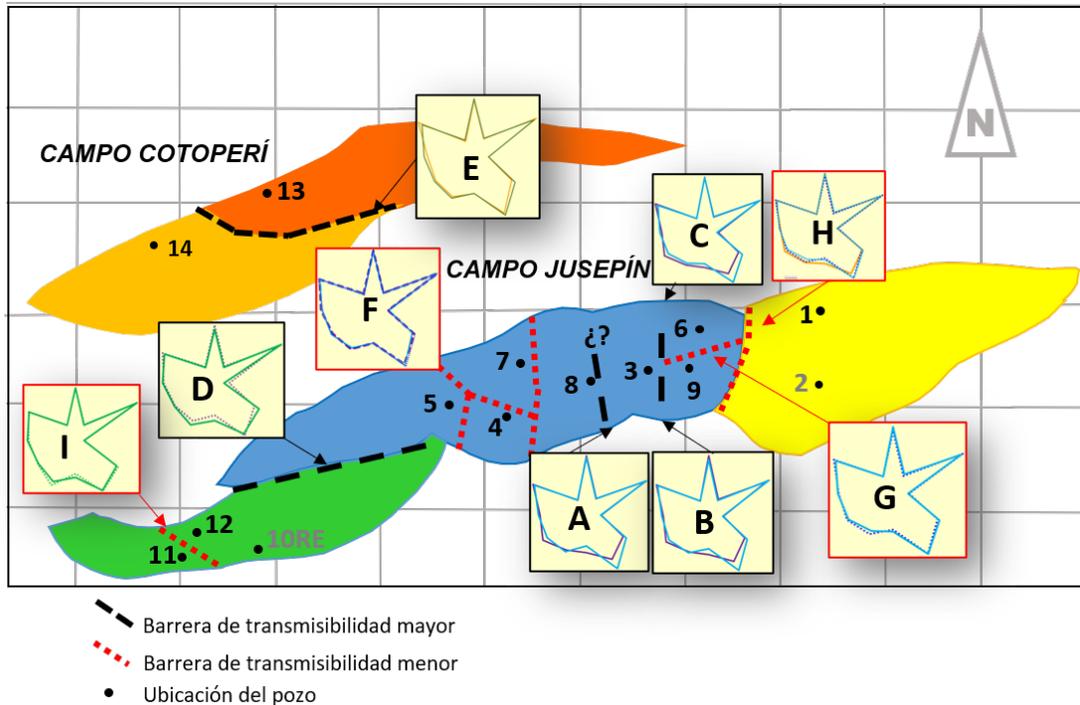
Para la evaluación cualitativa de barreras de transmisibilidad de fluidos en la Formación Merecure, se realizaron diagramas polares o de estrella entre relaciones particulares de compuestos  $C_{15}$  presentes en los crudos de interés, asumiendo que las muestras de cada pozo representan un compartimiento individual.

Se utilizaron las relaciones de Thompson (1983 y 1987) y Halpern (1995) descritas previamente y relaciones entre compuestos de naturaleza alquil-etil bencenos según Chuparova (2010) que se muestran en la tabla 16 (anexo 2).

Se obtuvieron dos tipos de barrera de transmisibilidad en virtud de las diferencias entre diagramas polares entre pozos a partir de relaciones de compuestos alquil-etil bencenos. Estas se clasifican como mayores y menores. Las mismas se exponen en la figura 51 con sus diagramas polares correspondientes.

Es importante destacar que las similitudes entre los diagramas polares de las réplicas de un mismo pozo para la clase química de los alquil-etil bencenos son considerablemente altas. Lo cual permite establecer a los alquil-etil bencenos como un buen parámetro para la evaluación de

compartimentalización en los yacimientos de la Formación Merecure en el conjunto de pozos de los campos Jusepín y Cotoperí.



**Figura 51.** Barreras de transmisibilidad mayores y menores en función de la distribución de alquil-etil bencenos

#### 4.3.3. Evaluación cuantitativa de barreras de transmisibilidad: Capacidad sello

La evaluación de la compartimentalización mediante diagramas polares puede estar influenciada por el aporte subjetivo del intérprete. Sin embargo, en este estudio, se fortalecen estos análisis cualitativos con cálculos objetivos que determinan la capacidad de sellado de las barreras potenciales de transmisibilidad entre los pozos estudiados.

Hou y colaboradores (2008), proponen que al comparar relaciones de compuestos  $C_{15-}$ , porcentajes de coincidencia mayor o igual a 90% representan buena conectividad y menor o igual a 10% por su parte, representan sistemas cerrados o no comunicados.

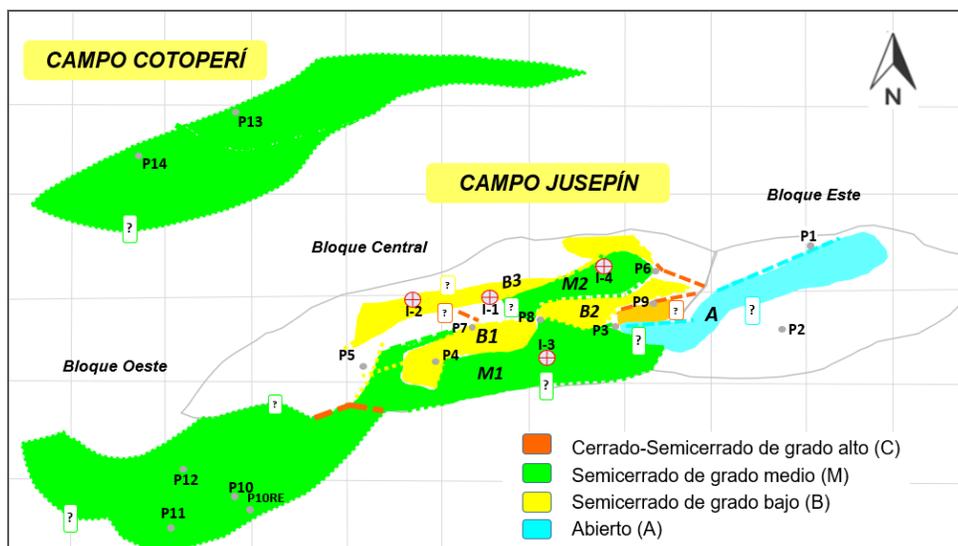
En base a los postulados de Hou y colaboradores (2008), se hicieron comparaciones entre pozos, del comportamiento de 15 relaciones de compuestos C<sub>15</sub>-, en donde se incluyen las propuestas por Thompson (1983 y 1987) y Halpern (1995). Dichas comparaciones se hicieron, en su mayoría, por proximidad.

Los resultados de dicho ejercicio, se muestran en la tabla 12 y su correspondiente representación areal, en el mapa de la figura 52. Se proponen las siguientes categorías de establecimiento de tipos de compartimientos, en función de porcentajes de coincidencia:

- ≤30-50% Cerrado – Semicerrado de alto grado (C).
- 51-70% Semicerrado de grado medio (M).
- 71- 90% Semicerrado de grado bajo (B).
- >90 Abierto (A).

**Tabla 12.** Porcentajes de coincidencia entre pozos comparados

Pozos comparados	% Coincidencia	Clasificación	Pozos comparados	% Coincidencia	Clasificación
3 vs.6	20	C	5 vs. 7	67	M
6 vs. 1	27	C	8 vs. 3	67	M
11 vs. 5	27	C	4 vs. 3	67	M
9 vs. 1	33	C	7 vs. 4	73	B
12 vs. 5	40	C	5 vs. 4	80	B
3 vs. 9	40	C	5 vs. 6	80	B
4 vs. 6	47	C	6 vs. 9	80	B
6 vs. 7	47	C	7 vs. 8	80	B
13 vs. 14	53	M	4 vs. 8	87	B
6 vs. 8	60	M	9 vs. 8	87	B
3 vs. 5	60	M	3 vs. 1	93	A
11 vs. 12	67	M			



**Figura 52.** Mapa del análisis de compartimentalización integrando los datos geoquímicos

### a) Cerrado-Semicerrado de alto grado

Las zonas de menor conectividad se corresponden con: el contacto sur-oeste y nor-este del bloque Jusepín Central, en donde colinda con los bloques oeste y este, respectivamente, y al hacer el comparativo entre el pozo 7 y 6, que su correspondencia en cuanto a conectividad es de 47%.

### b) Semi-cerrado de grado medio

En lo interno de los bloques Cotoperí y Jusepín Oeste, las relaciones entre los pozos son semi-cerradas de grado medio.

Por otro lado, haciendo enfoque en el bloque Jusepín Central, se proponen 2 posibles compartimientos identificados con la letra B, que representan relaciones entre pozos de tipo semi-cerradas de grado medio.

- C1 circunscribe la comunicación entre los pozos: 7, 5, 3 y 8.

- C2 no está tan bien definido como C1, por falta de información. Sin embargo, se plantea por la comunicación entre los pozos: 8 y 6.

### **c) Semi-cerrado de grado bajo**

La mayoría de los pozos comparados se relacionan de manera semi-cerrada de grado bajo. Es decir, es probable que la comunicación entre los mismos haya existido durante la historia de producción de los mismos.

Los posibles compartimientos propuestos, se identifican con la letra B. El compartimiento B1, se encuentran muy bien circunscrito por las relaciones entre los pozos: 7, 4 y 8; siendo una zona que facilita la comunicación respecto a su entorno. Los compartimientos B2 y B3, requieren de información para definir mejor sus límites, Sin embargo, representan zonas que facilitan la comunicación en la parte interna entre los pozos: 8 y 9 (B2), y la parte norte del bloque Jusepín Central (B3).

### **d) Abierto**

La única zona con conectividad franca es la existente entre los pozos 3 y 1 (A); el primero del bloque Jusepín Central y el segundo del bloque Jusepín Este. La mayoría está ampliamente comunicado, como se presentó anteriormente, pero con ciertas características bien sea sedimentológicas, estratigráficas o de producción que condiciona la comunicación franca entre los pozos estudiados.

## **4.4. Relaciones dinámicas y geológicas en los compartimientos propuestos**

### **4.4.1. Históricos de producción**

A la fecha de este estudio, no se han identificado fuentes de agua natural en los campos Jusepín y Cotoperí. En consecuencia, la presencia y fluctuación

del agua en la historia de producción de los pozos evaluados se puede asociar a conectividad en la zona entre el pozo inyector y el pozo productor. Igualmente, fluctuaciones en la producción de gas respecto a las tasas de producción iniciales, podrían emplearse como indicadores de posible conectividad.

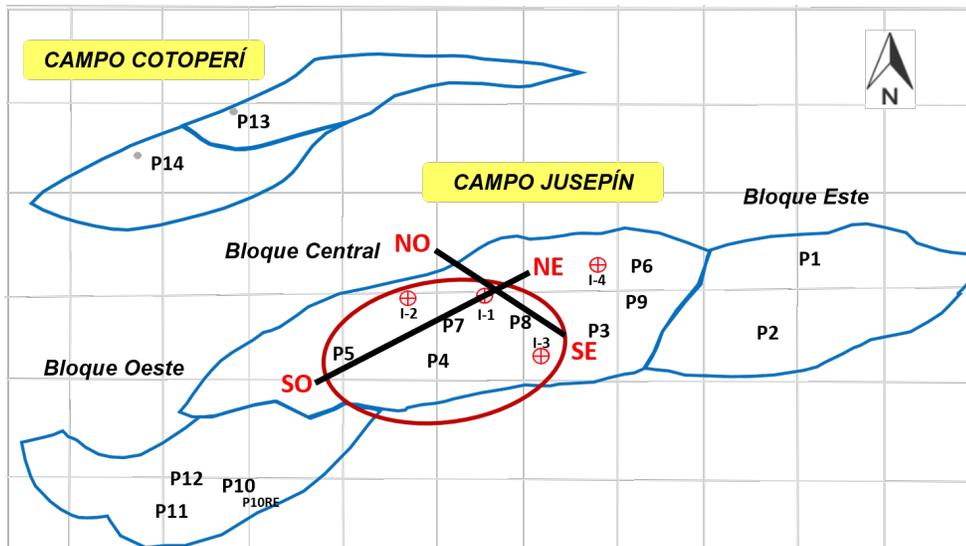
En lo sucesivo, se realiza la interpretación comparativa de los históricos de producción de los pozos de Jusepín Central, con la finalidad de soportar las interpretaciones de compartimentalización de yacimientos de este estudio.

La información de los históricos de producción de pozos, se tomó del material no publicado de la Gerencia de Producción de Yacimientos, PDVSA Oriente.

#### **a) Conjunto de pozos 5, 4, 7 y 8**

En cuanto a la zona oeste del Bloque Jusepín Central (figura 53), se contraponen las historias de producción de los pozos 5, 4, 7, 8 (figura 54) y de los inyectores I-1, I-2 e I-3 (figura 55).

La producción en el pozo 4, se inició en el año 2000 hasta el 2015; siendo la que se inicia primero de los pozos comparados. Cuenta con una producción de agua en baches, desde mediados del 2000, que se incrementa a partir del 2003, y en cuanto al gas, en el año 2005 muestra un pico de alta producción (cercano a los 80000 MPCD), que coincide con el año de cambio de fluido inyectado (de agua a gas).



**Figura 53.** Ubicación de los pozos productores 4, 5, 7, y 8 y de los pozos inyectores I-1, I-2, e I-3. Líneas de corte NO-SE y SO-NE

Para las fechas en las que fueron puestos en producción los pozos 5, 7 y 8 (2006, 2013 y 2012 respectivamente) los pozos inyectores I-1, I-2 e I-3 estaban en fase de inyección de gas. Es probable que por ello la producción de gas en los mismos sea constante. Por lo cual, se infiere conectividad.

En base a lo anterior, se evidencia la influencia de la inyección en los compartimientos propuesto, lo que ratifica la naturaleza en esencia comunicativa que existe entre los pozos evaluados.

De manera complementaria, en las secciones estructurales (figuras 56 y 57) entre algunos pozos y el pozo I-1, se exponen ejemplos de las rutas de migración de los fluidos de inyección en la Formación Merecure para los pozos evaluados.

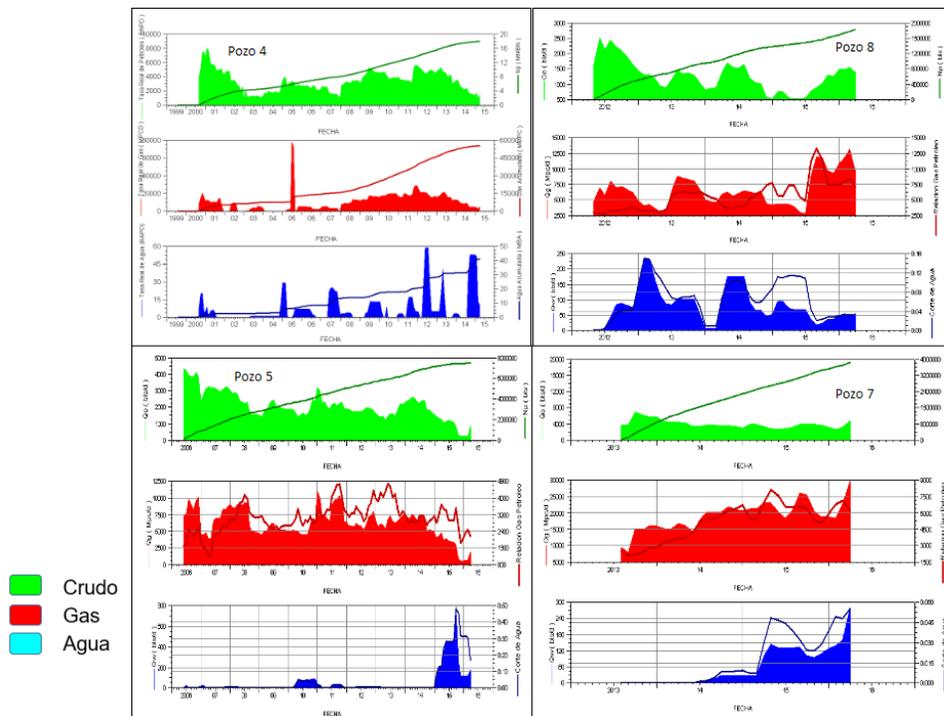


Figura 54. Gráficos de la historia de producción de los pozos 5, 4, 7, y 8

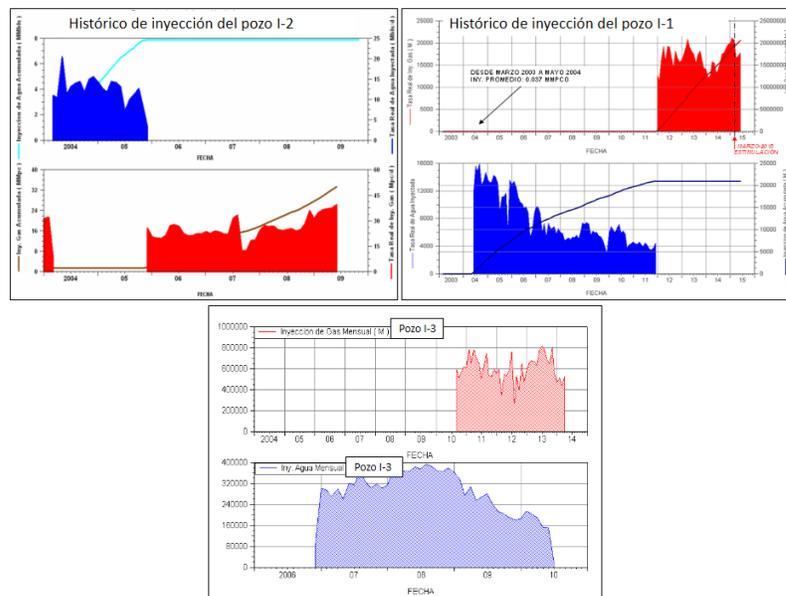
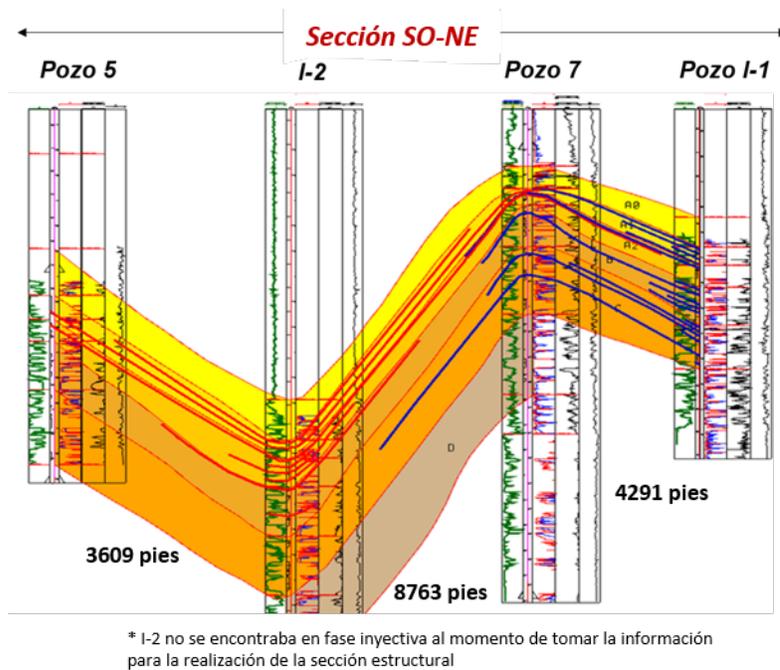
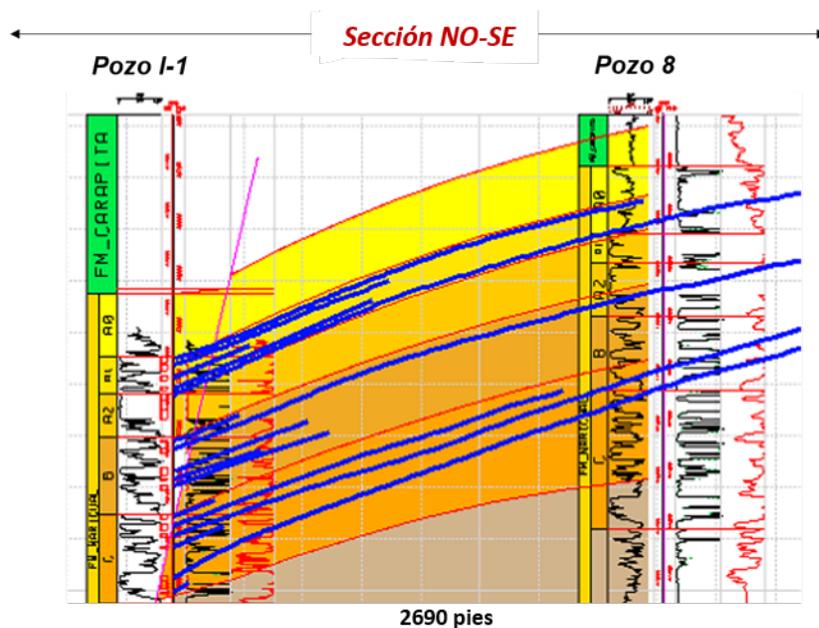


Figura 55. Gráficos de la historia de inyección de los pozos I-1, I-2 e I-3



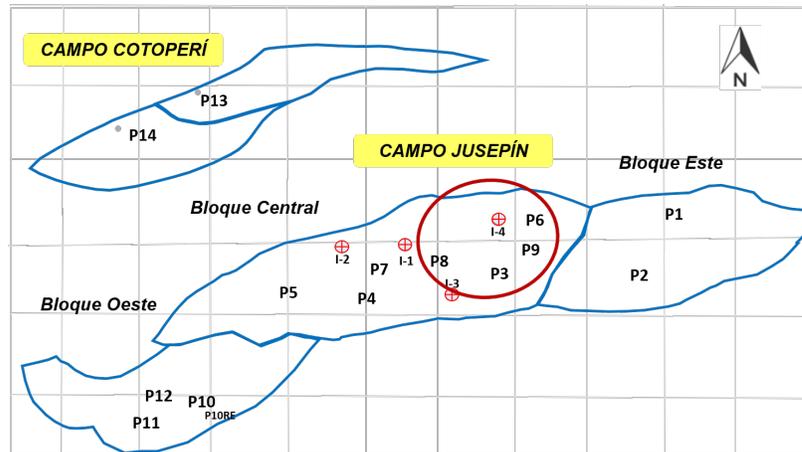
**Figura 56.** Sección estructural entre I-1 y los pozos productores 5 y 7



**Figura 57.** Sección estructural entre los pozos I-1 y 8

## b) Conjunto de pozos 3, 6 y 9

Por su parte, en la zona este del Bloque Jusepín Central (figura 58), se plantean las historias de producción de los pozos 3, 6, 9 y de inyección del pozo I-4 (figura 59).

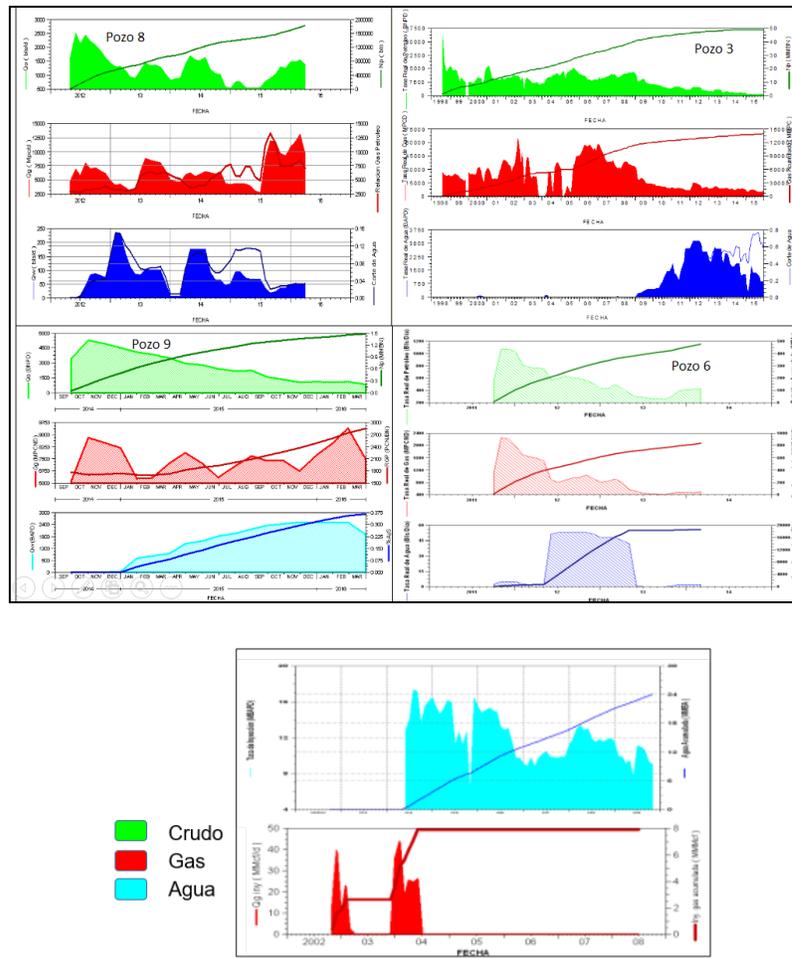


**Figura 58.** Ubicación de los pozos productores 3, 6, 9 y 8 y el pozo inyector I-4

En este conjunto, el pozo más antiguo es el pozo 3. Dicho pozo, es el primero completado en la Formación Merecure en el campo Jusepín (año 1998). En éste se observa una producción de gas de origen natural desde el inicio de su producción, con posible influencia de la inyección de gas del pozo I-4 entre el 2002 y el 2004.

En el 2009 se inicia el efecto en el pozo 3 de la inyección de agua, probablemente asociada al pozo I-3 (2006-2010) y/o al pozo I-4 (2004-2009).

Los pozos 6 y 9 fueron perforados y puestos en producción posterior a los pozos inyectores. Todos muestran influencia de la inyección, al menos de agua, en su historia productiva.

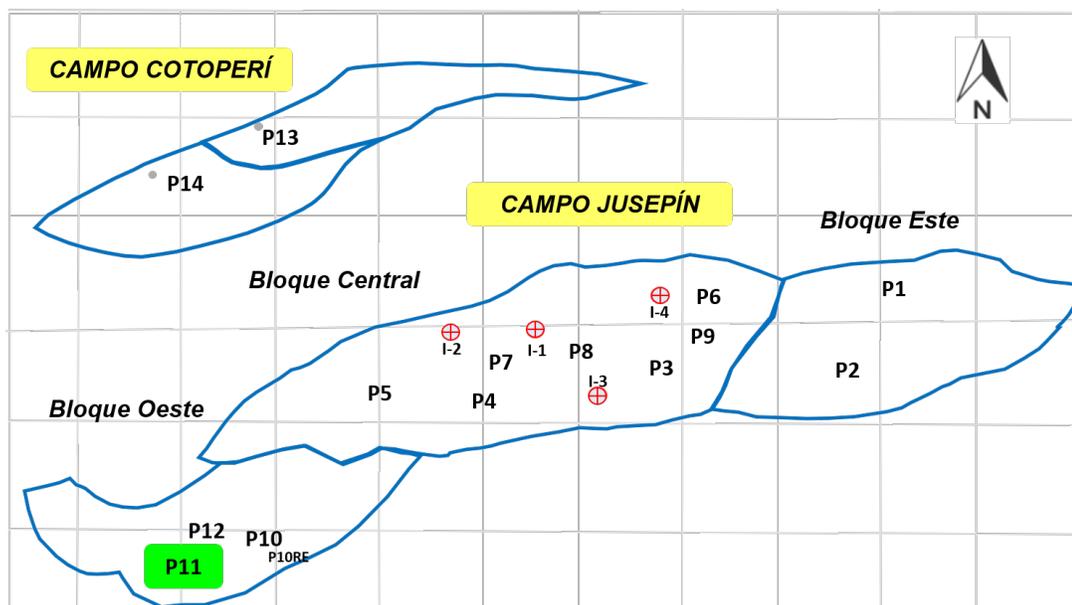
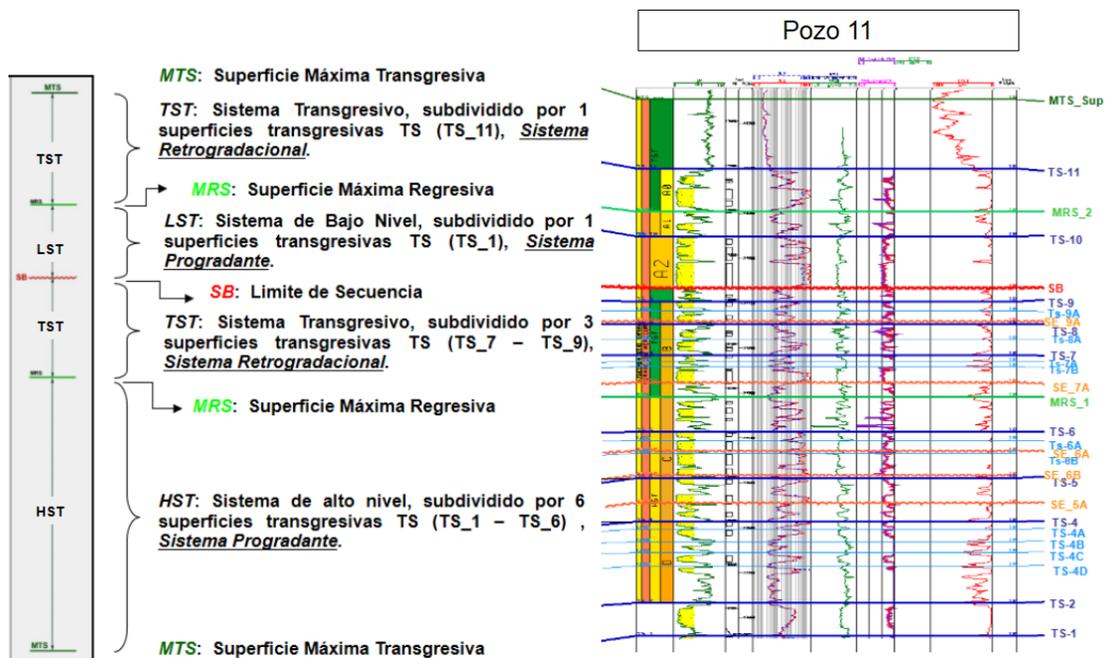


**Figura 59.** Gráficos de la historia de producción de los pozos 3, 6, 8 y 9 y de inyección del I-4

#### 4.4.2. Análisis sedimentológico y estratigráfico

Para esta sección se tomaron como referencia los resultados del modelo estratigráfico-secuencial y sedimentológico de la Fase II del EEII de la Formación Mercure, en Jusepín y Cotoperí (2017).

Secuencia estratigráfica (figura 60) limitada por superficies máximas transgresivas (MTS-Sup y MTS-Inf, respectivamente) bien definidas. Está dividida en tres sistemas encadenados de depositación, de tope a base descritos de la siguiente manera:



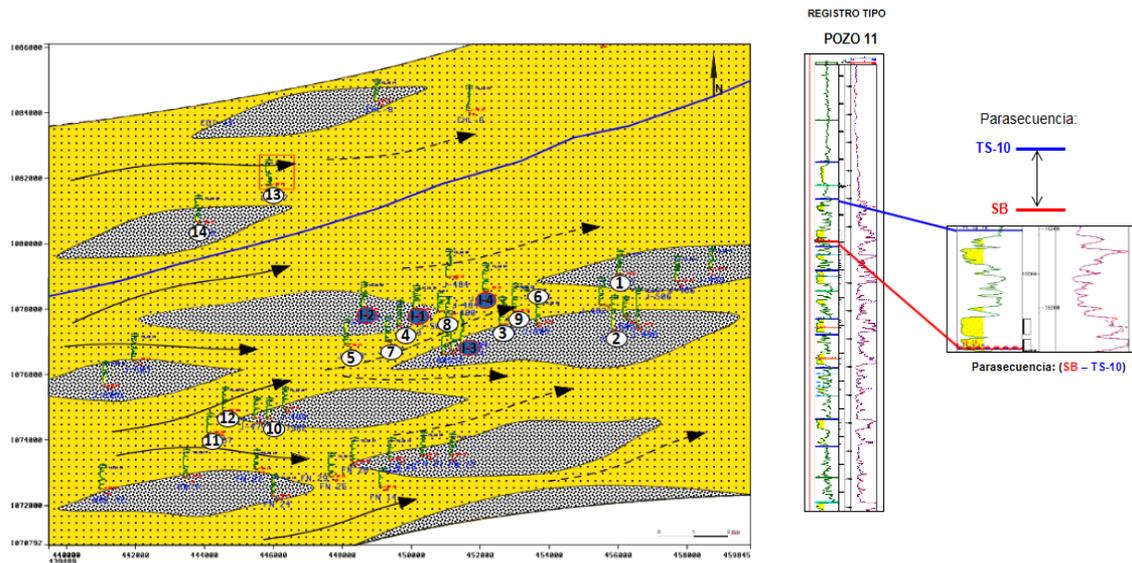
**Figura 60.** Correlación tipo del pozo 11, en donde se representan las superficies estratigráficas y secuencias sedimentarias indentificadas en la Formación Merecure, campos Jusepín y Cotoperí (modificado de PDVSA, 2017)

- Sistema retrogradacional - transgresivo (TST), subdividido en una superficie transgresiva (TS-11).
- Sistema progradante de bajo nivel (LST), subdividido por una superficie transgresiva (TS-10).
- Sistema retrogradacional - transgresivo (TST), subdividido en tres superficies transgresivas (TS-7 a TS-9).
- Sistema progradante de alto nivel (HST), subdividido en seis superficies transgresivas (TS-1 a TS-6).

En la tabla 16 (anexo 5), se muestran las características generales de las facies sedimentarias identificadas entre parasecuencias del modelo estratigráfico-secuencial tomado de referencia.

Se contrastaron los topes de las parasecuencias estratigráficas propuestas en el modelo, con la información de intervalos cañoneados obtenidos durante la fase de producción para cinco pozos de Jusepín Central (3, 5, 7, 8 y 9), así como, con los intervalos productores estimados a partir de registros de producción PLT (herramientas de registros de producción, por sus siglas en inglés); y se obtuvo que la porción de la secuencia estratigráfica en la cual fueron cañoneados la mayoría de los pozos, se limita al intervalo entre TS-10 en el tope, y TS-2 en la base.

Entre el 49% y el 100% de la producción de los pozos de interés, y por ende los crudos a los cuales se les realizó el análisis geoquímico, provienen de la unidad TS-10 / SB, caracterizada por la presencia de canales y barras con dominio fluvial tipo anastomosado con influencia de mareas, depositados en el sistema de cortejo de bajo nivel (LST) (figura 61).



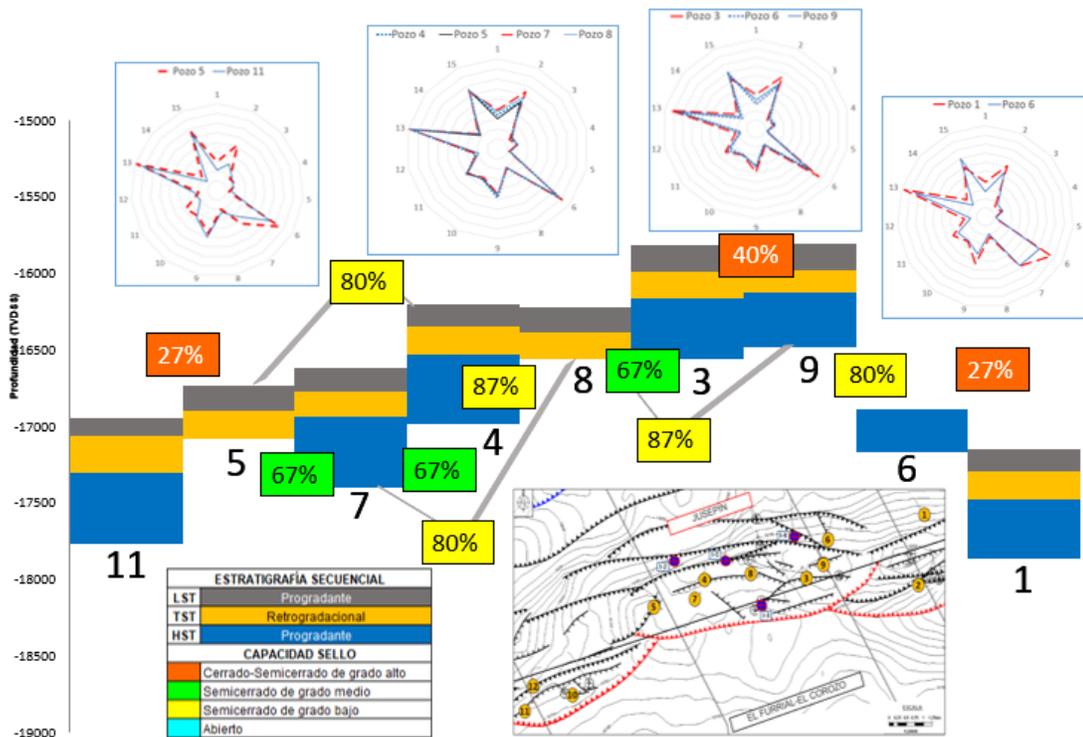
**Figura 61.** Mapa del tope de la facies TS-10 / SB del modelo estratigráfico-secuencial y sedimentológico de la Fase II del EEII de la Formación Mercuré, en Jusepín y Cotoperí (modificado de PDVSA, 2017)

#### 4.5. Interpretación integrada de compartimentalización

Haciendo una consideración integrada entre los parámetros tanto estáticos como dinámicos considerados en las secciones anteriores, de la sección de la Formación Mercuré evaluada. Se obtiene una interpretación general de compartimentalización de yacimientos (figura 62).

Los bloques Este y Oeste, están separados del bloque Central por barreras sellantes, en base a la obtención de porcentajes de coincidencia muy bajos entre los rasgos geoquímicos de pozos comparados de cada bloque (11 vs. 5 y 6 vs. 1, respectivamente). Dichas barreras se corresponden con las fallas de segundo orden que subdividen al anticlinal en tres bloques.

En el bloque Jusepín Central, la densidad de fallas de acomodo es mayor al resto de los bloques del Dominio Jusepín.



**Figura 62.** Interpretación global de compartimentalización en el campo Jusepín

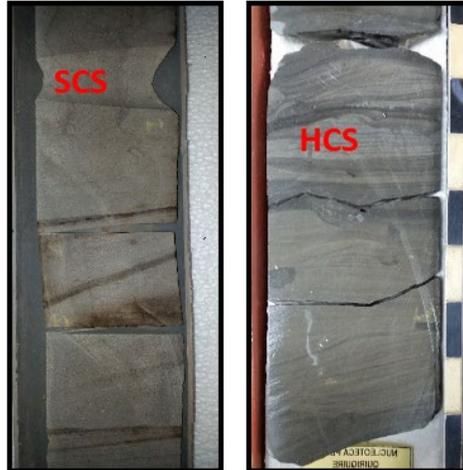
La parte norte del bloque Jusepín Central, que se corresponde con los pozos 5, 4, 8, 9 y 6 se encuentra comunicada. Asociado con porcentajes de coincidencia geoquímica entre 80 y 87%.

Dicha comunicación se debe a la presencia de fallas no sellantes (entre los pozos 5 vs. 4, 8 vs. 9 y 9 vs. 6) y alta correspondencia por continuidad estratigráfica de la unidad TS-10/SB (pozos 4 y 8).

Las zonas correspondientes al pozo 7 y el pozo 3, se plantean como áreas discretas distinguibles de la zona norte.

- El pozo 3, guarda muy baja coincidencia geoquímica con todos los pozos comparados. Incluso con el pozo 9, con el que tiene una relación de continuidad estratigráfica de la unidad TS-10/SB.

- Las diferencias entre los pozos 3 y 7 respecto a sus pozos contiguos, se pueden asociar a rasgos internos en cuanto a su configuración sedimentológica como, por ejemplo, estructuras sedimentarias tipo estratificación cruzada de alto ángulo, estratificación tipo hamaca (HCS) y estratificación ondulada (SCS), que fueron identificadas en el modelo sedimentológico, para el pozo 5 (figura 63). Así como a la presencia de fallas de acomodación de rumbo EO, dividen a Jusepín Central en 2 secciones compartimentalizadas: una hacia el Norte y otra hacia el Sur siguiendo el ápice de la cresta del anticlinal.



**Figura 63.** Rasgos sedimentológicos del pozo 5 (PDVSA, 2017)

El pozo 8 funciona como un canal de comunicación entre los pozos del este y el oeste del Bloque Central, incluyendo el pozo 7, puesto que guarda gran coincidencia geoquímica con la mayoría.

## CAPÍTULO V

### 5.1. CONCLUSIONES

5.1.1. Las abundancias de los elementos vanadio (V), níquel (Ni) y azufre (S) en los crudos estudiados, brinda una primera aproximación a que el material parental de los mismos se pudo depositar bajo condiciones reductoras en un ambiente de tipo marino marginal.

5.1.2. En base a la distribución de las fracciones de hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos que componen a los crudos (SARA), se plantea que los mismos son del tipo normales, no alterados, del tipo parafínico-nafténico.

5.1.3. Las distribuciones relativas de los compuestos de la fracción de hidrocarburos  $C_{15-}$ , permite confirmar que los crudos evaluados han sido poco afectados por procesos de alteración propios de las condiciones del yacimiento, y que sus posibles variaciones están predominantemente asociadas a la madurez; como es el caso del Bloque Este más maduro que el Bloque Central.

5.1.4. Considerando los parámetros: distribución de  $n$ -alcanos, pristano +  $n$ - $C_{17}$  vs. Fitano +  $n$ - $C_{18}$ , distribución de esteranos regulares  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  y el índice oleanano, se propone que los crudos estudiados son origen marino mixto, asociados a un querógeno tipo II-III, con cierto aporte de materia orgánica tipo continental (lacustre y/o terrestre).

5.1.5. Las diferencias encontradas en la madurez de los crudos estudiados, se debe a la influencia de varios pulsos de generación de hidrocarburos provenientes del nor-oeste y el sur-oeste del área de acción de los yacimientos de la Formación Merecure. Esto a partir de las interpretaciones

realizadas de los parámetros: Ts/Ts+Tm, Terpanos tricíclicos C<sub>19-25</sub>/17 $\alpha$ Hopanos C<sub>29-30</sub>, C<sub>23-3</sub>/C<sub>24-3</sub>, C<sub>21-3</sub>/C<sub>23-3</sub>, Índice Moretano, Isómeros para el esterano C<sub>29</sub>  $\beta\beta/\beta\beta+\alpha\alpha$ , TAS e Índice metil-dibenzotiofeno.

5.1.6. En cuanto a las características de la roca fuente que dio origen a los crudos estudiados, se obtuvo que no se puede establecer si el material parental es de tipo clástico o carbonático, debido al alto grado de madurez detectado a partir del patrón de distribución de los isómeros metil-dibenzotiofeno (*m*-DBTF).

5.1.7. Mediante el uso de los biomarcadores: serie homóloga de los homohopanos (C<sub>31</sub>-C<sub>35</sub>) y el Índice gammacerano, se ratifica que el material parental de los crudos estudiados se depositó en condiciones paleoambientales predominantemente reductoras, como es el caso de los pozos del Bloque Central; con cierta influencia oxigénica en el caso de los pozos pertenecientes al resto de los bloques evaluados. Esto típico de ambientes marinos marginales.

5.1.8. Los fluidos en el área de estudio, se distribuyen formando una columna composicional original, que va desde gas condensado hasta petróleo negro en los pozos más profundos asociados al yacimiento MER 2, sin reportes de producción de agua original. Cuenta con un límite productivo oficial a 17800 pies (TVDss) y un límite productivo referencial a 18800 pies (TVDss).

5.1.9. El análisis cualitativo y comparativo de diagramas polares de la distribución C<sub>15-</sub> de los crudos de los pozos estudiados, arrojó una primera aproximación a posibles barreras de transmisibilidad mayores, entre: los pozos del Bloque Jusepín Oeste respecto al Bloque Jusepín Central, entre los dos pozos del campo Cotoperí y entre todos los pozos circundantes al pozo 3; y barreras de transmisibilidad menores, entre: los pozos del Bloque

Oeste, el Bloque Jusepín Central respecto al Bloque Jusepín Este y entre todos los pozos circundantes al pozo 9.

5.1.10. En función de un análisis cuantitativo y comparativo en donde se utilizaron 15 relaciones entre compuestos C<sub>15</sub>- para todos los pozos estudiados, se establece que la diferencia entre dichos compuestos livianos es tal como para establecer barreras de transmisibilidad cerradas entre los tres bloques que componen al campo Jusepín (menos de 30% de coincidencia).

5.1.11. Igualmente, se propone la presencia de tres compartimientos o unidades de flujo, dentro del Bloque Jusepín Central identificados por la presencia de barras de transmisibilidad de entre 67% (entre los pozos 4, 5 y 7, denominado C), 80% (entre los pozos 4 y 5, 7 y 8 y 6 y 9 denominados B) y 87% (entre los pozos 4 y 8, denominados A) de coincidencia de los parámetros evaluados.

5.1.12. En cuanto a la inyección de fluidos, tanto gas como agua, en el Bloque Jusepín Central durante la historia productiva de la Formación Merecure, se observó influencia en todos los pozos del área permitiendo corroborar las relaciones semi-cerradas que existen entre los compartimientos o unidades de flujo propuestas.

5.1.13. De la integración entra la información sedimentológica, estratigráfica y de intervalos cañoneados y producidos en la Formación Merecure Campos Jusepín y Cotoperí y se obtuvo que los crudos estudiados derivan de una roca yacimiento formada a partir de canales y barras con dominio fluvial tipo anastomosado con influencia de mareas.

5.1.14. La compartimentalización de la Formación Merecure en el bloque Jusepín Central, describe un bloque de alta comunicación hidráulica en su parte norte, siendo el pozo 8 un buen canal de comunicación tanto sedimentológico como estructural, y dos zonas semi-discretas, una en torno al pozo 3 y otra vinculada al pozo 7, que no fueron distinguidas en los estudios sedimentológico y estructural, pero si por el aporte del análisis geoquímico.

## **5.2. RECOMENDACIONES**

5.2.1. Complementar los resultados obtenidos en este estudio con el análisis petrofísico del área que permita ampliar la gama de variables consideradas en la evaluación de compartimentalización de los yacimientos evaluados, así como robustecer las conclusiones obtenidas en este estudio.

5.2.2. Realizar un estudio en los crudos de la Formación Merecure campos Jusepín y Cotoperí aplicando la metodología planteada en este trabajo, en donde se siga un plan de muestreo y análisis de resultados periódicos (trimestral o semestral) que permita evaluar el posible efecto de la inyección de gas y de agua en la composición de las fracciones livianas de los crudos y eliminar errores sistemáticos asociados a dichos efectos.

5.2.3. Desarrollar un estudio del modelo petrolífero de los campos Jusepín y Cotoperí en donde se empleen los resultados obtenidos en este trabajo como insumo para predecir las propiedades PVT de futuros plays y prospectos.

5.2.4. Estudio de cinética composicional (rocas inmaduras de la Formación Querecual) para evaluar la evolución del sistema petrolífero a escala local y así, establecer los mecanismos el origen y migración de las distintas fases que componen a la columna de fluidos Jusepín-Cotoperí.

### 5.3. BIBLIOGRAFÍA

Abdelwahhab, M. y Raef, A. (2020). Integrated reservoir and basin modeling in understanding the petroleum system and evaluation prospects: The Cenomanian reservoir, Bahariya Formation, at Falak Field, Shushan Basin, Western Desert, Egypt. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 189, (107023), 27p.

Ahanjan, A., Rabbani, A. y Khajooie, S. (2016). Assessing vertical compartmentalization within the KHM field, southwest of Iran: An integrated approach. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 35(Parte A), 1277-1283.

Al Shukairi, S. A. S. (2019). Evaluation of Reservoir Compartmentalization Through Organic Geochemistry jawdah Field, South of Oman. *Petrogas Rima*. SPE-198189-MS,1-30.

Bissada, K. K. y Kelley, P.A. (1995). Principles and Practice of Org. Geochem. in exploration, develop & producing operations. Memoir of the Seminar presented for Texas Petroleum Company, Bogotá, Colombia, July; En: Posada, C.R., Rangel, A., Rodríguez, P., Pérez, L.E. y Gaviria, R. 2001. Geoquímica de yacimientos de la Formación Caballos, en el campo Orito. Putumayo-Colombia. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro. 2(2), 124p.

Boreham, C.J., Crick, I.H. y Powell, T.G. (1988). Alternative calibration of the Methylphenanthrene Index against vitrinite reflectance: Application to maturity measurements on oils and sediments. *Organic Geochemistry*. 12,(3), 289-294.

Bray, E.E. y 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., Gallango, O., Talukdar, S., Vallejos, C., Ehrmann, U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Advances in Organic Geochemistry*. L. Mattavelli & L. Novelli. 13(1-3), 73-80.

Cesar, J., Mayer, B., Becker, V., Nightingale, M. y Ardakani, O. (2022). Molecular and stable carbon isotope geochemistry of mud-gas-derived hydrocarbons and its application for the assessment of low-permeability reservoirs from the Montney Formation, Western Canada. *Organic Geochemistry*. 163(104328), 7p.

Chuparova, E., Kratochvil, T., Kleingeld, J., Bilinski, P., Guillory, C., Bikun, J. y Dojosoeparto, R. (2010). Integration of time-lapse geochemistry with well logging and seismic to monitor dynamic reservoir fluid communication: Auger field case-study, deep water Gulf of Mexico. En: Jolley, S. J., Fisher, Q. J., Ainsworth, R. B., Vrolijk, P. J. & Delisle, S. (eds) *Reservoir Compartmentalization*. Geological Society, London, Special Publications, 347, 55-70.

Di Croce, J., Bally, A.W. y Vail, P. (1999). Sequence Stratigraphy of the Eastern Venezuelan Basin. *Caribbean Basins. Sedimentary Basins of the World*, Elsevier Science. 6, 419-476.

Dindoruk, B., Ratnakar, R. y He, J. (2020). Review of recent advances in petroleum fluid properties and their representation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 83(103541), 23p.

Duerto, L. y McClay, K. (2011). Role of the shale tectonics on the evolution of the Eastern Venezuelan Cenozoic thrust and fold belt. *Marine and Petroleum Geology*, 28 (1), 81-108.

EEIYY, Estudios Integrados de Yacimientos Oriente (2014). Revisión de las reservas de petróleo y gas de los yacimientos del Oligoceno de los campos Cotoperí y Jusepín. 48p. [Informe técnico interno].

Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela (2010) PDVSA, INTEVEP. Disponible en línea en: <http://www.pdv.com/lexico> [Consultado el: 20-05-2021].

EEIYY, Estudios Integrados de Yacimientos Oriente (2017). Interpretación Sísmica Estructural del Cubo Sísmico retroprocesado Furrial, Jusepín y Cotoperí. 50p. [Informe técnico interno].

Ekpo, B.O., Essien, N., Neji, P.A. y Etsenake, R.O. (2018). Geochemical fingerprinting of western offshore Niger Delta oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 160, 452-464.

Erllich, R. N. y Barrett, S.F. (1992). *Petroleum Geology of the Eastern Venezuela Foreland Basin*. Amoco Production Company, Houston Texas, U.S.A. Documento preparado para el uso exclusivo de James Pindell, 12, 341-362.

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

Escalona, A. y Mann, P. y Jaimes, M. (2010). Miocene to Recent Cariaco basin, offshore Venezuela: structure, tectonosequences, and basin-forming mechanisms. *Marine and Petroleum Geology* 28(1), 133-155.

Esmailzadeh, S., Salehi, A., Hetz, G., Olalotiti-lawal, F., Darabi, H. y Castineira, D. (2020). Multiscale modeling of compartmentalized reservoirs using a hybrid clustering-based non-local approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 184, (106485), 11p.

Florez, J. y Remolina, C. (2008). Evaluación de las metodologías utilizadas para el análisis de la compartimentalización en yacimientos de petróleo. Aplicación Campo Escuela Colorado. [Tesis Ingeniero de Petróleo, Universidad Industrial de Santander]- Biblioteca Universidad Industrial de Santander. 202p.

Ghassal, B. (2019). Reservoir Connectivity, Water Washing and Oil to Oil Correlation: An Integrated Geochemical & Petroleum Engineering Approach. Saudi Aramco EXPEC Advanced Research Center. SPE-194957-MS. 9p.

Gluyas, J. y Swarbrick, R. (2004). Petroleum Geoscience. Blackwell Science, 116-121.

González de Juana, C., Iturralde de Arozena, J. y Picard, X., (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Edic. Foninves, Tomos I y II.

González A., Reyes, M., Repilloza, H., Delgado P., Reyes J., Morón, M., Lezama, E., Marcano, J., Fajardo., J, Luna. (2009). Informe de Cierre Técnico del PGP Travi – Cotoperí. Gerencia de Proyectos Exploratorios [Informe técnico interno 017385].

Halpern, H. I. (1995). Development and applications of light-hydrocarbon-based star diagrams. AAPG Bulletin, 79(6), 801–815.

Hou, D. Zhang, J. y Long, Z. (2008). Study of fault sealing by geochemical techniques: Fault sealing evaluation in petroleum migration and reservoir continuity. Petroleum Geochemistry and Exploration in the Afro-Asian Region Digang Liang, Dariu Wang & Zhenxi Li (eds). Taylor and Francis Group, London. ISBN-978-0-415-44083-7. 8p.

Hung, E. (2005). Thrust belt interpretation of the Serranía del Interior and Maturín subbasin, eastern Venezuela, en Avé Lallemant, H.G. and Sisson,

V.B., eds., Caribbean-South American plate interactions, Venezuela: Geological Society of America, Special Paper 394, 251-270.

Hunt, J.M., (1995). Petroleum Geochemistry and Geology. 2da. Edición. W.H. Freeman and Company, New York. 743p.

Jolley, S. J., Fisher, Q. J., Ainsworth, R. B., Vrolijk, P. J. & Delisle, S. (eds) (2010). Reservoir Compartmentalization. Geological Society, London, Special Publications. 347p.

Kaufman, R.L., Ahmed, A.S. y Elsinger, R.J. (1990). Gas Chromatography as a Development and Production Tool for Fingerprinting Oils from Individual Reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico, Gulf Coast Oils and Gases: Their Characteristics, Origin, Distribution, and Exploration and Production Significance, Adam's Mark Hotel. GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference. 263-282.

Larter, S. y Aplin, A.C. (1995). Reservoir geochemistry: methods, applications and opportunities. Geological Society, London, Special Publications, 86, 32 - 5.

Lewan, M.D. (1984). Factors controlling the proportionality of vanadium to nickel in crude oils, *Geochimica et Cosmochimica Acta* 48, 2231-2238.

López, L., y Lo Mónaco, Salvador (2010). Geoquímica de crudos de la faja petrolífera del Orinoco, Cuenca Oriental de Venezuela. *Revista de la Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela*, 25(2), 41-50. Artículo disponible en línea en: <https://goo.su/BZlaeW> [Consultado el 30-10-2023].

López, L. (2013). Biomarcadores: Aplicaciones en la Geoquímica del Petróleo. Universidad Central de Venezuela, Ediciones de la Biblioteca EBUC, Caracas. 122 p.

Marín, A. y Montilla, L. (2009). Caracterización de un yacimiento composicional en el campo Orocual, Cuenca Oriental de Venezuela. X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas, Cartagena Colombia. ACGGP. 7p.

Mello, M.R., Telnaes, N.Gaglianone, P.C., Chicarelli, M.I., Brassell, S.C. y Maxwell, J.R. (1988). Organic geochemical characterization of depositional paleoenvironments of source rocks and oils in Brazilian marginal basins. *Organic Geochemistry*. 13, 31-45.

Márquez, G., Escobar, M., Lorenzo, E., J.R. Gallego, & R. Tocco. (2013). Using gas geochemistry to delineate structural compartments and assess petroleum reservoir-filling directions: A Venezuelan case study. *Journal of South American Earth Sciences* 43(2013) 1-7.

Minpet, 2017. Datos básicos de los yacimientos de la Formación Merecure campos Jusepín y Cotoperí, hasta julio 2017 [Fuente oficial del Ministerio del Poder Popular de Petróleo de la República Bolivariana de Venezuela].

Moldowan, J.M., Seifer, W. y Gallegos, E.J. (1985). Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *The American Association of Petroleum Geologist Bulletin*. 69, 1255-1268.

Nabawy, B., Basal, A.M.K., Sarhan, M. y Safa, M. (2018). Reservoir zonation, rock typing and compartmentalization of the Tortonian-Serravallian sequence, Tamsah Gas Field, offshore Nile Delta, Egypt. *Marine and Petroleum Geology*. 92, 609-631.

Noyau, A. (1997). Geochemical study of J-476X Maturin Subbasin, Eastern Venezuela. *Total, Exploration Production*. RL 5972. 62p.

Noyau, A. (1999). Reservoir geochemistry study of Cotoperí-2X. Jusepin Permit. Total, Exploration Production. 106p.

Parnaud, F., Truskowski, I., Gou, Y., Gallango, O., Pascual, J.C., Passalacqua, H. y Roure, F. (1995). Petroleum geology of the central part of the Eastern Venezuela Basin, en. Tankard, A.J., Suárez, R. y Welsink, H.J. Petroleum basins of South America: Memoria 62 de la AAPG, 741-756.

Parra, M., Sánchez, G., Montilla, L., Guzmán, O., Namson, J. y Jácome, M. (2010). The Monagas Fold–Thrust Belt of Eastern Venezuela. Part I: Structural and thermal modeling, Marine and Petroleum Geology. 1-30.

PDVSA Estudios Integrados de Yacimientos Furrial (2014). Caracterización termodinámica y ajuste de la ecuación de estado para la columna de fluidos de los yacimientos de la Formación Merecure de los campos Jusepín y Cotoperí. 24p. [Informe técnico interno].

PDVSA Estudios Integrados de Yacimientos Furrial (2015). Modelo de simulación numérica V3.2 de los yacimientos de la Formación Merecure de los campos Jusepín y Cotoperí. 76p. [Informe técnico interno].

PDVSA Estudios Integrados de Yacimientos Furrial (2017). Interpretación sísmica-estructural del cubo sísmico reprocesado Furrial, Jusepín y Cotoperí. p. 50. [Informe técnico interno].

PDVSA, Exploración y Producción (2007a). Sometimiento de Reservas por revisión de los yacimientos NARS, M J-476, NARS, M J-479 y NARS, M J-481 del campo Jusepín Profundo. p. 44. [Informe técnico interno].

PDVSA, Exploración y Producción (2007b). Sometimiento de Reservas por revisión de los yacimientos NARS, M COT-2, NARS, M COT-3 del campo Cotoperí. 68p. [Informe técnico interno].

PDVSA, Exploración y Producción (2010). Propuesta de Homologación Estratigráfica Norte de Monagas, Capítulo III Geología Regional, 32p. [Informe técnico interno].

PDVSA, INTEVEP (2017). el modelo estratigráfico-secuencial y sedimentológico de la Fase II del EEII de la Formación Merecure, en Jusepín y Cotoperí [Presentación técnica interna].

Peters, K.E., Walters, C.C. y Moldowan, J.M. (2005). The Biomarker Guide. Biomarkers and Isotope in the Environmental and Human History. Cambridge University Press, Cambridge. 471p.

Radke M. y D.H. Welte (1983). The methylphenanthrene index (MPI). A maturity parameter based on aromatic hydrocarbons. En M. Bjorøy, C. Albrecht, C. Cornford, K. de Groot, E. Eglinton, E. Galimov, D. Leythaeuser, R. Pelet, J. Rullkötter, G. Speer, eds., Advances in Organic Geochemistry 1981, John Wiley and Sons, 504-512.

Radke, M., Welte, D. H., y Willsch, H. (1986). Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. Organic Geochemistry, 10(1-3), p. 51–63.

Reyes, J. (2009). Análisis de compartimentalización y distribución de fluidos PGP Travi-Cotoperí, en Informe Final del Proyecto de Generación de Prospectos (PGP) Travi-Cotoperí. PDVSA. 1, 410. [Informe técnico interno].

Romano, C., Garing, C., Minto, J., Benson, S., Shipton, Z. y Lunn, R. (2021). Extreme capillary heterogeneities and in situ fluid compartmentalization due to clusters of deformation bands in sandstones. International Journal of Greenhouse Gas Control. 206(103280), 12p.

Scalan, E.S. y Smith, J.E. (1970). An improved measure of the odd-even predominance in the normal alkanes of sediment extracts and petroleum. *Geochimica et Cosmochimica Acta* (34), 611-620.

Scott, J.A., Pujol, M., Györe, D., Stuart, F.M. y Gilfillan, S.M.V. (2021). Determining static reservoir connectivity using noble gases. *Chemical Geology*, 582(120410), 13p.

Sivan, P., Datta, G.C., y Singh, R.R. (2008). Aromatic biomarkers as indicators of source, depositional environment, maturity and secondary migration in the oils of Cambay Basin, India. *Organic Geochemistry*, 39(11), 1620–1630.

Smaley, P.C. & Hale, N.A. (1996). Early identification of reservoir compartmentalization by combining a range of conventional and novel data types. *SPE Formation Evaluation*, September 1996. 163-169.

Smalley, P.C. y Muggeridge, A.H. (2010). Reservoir compartmentalization: get it before it gets you. En: Jolley, S. J., Fisher, Q. J., Ainsworth, R. B., Vrolijk, P. J. & Delisle, S. (eds) *Reservoir Compartmentalization*. Geological Society, London, Special Publications, 347, 25–41.

Smalley, P.C., and W.A. England, (1992). Assessing reservoir compartmentalization during field appraisal: How geochemistry can help: Society of Petroleum Engineers, *Proceedings of European Petroleum Conference*, (25005), 423–431.

Tegelaar, E. (1997). Geochemical study of Jusepin-479X Maturin Subbasin. *Total, Exploration Production*. 102p.

Thompson, K. F. M., (1983). Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 47, 303–316.

Thompson, K. F. M., (1987), Fractionated aromatic petroleums and the generation of gas-condensates: *Organic Geochemistry*, 11, 573–590.

Tissot, B.P. y Welte, D.H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag, New York. 2da. Edición. 699p.

Zavala, C., Marcano, J., & Carvajal, J., (2008). Modelo Sedimentológico de la Formación Merecure. PDVSA –EXPLORACIÓN. [Informe interno N° 011937].

Zhao, H., Kang, Z., Sun, H., Zhang, X. y Li, Y. (2016). An interwell connectivity inversion model for waterflooded multilayer reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*. 3, 106-114.

## ANEXOS

### ANEXO 1. Fórmula para el cálculo de la Gravedad API

$$API = \frac{141,5}{\text{Grav. Esp. (60 } ^\circ\text{F)}} - 131,5$$

Gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API), en 1921.

### ANEXO 2. Relaciones C<sub>15</sub><sup>-</sup> utilizadas

**Tabla 13.** Parámetros de Thompson (1983 y 1987)

Nombre	Propiedad	Indicador	Relación
A	Aromaticidad	Fraccionamiento evaporativo y lavado por agua	Benceno / n-hexano
B	Aromaticidad		Tolueno / n-heptano
X	Aromaticidad		m-xileno + p-xileno / n-octano
C	Parafinicidad	Madurez y biodegradación	n-hexano + n-heptano / ciclo hexano + metilciclohexano
F	Parafinicidad		n-heptano / metilciclohexano
R	Parafinicidad ramificación	Madurez, origen y biodegradación	n-Heptano/2-metilcicloHexano
U	Parafinicidad ramificación	Madurez y origen	cicloHexano / metilcicloHexano

**Tabla 14.** Parámetros de Halpern (1995)

Parámetros de alteración	Relación
Tr1	Tolueno/1,1-dimetil ciclopentano
Tr2	n-C7/1,1-dimetilciclopentano
Tr3	3-metilhexano/ 1,1-dimetil ciclopentano
Tr4	2-metilhexano/1,1-dimetilciclopentano
Tr5	2-metilhexano + 3-metilhexano/1,1-dimetilciclopentano

Tr6	1-cis-2-dimetilcilopentano /1,1-dimetilcilopentano
Tr7	1-trans-3-dimetilciclopentano/1,1-dimetilciclopentano
Tr8	2-metilhexano + 3-metilhexano/2,2-dimetilpentano+ 2,3-dimetilpentano+ 2,4-dimetilpentano-3,3-dimetilpentano+3-etilpentano*
<b>Parámetros de correlación</b>	<b>Relación</b>
C1	2,2-dimetilpentano/2,2-dimetilpentano+ 2,3-dimetilpentano+ 2,4-dimetilpentano-3,3-dimetilpentano+3-etilpentano
C2	2,3-dimetilpentano/2,2-dimetilpentano+ 2,3-dimetilpentano+ 2,4-dimetilpentano-3,3-dimetilpentano+3-etilpentano
C3	2,4-dimetilpentano/2,2-dimetilpentano+ 2,3-dimetilpentano+ 2,4-dimetilpentano-3,3-dimetilpentano+3-etilpentano
C4	3,3-dimetilpentano/2,2-dimetilpentano+ 2,3-dimetilpentano+ 2,4-dimetilpentano-3,3-dimetilpentano+3-etilpentano
C5	3-etilpentano/2,2-dimetilpentano+ 2,3-dimetilpentano+ 2,4-dimetilpentano-3,3-dimetilpentano+3-etilpentano
*en sustitución del 3-etil pentano que no fue determinado en este estudio se empleó el 3-metilpentano.	

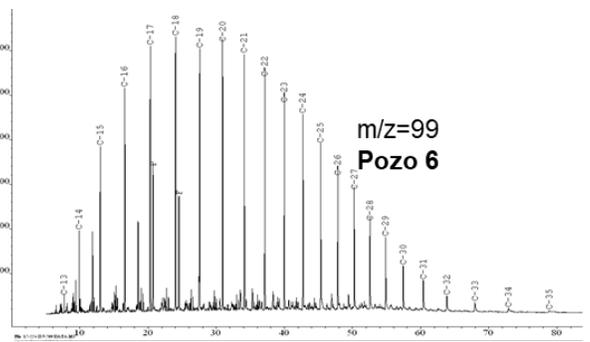
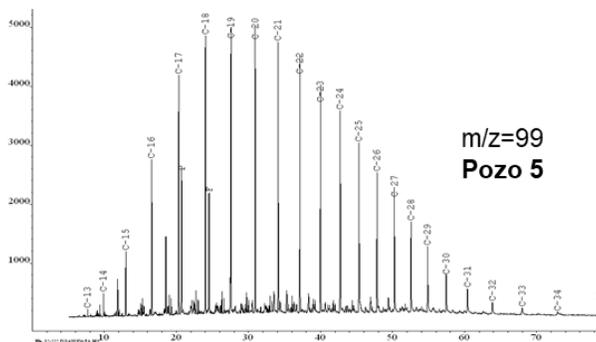
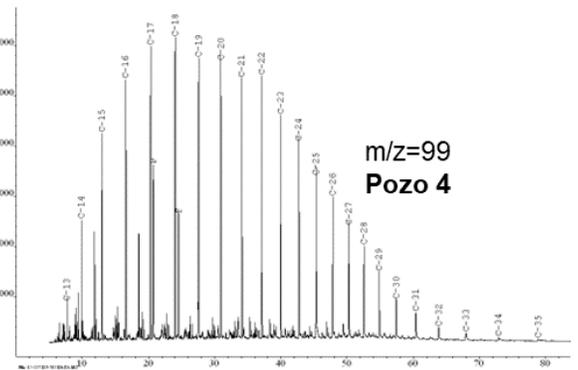
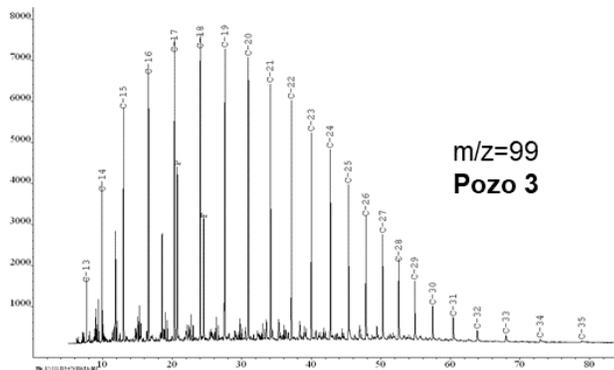
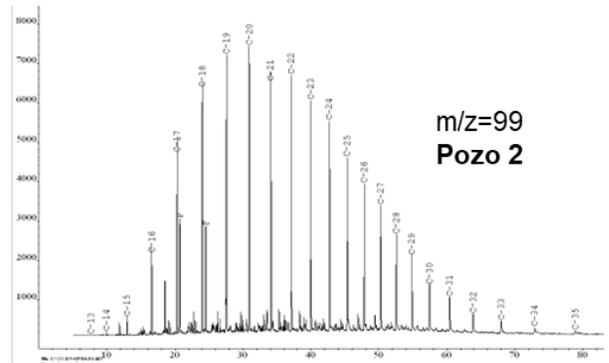
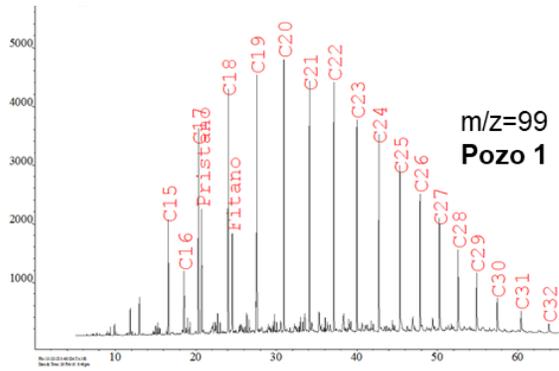
**Tabla 15.** Parámetros de Chuparova (2010)

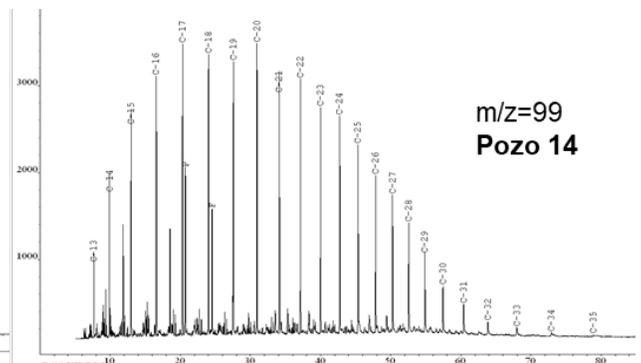
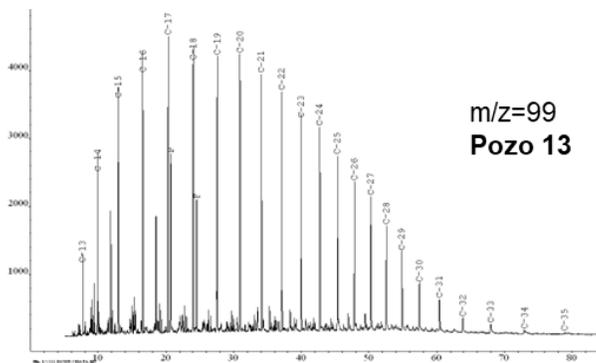
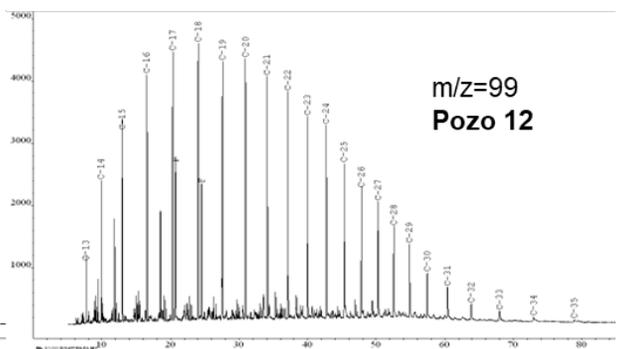
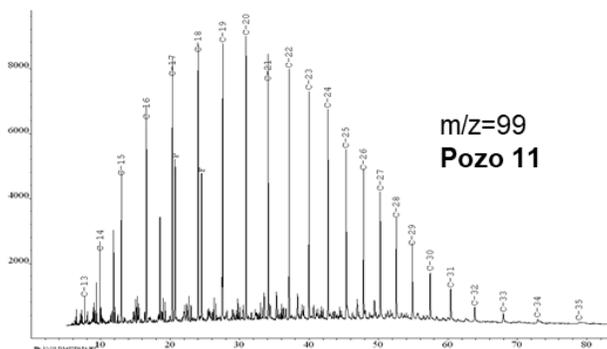
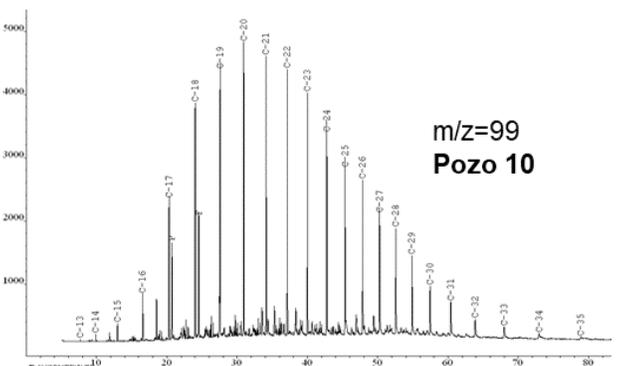
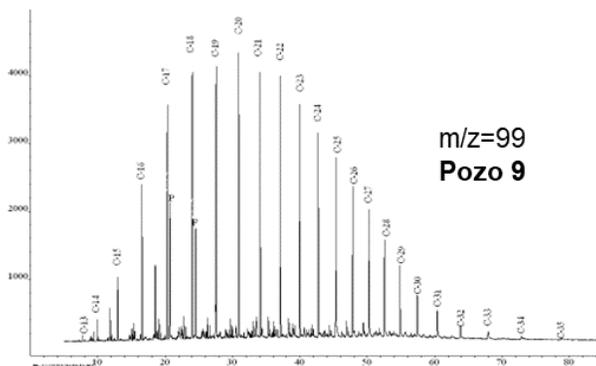
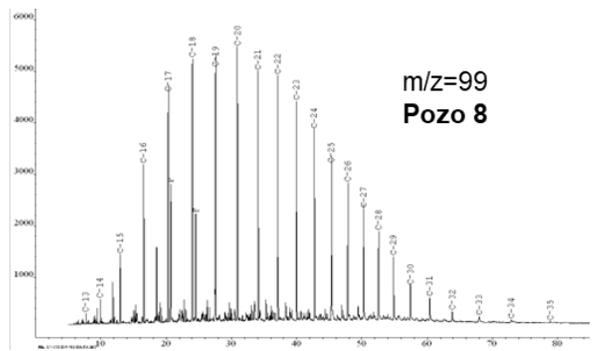
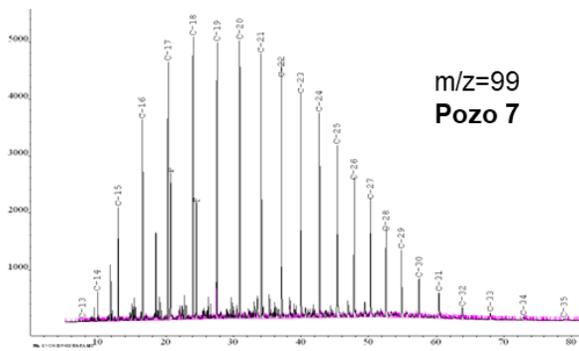
Nombre	Relación
A	EtilBc/ EtilBc + 1,3-dimetilBc
B	1,3-dimetilBc /1,3-dimetilBc + 1,4-dimetilBc
C	1,4-dimetilBc / 1,4-dimetilBc + 1,3,5-trimetilBc
D	1,3,5-trimetilBc /1,3,5-trimetilBc + 1,2-dimetilBc
E	1,2-dimetilBc / 1,2-dimetilBc + 1,2,4-trimetilBc
F	1,2,4-trimetilBc / 1,2,4-trimetilBc + 1,3-dimetilBc
G	1,3-trimetilBc / 1,3-trimetilBc + 1,3-trimetil-5-etilBc
H	1,3-trimetil-5-etilBc / 1,3-trimetil-5-etilBc + 1,3-dimetil-4-etilBc
I	1,3-dimetil-4-etilBc / 1,3-dimetil-4-etilBc + 1,2-dimetil-4-etilBc
J	1,2,4,5-tetrametilBc / 1,2,4,5-tetrametilBc + 1,2,3,5-tetrametilBc
K	1,2,3,5-tetrametilBc / 1,2,3,5-tetrametilBc + 1,3,5-trimetilBc
L	1,3,5-trimetilBc / 1,3,5-trimetilBc + 1,2,4-trimetilBc

Bc= benceno.

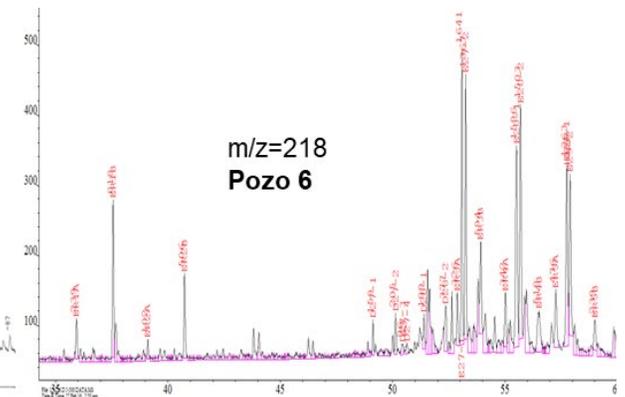
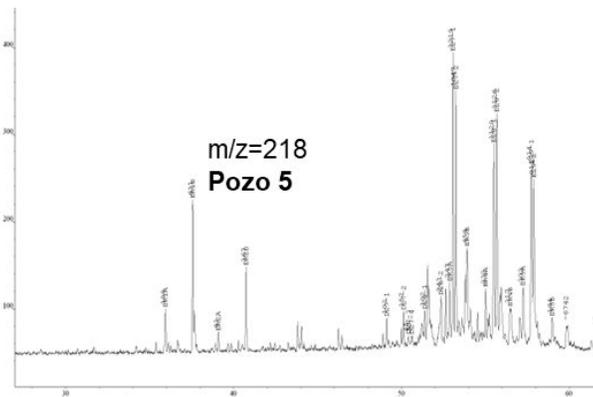
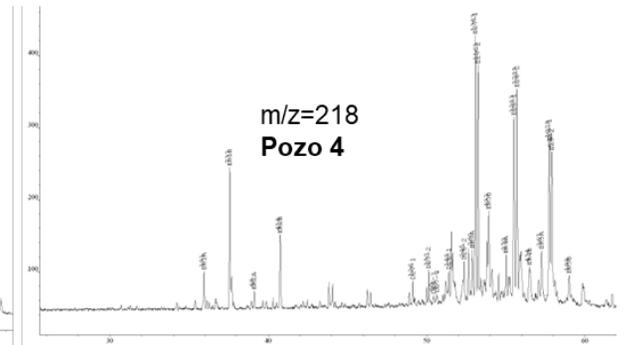
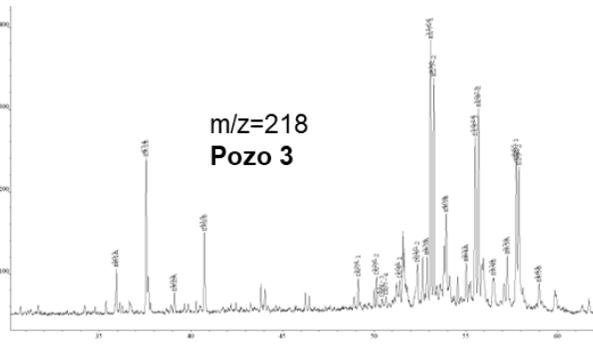
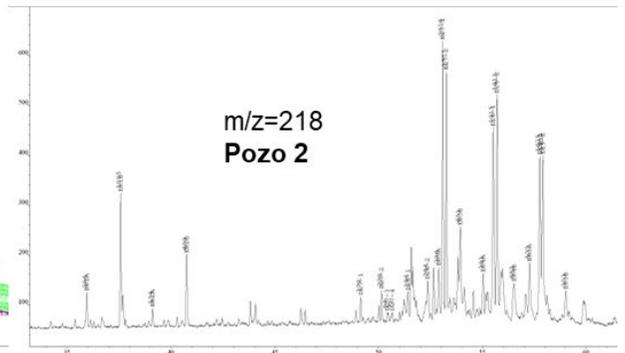
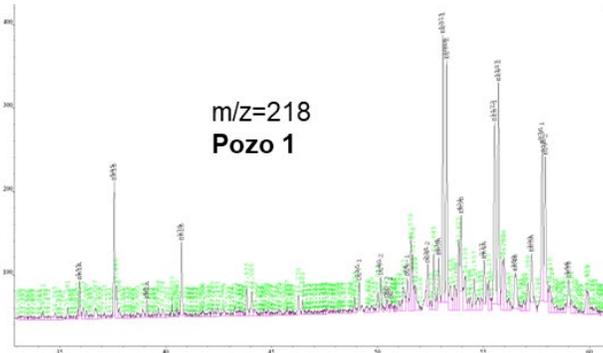
## ANEXO 3. Fragmentogramas empleados

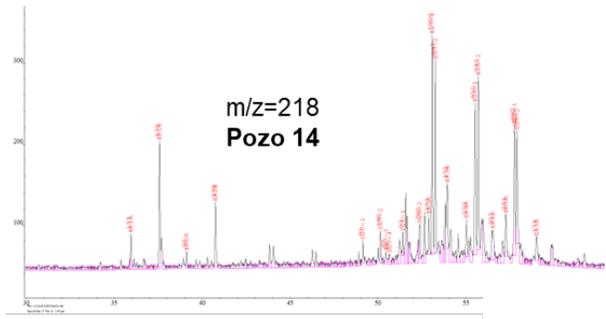
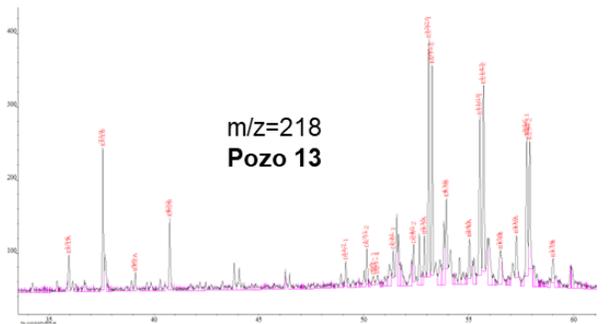
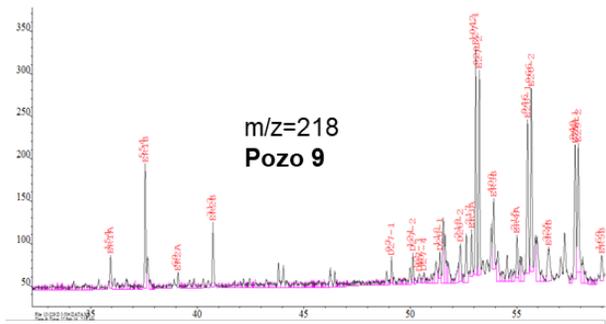
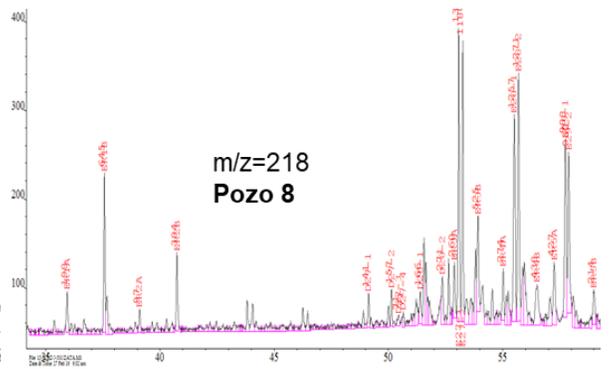
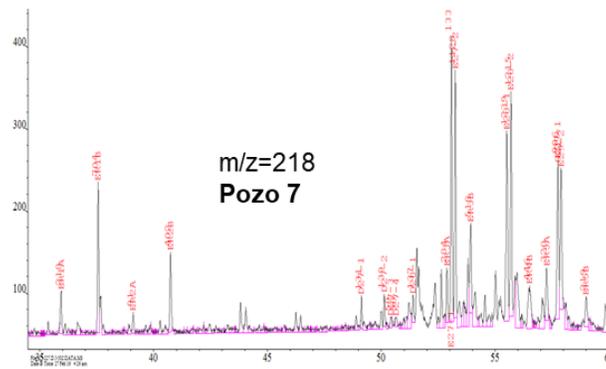
### 3.1. Ión m/z 99. Alcanos



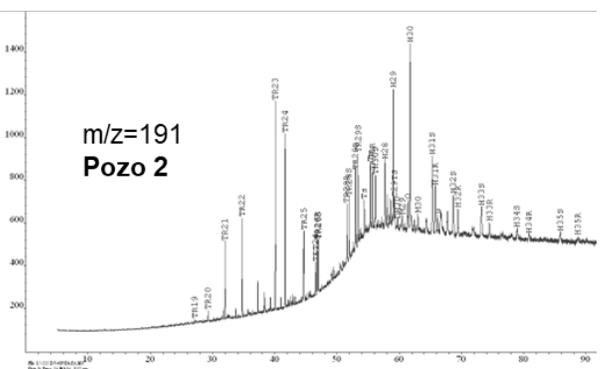
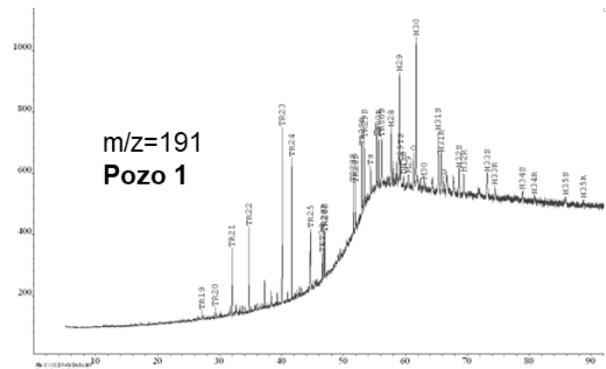


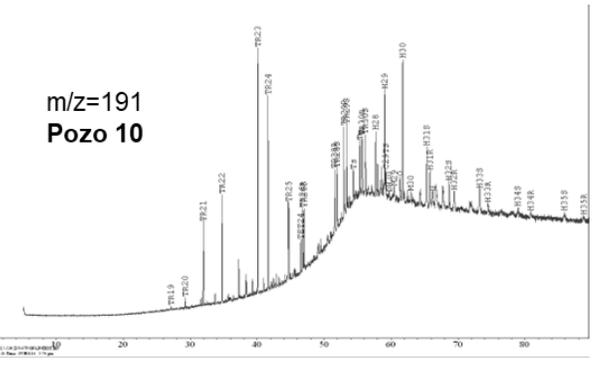
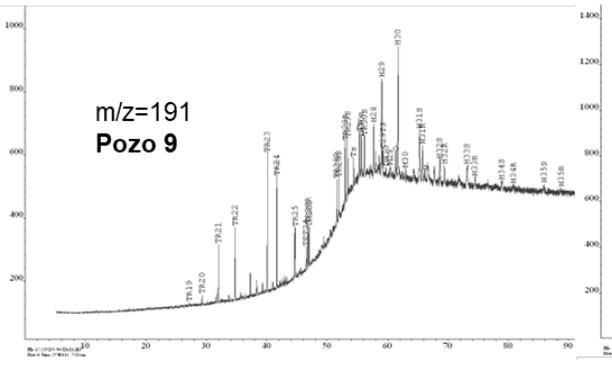
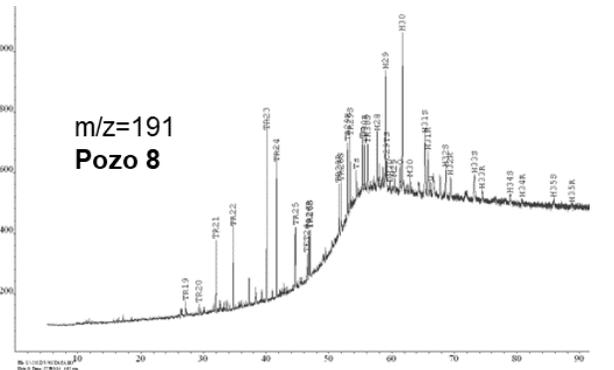
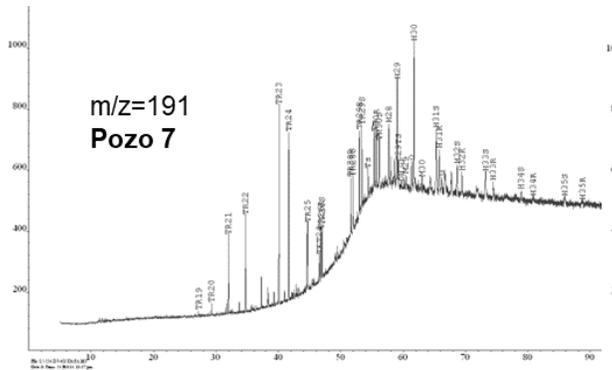
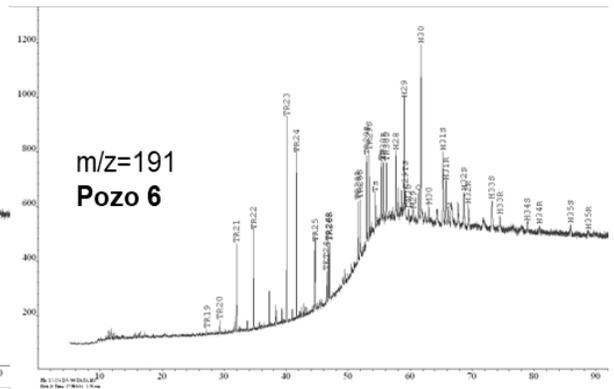
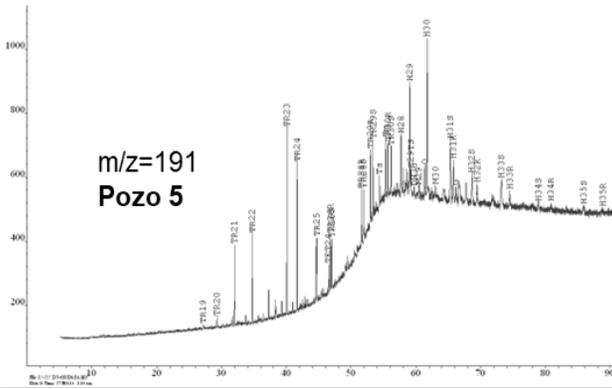
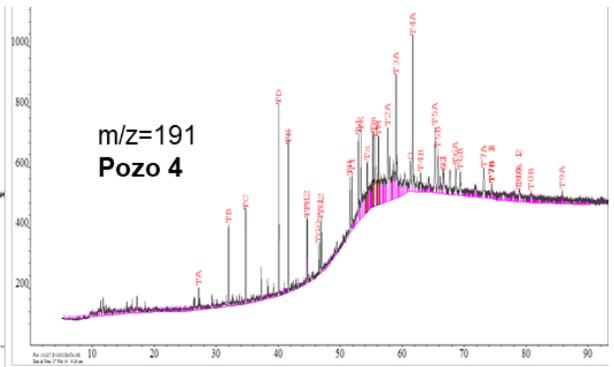
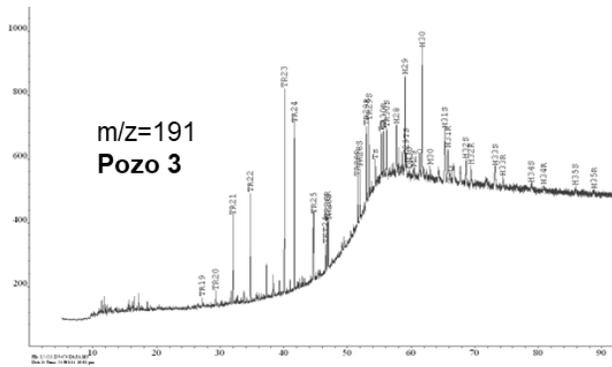
### 3.2. Ión m/z 218. Esteranos

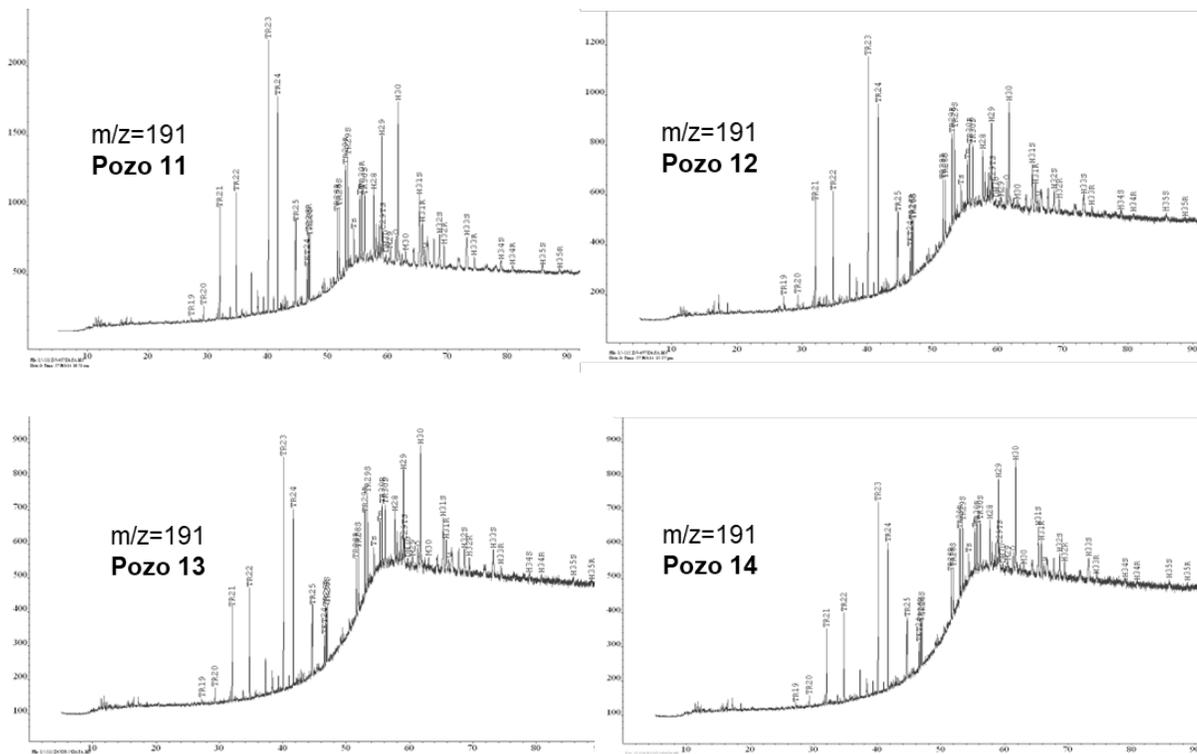




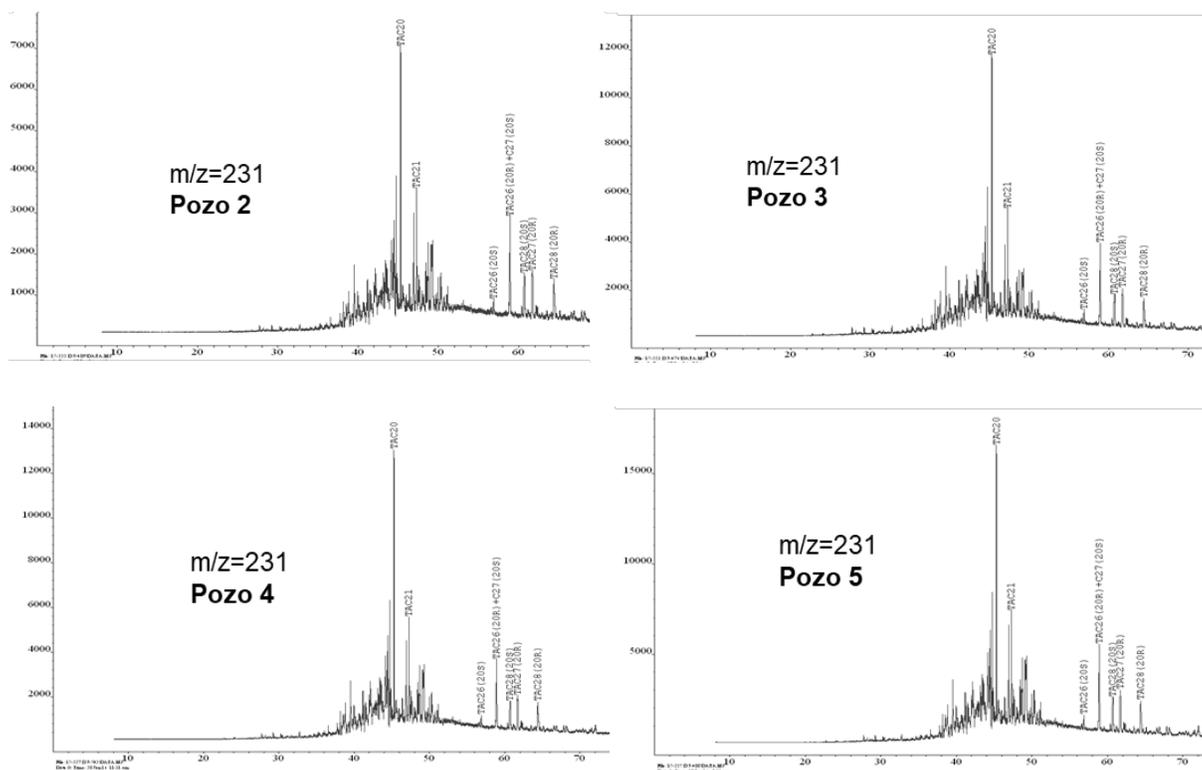
### 3.3. Ión m/z 191. Terpanos

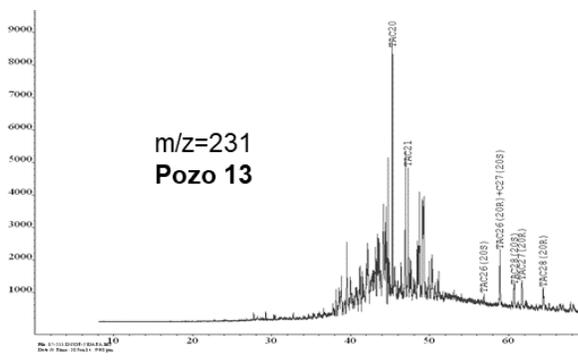
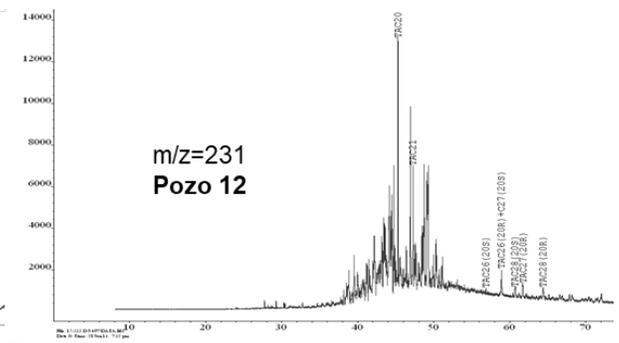
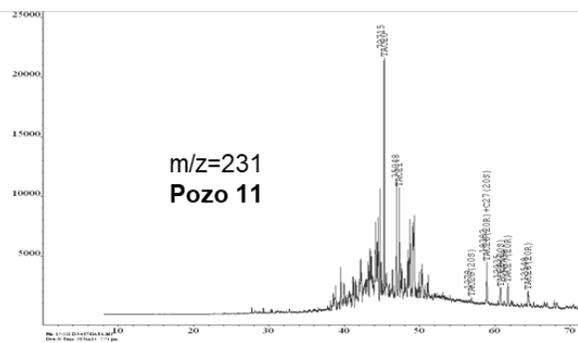
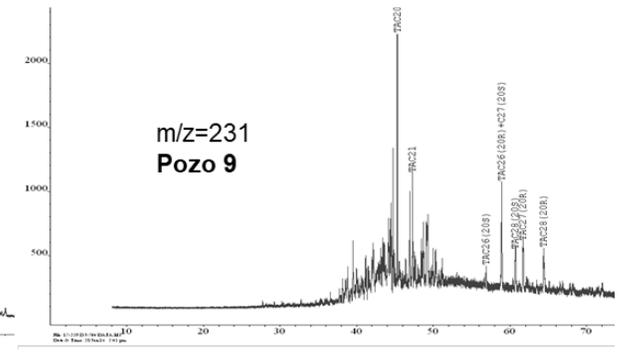
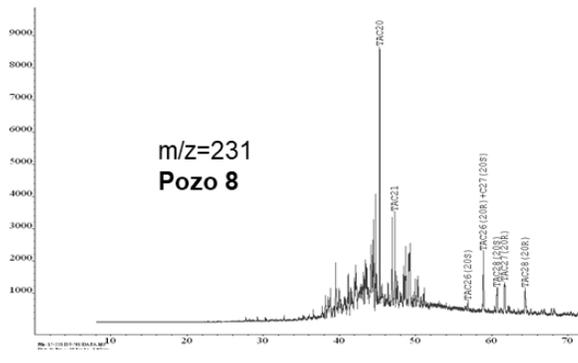
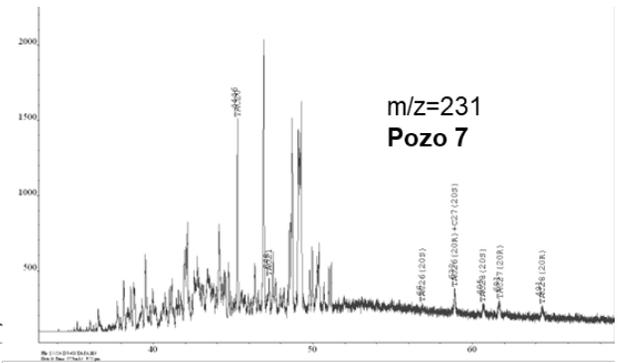
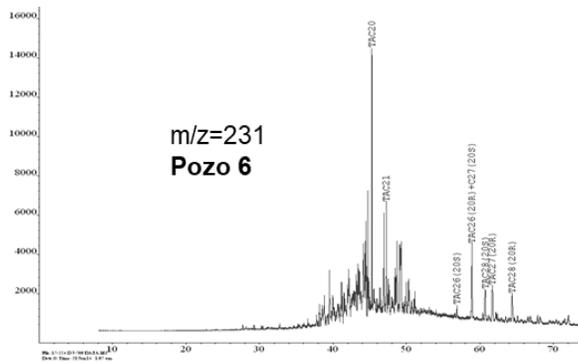




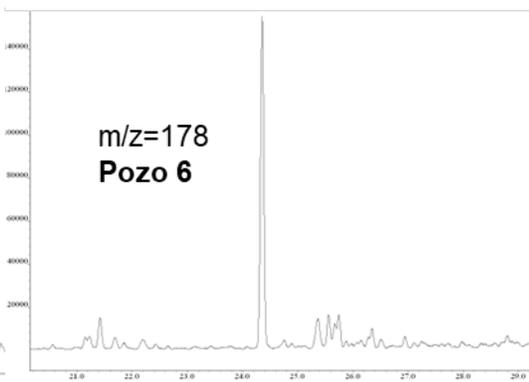
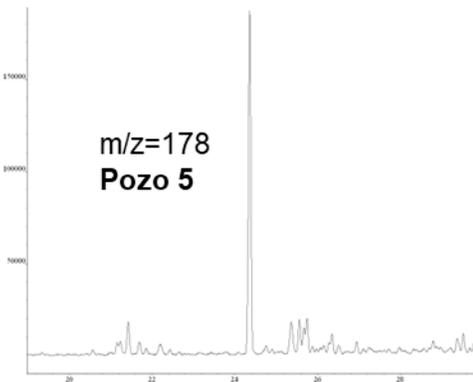
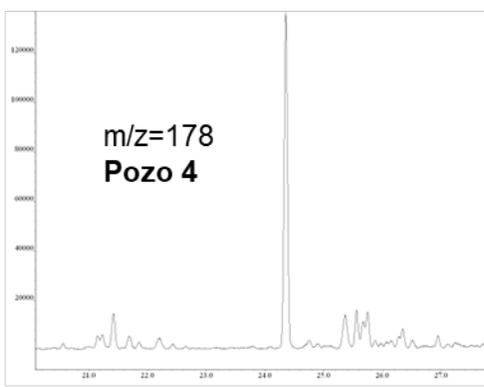
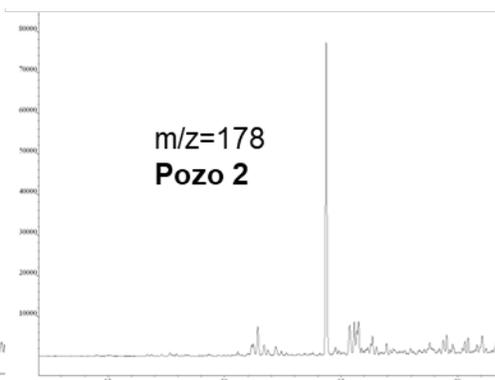
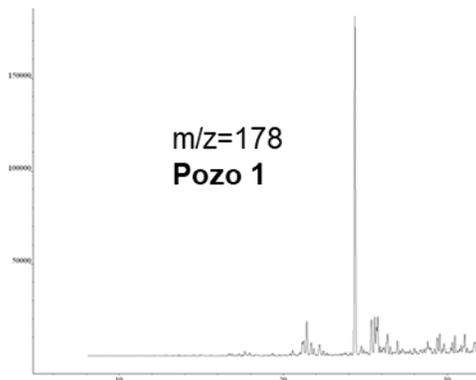


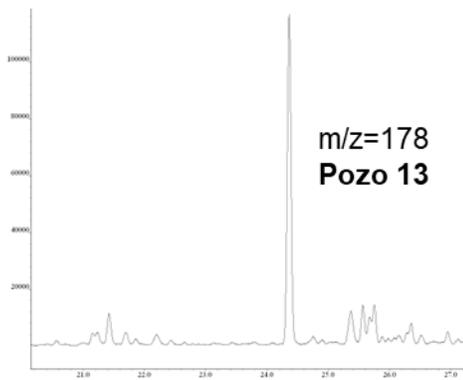
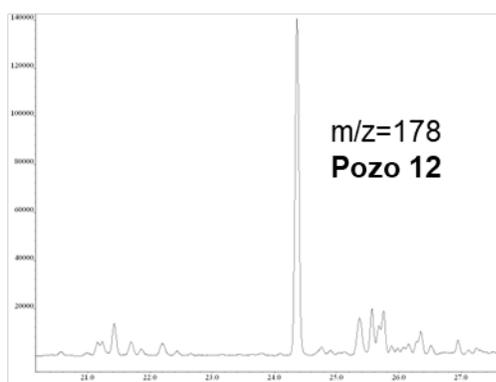
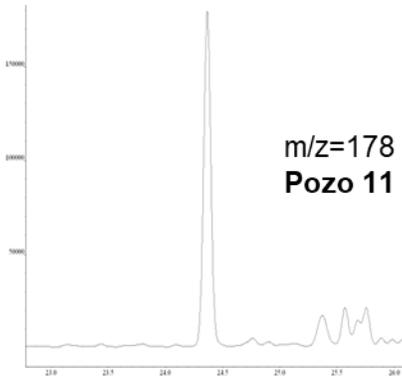
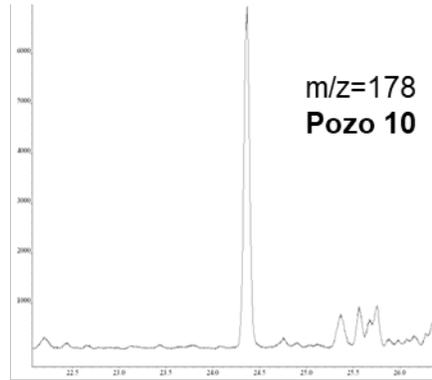
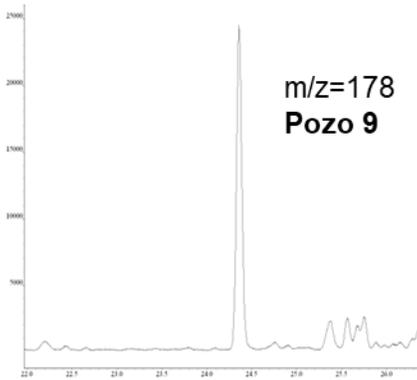
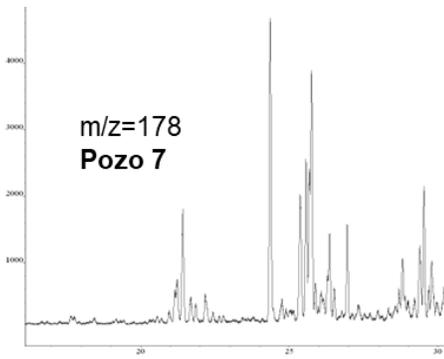
### 3.4. Ión m/z 231. Esteranos triarómicos



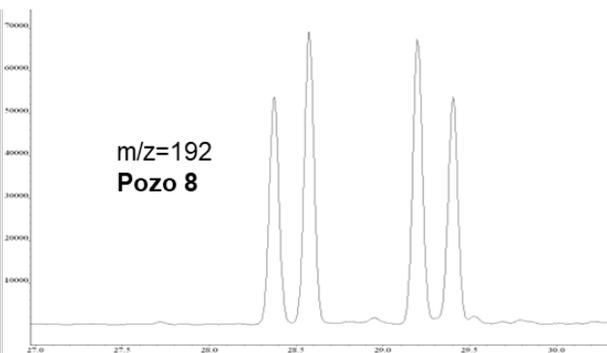
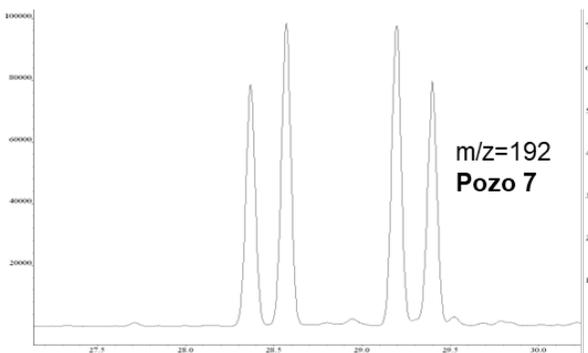
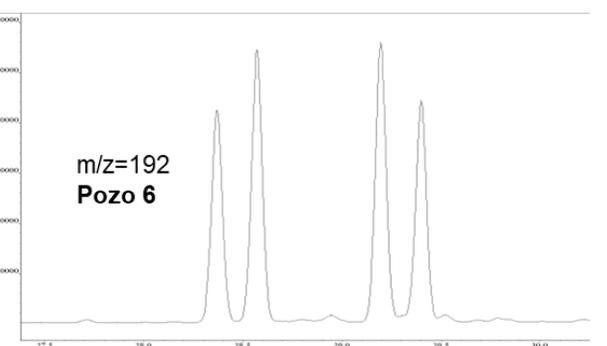
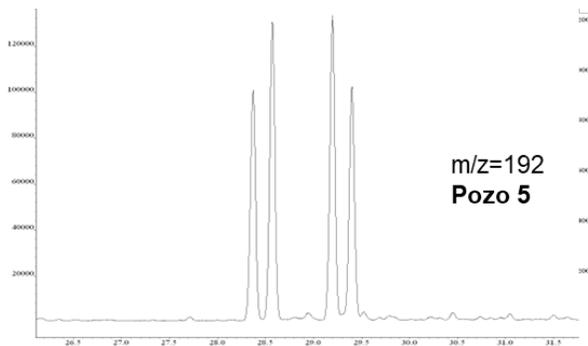
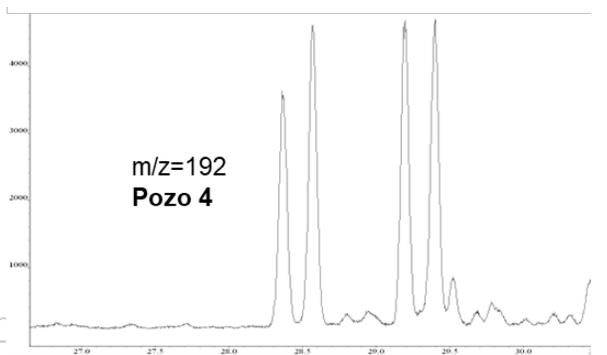
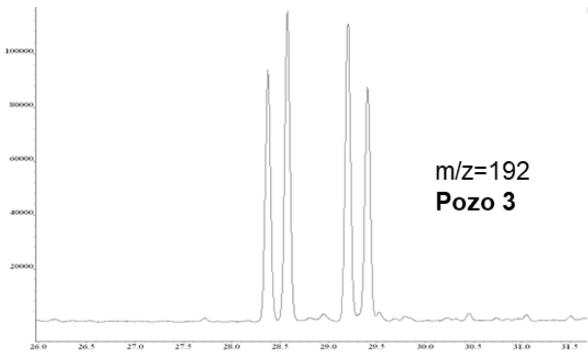
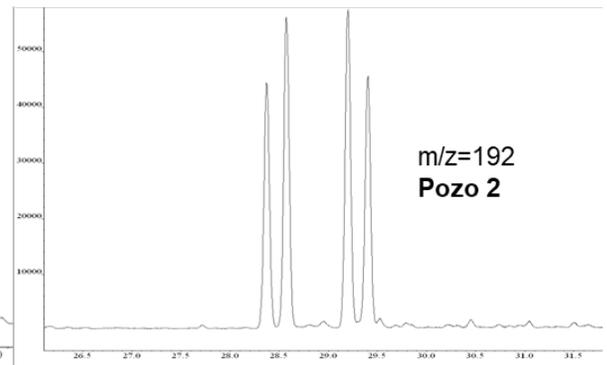
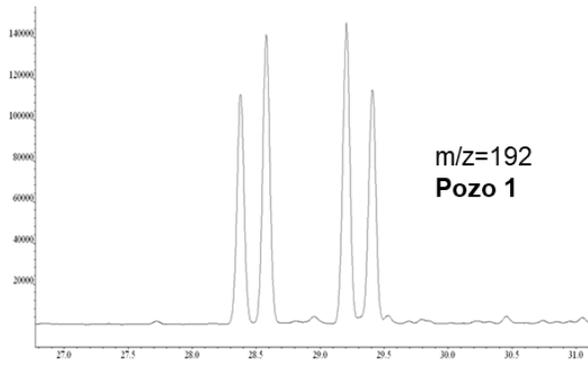


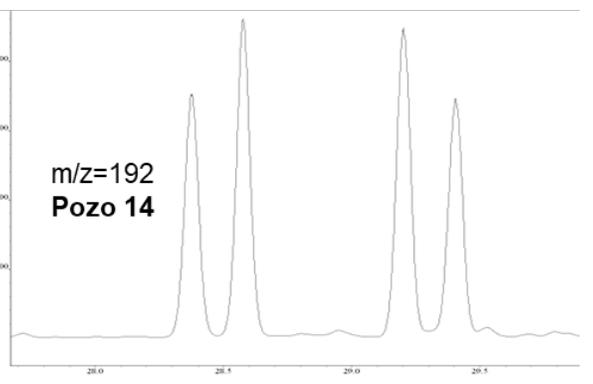
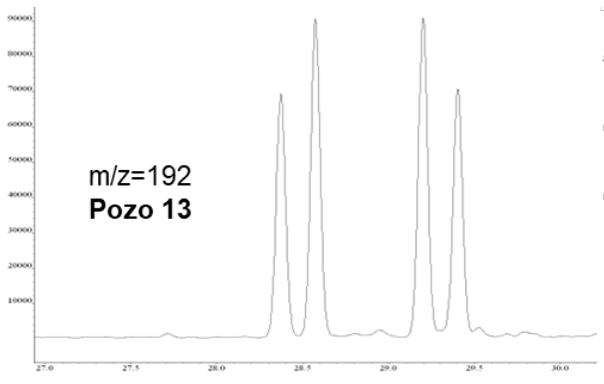
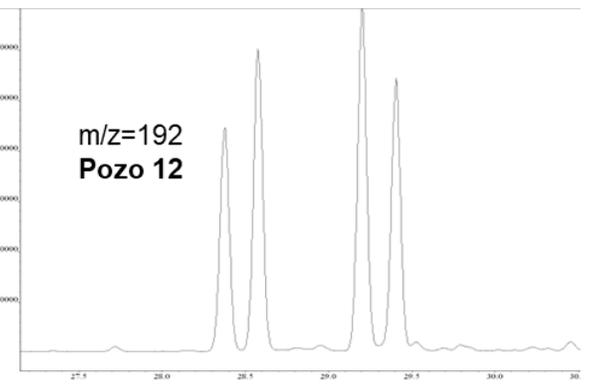
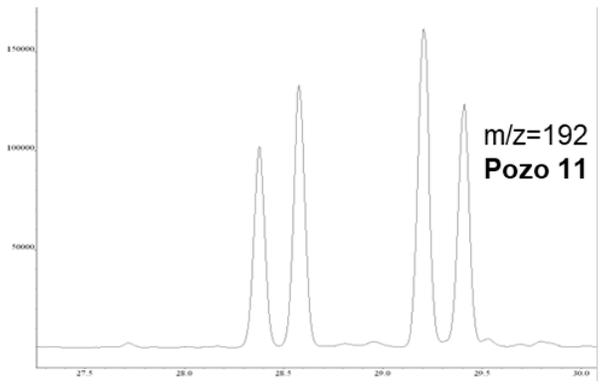
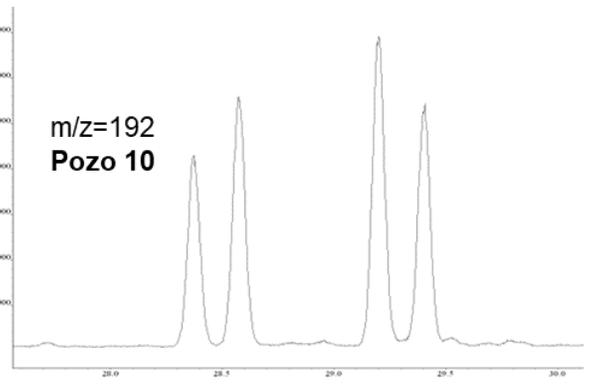
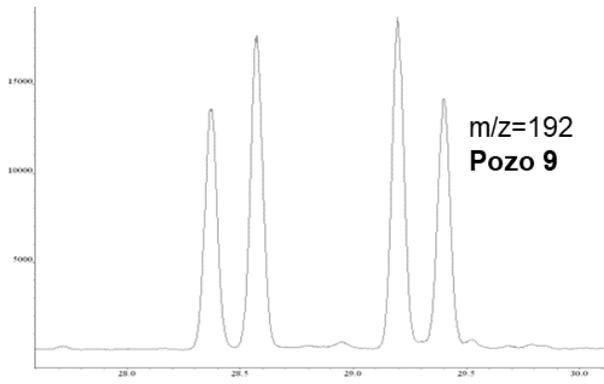
### 3.5. Ión m/z 178. Fenantreno



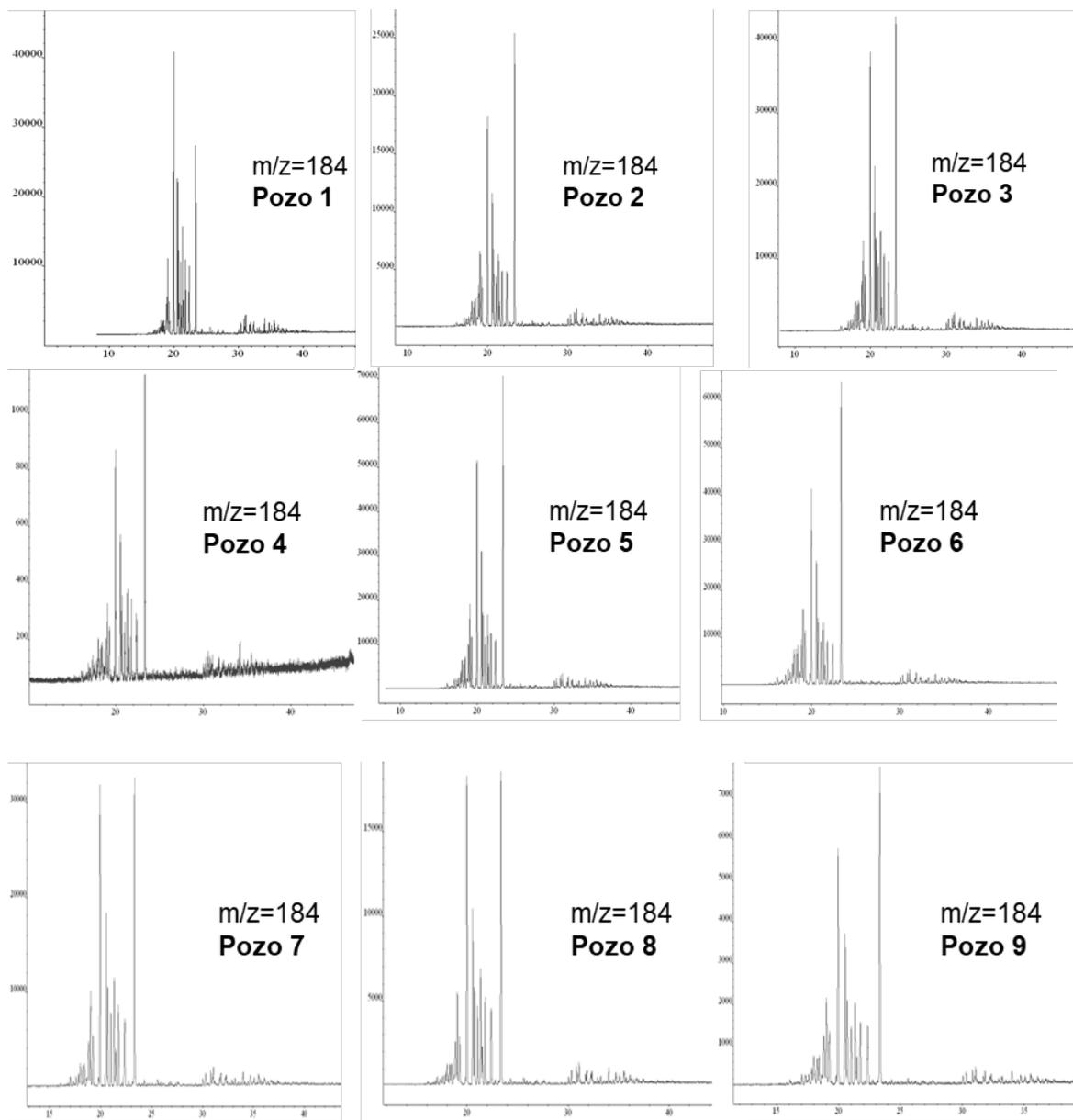


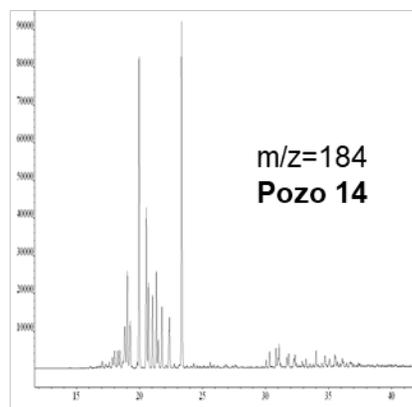
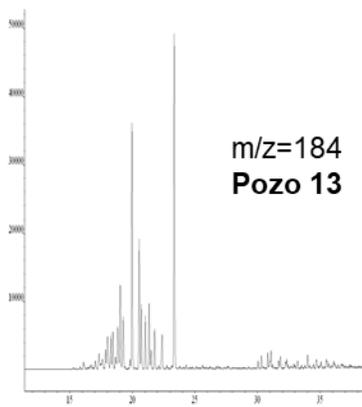
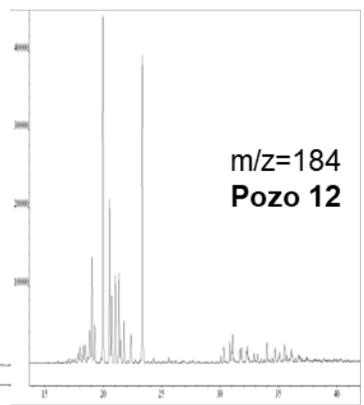
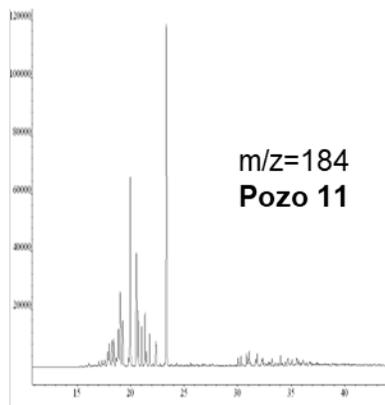
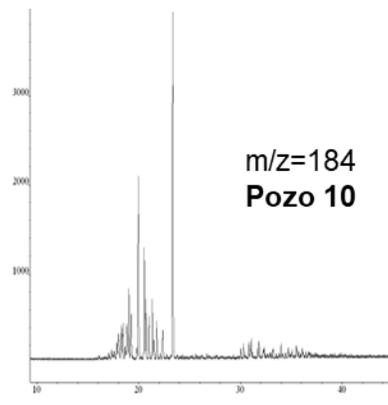
### 3.5. Ión m/z 192. Metil-fenantrenos



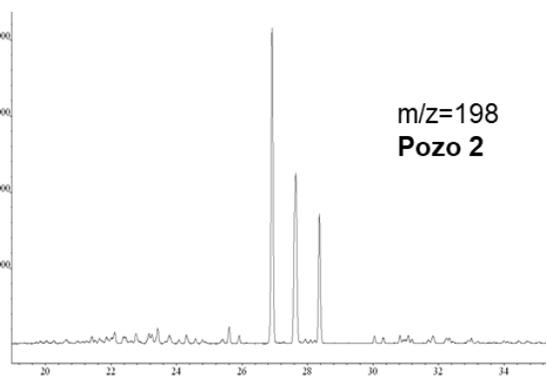
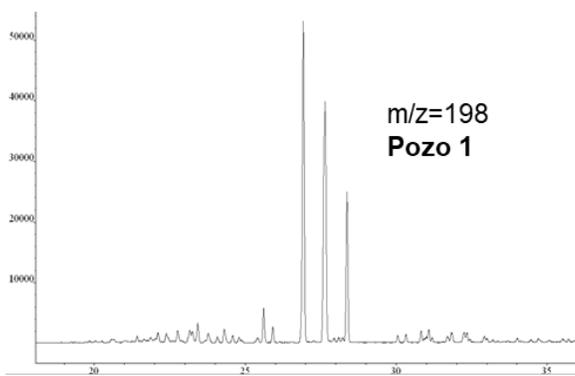


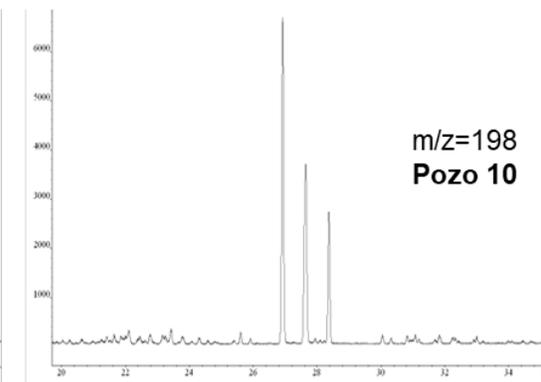
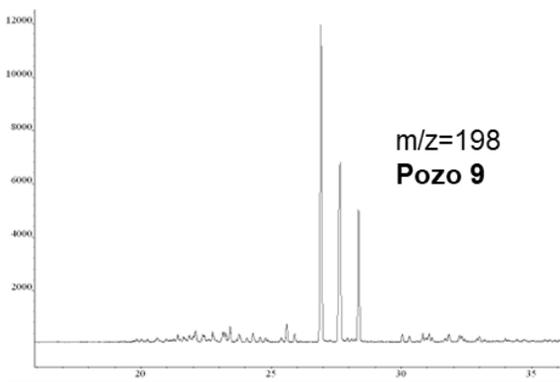
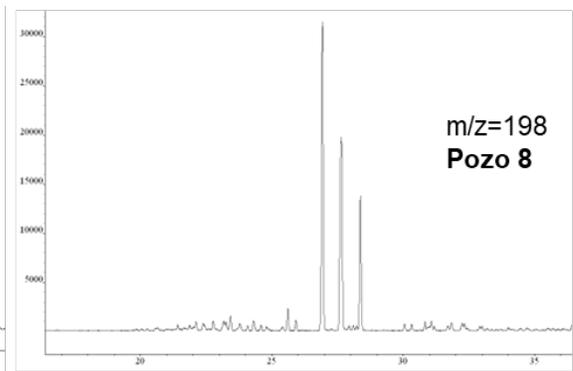
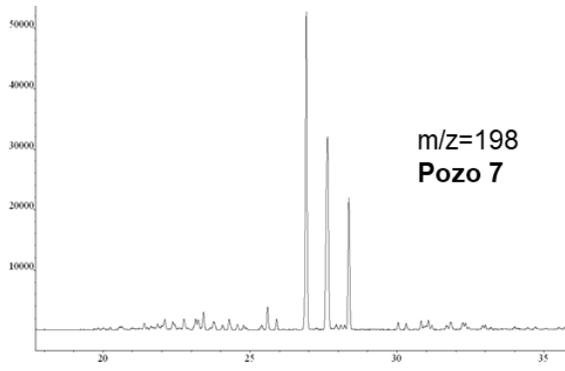
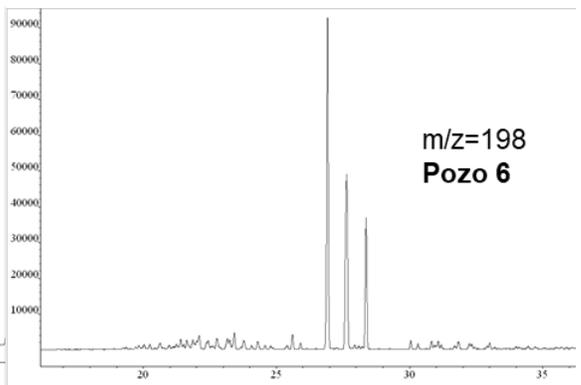
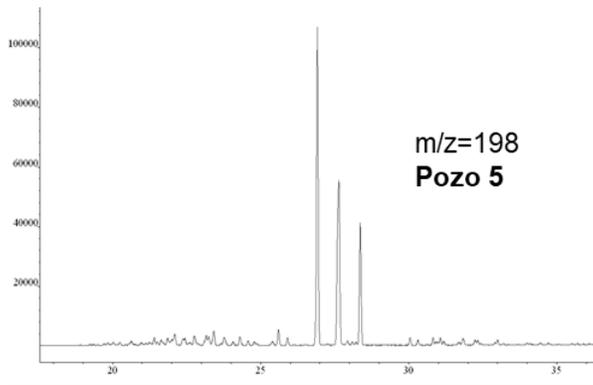
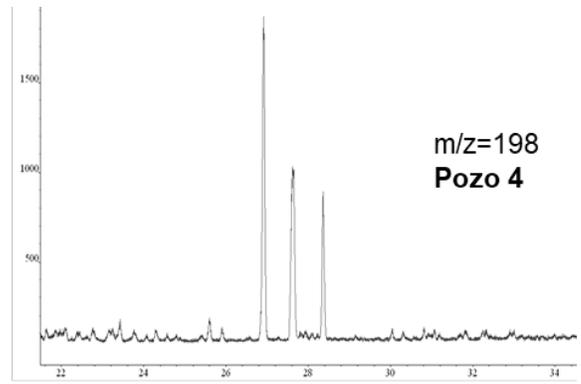
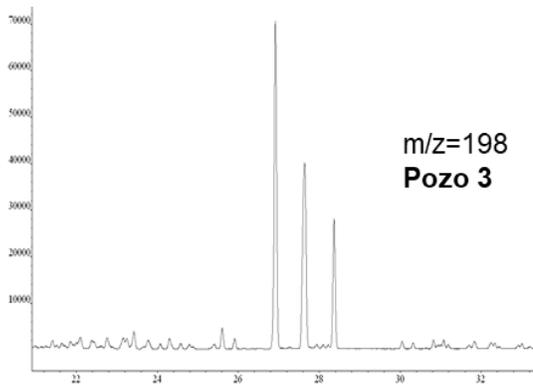
### 3.6. Ión m/z 184. Dibenzotiofeno

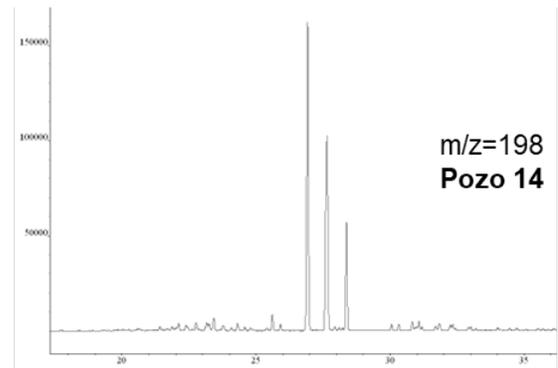
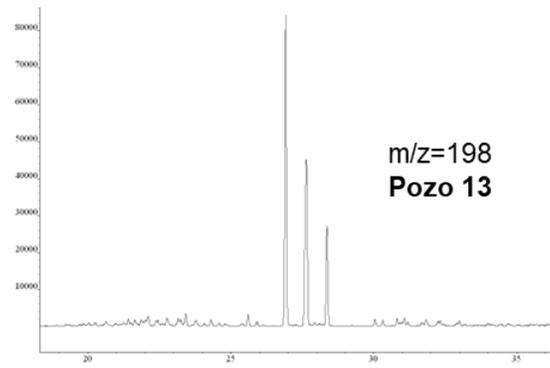
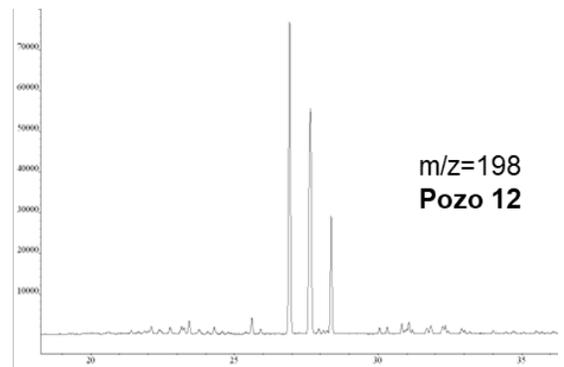
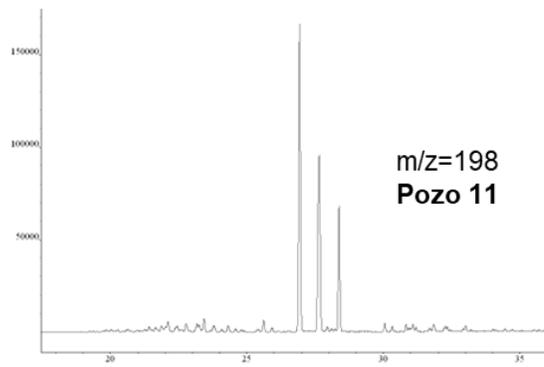




### 3.7. Ión m/z 198. Metil-dibenzotiofenos







## ANEXO 4. Parámetros calculados a partir de los valores de integración de áreas de los biomarcadores y marcadores aromáticos

### 4.1. Saturados

- $CPI = \frac{n-C23 + n-C25 + n-C27}{(n-C25 + n-C27 + n-C29) / 2} \times (n-C24 + n-C26 + n-C28)$ ; según Bray y Evans (1961).
- $OEP = \frac{(n-C21 + (6 \times n-C23) + n-C25)}{4} \times (n-C22 + n-C24)$ ; según Scalan y Smith (1970) y Tissot y Welte (1984).  
P= Pristano; F= Fitano.

### 4.2. Esteranos regulares, alfa-beta esteranos y diasteranos

- $\%C_n = \frac{[C_{n\alpha\alpha\alpha} (20S) + C_{n\alpha\alpha\alpha} (20R) + C_{n\alpha\beta\beta} (20S) + C_{n\alpha\beta\beta} (20R)]}{[\sum C_{27-29}]} \times 100$  (Moldowan y colaboradores, 1985).
- $Diasterano/C_{27} = \frac{[C_{27\beta\alpha} (20S) + C_{27\beta\alpha} (20R)]}{[C_{27\alpha\alpha\alpha} (20S) + C_{27\alpha\alpha\alpha} (20R) + C_{27\alpha\beta\beta} (20S) + C_{27\alpha\beta\beta} (20R)]}$  (Mello y colaboradores, 1988).
- $20S/20S+20R = \frac{[C_{29\alpha\alpha\alpha} (20S)]}{[C_{29\alpha\alpha\alpha} (20S) + C_{29\alpha\alpha\alpha} (20R)]}$  (Peters y colaboradores, 2005).
- $\beta\beta/\beta\beta+\alpha\alpha = \frac{[C_{29\alpha\beta\beta} (20R) + C_{29\alpha\beta\beta} (20R)]}{[C_{29\alpha\beta\beta} (20R) + C_{29\alpha\beta\beta} (20R) + C_{29\alpha\alpha\alpha} (20S) + C_{29\alpha\alpha\alpha} (20R)]}$  (Peters y colaboradores, 2005).

### 4.3. Terpanos (Peters y colaboradores, 2005)

- Índice Moretano:  $\frac{Moretano}{C30 \text{ Hopano}}$ .
- Índice Oleanano:  $(Oleanano / C30 \text{ Hopano}) \times 100$ .
- Índice Gammacerano:  $(Gammacerano / [Gammacerano + C30 \text{ Hopano}]) \times 100$ .

#### 4.4. Fenantreno y sus metil-fenantrenos

- MFI-1 (índice metilfenantreno)=  $1,5 \times ([2\text{-MF}] + [3\text{-MF}]) / (F + 1\text{-MF} + 9\text{-MF})$ ; según Radke y Welte (1983); MF=metilfenantreno, F=fenantreno.
- MFI-2 (índice metilfenantreno)=  $(3 \times 2\text{-MF}) / (F + 1\text{-MF} + 9\text{-MF})$ ; según Radke y colaboradores (1986).
- MFI-1' (índice metilfenantreno)=  $1,89 \times ([2\text{-MF}] + [3\text{-MF}]) / (F + 1,26 \times (1\text{-MF} + 9\text{-MF}))$ ; según Cassani y colaboradores (1988).
- MFR=  $2\text{-MF} / 1\text{-MF}$
- MPDF (factor de distribución)=  $(2\text{-MF} + 3\text{-MF}) / (2\text{-MF} + 3\text{-MF} + 1\text{-MF} + 9\text{-MF})$ ; según Kvaldeim y colaboradores (1987).
- Rc-1 (reflectancia de vitrinita calculada)=  $0,6 \times \text{MFI-1} + 0,4$ ; según Radke y Welte (1983).
- Rc-1'=  $-0,6 \times \text{MFI-1} + 2,30$ ; Según Radke y colaboradores (1986).
- Rc-2=  $-0,166 + 2,2424 \times \text{MPDF}$ ; según Kvaldeim y colaboradores (1987).
- Rc-3=  $0,7 \times \text{MFI-1} + 0,22$ ; según Boreham y colaboradores (1988).
- Rc-3'=  $-0,55 \times \text{MFI-1} + 3$ ; según Boreham y colaboradores (1988).

Nota: los valores de reflectancia de vitrinita calculada Rc-1, Rc-1', Rc-3 y Rc-3', fueron estimados utilizando el valor de MFI-1'.

#### 4.5. Dibenzotiofeno y sus metil-dibenzotiofenos

- MDR (relación metildibenzotiofenos)=  $(4\text{-MDBT} / 1\text{-MDBT})$ ; según Radke y colaboradores (1986).
- DBT/F (dibenzotiofeno/fenantreno).
- Rcm (reflectancia de vitrinita calculada a partir de MDR)=  $(0,073 \times (\text{MDR} + 0,51))$ ; según Sivan y colaboradores (2008).

## ANEXO 5. Descripción de facies sedimentarias Formación Merecure

**Tabla 16.** Características generales de las facies sedimentarias descritas en el modelo estratigráfico-secuencial y sedimentológico de la Fase II del EEII de la Formación Merecure, en Jusepín y Cotoperí (PDVSA, 2017)

Facies sedimentarias	Características generales
MRS-2 / TS-10	Canales y barras con influencia de mareas; depositados en el sistema de cortejo de bajo nivel (HST).
TS-10 / SB	Canales y barras con dominio fluvial tipo anastomosados con influencia de mareas; depositados en el sistema de cortejo de bajo nivel (LST).
<i>TS-8 / TS-7</i>	Depósitos de canales fluviales y barras de influencia de mareas.
<i>TS-7 / MRS-1</i>	
<i>MRS-1 / TS-6</i>	Depósito de barras costeras, barras próximo costeras a sub-litoral, barras de desembocadura con influencia de las mareas.
<i>TS-6 / TS-5</i>	Depósitos de canales fluviales con influencia de las mareas, litoral a sub-litoral, canales distributarios de dominio fluvial e influencia de las mareas.
<i>TS-5 / TS-4</i>	
<i>TS-4 / TS-2</i>	Depósitos de barras costeras, barreras próximo costeras a sub-litoral, nerítico, barras de desembocadura con influencia de las mareas. Marino-somero.
TS-2 / TS-1	
TS-1 / MTS-Inf.	Depósitos de barras costeras, depositados en el sistema de cortejo de alto nivel (HST).
MTS-Inf. / Formación Caratas	Primera fase de una superficie de máxima transgresión, barras costeras, depositados en el sistema de cortejo de alto nivel (HST).

## ANEXO 6. Información pruebas PVT

Tabla 17. Información pruebas PVT

Pozo	Prof. (pies TVDss)	Fecha muestreo	Tipo de muestra	Compañía	T Yac. (°F)	Presión Yac. (LPCA)	RGP Sep. (PCN/BN)	°API Sep.	Presión Sat. (LPCA)	Rs Dif. (PCN/BN)	%CO <sub>2</sub>
1	-17450	19/07/1998	Separador	SLB	300	12160			5687	2193	3,06
2	-15474	04/06/1999	Fondo	-	276	11600			5836		3,04
3	-15936	06/03/1996	Fondo	TOTAL	295				6155		3
3	-16295	16/03/1996	Fondo	TOTAL	300				6049		2,92
5	-17060	15/08/2001	Separador	SLB	316	8537	803	33,8	3960	1099	3,29
7	-16159	-	Fondo	-	318				4320		2,91
7	-16919	-	Fondo	-	325				4375		2,86
10	-17659	16/09/1996	Fondo	SLB	330	12350	592		3210	951	4,42
10	-17382	19/09/1996	Fondo	SLB	320	12006			2888	652	4,04
13	-16640	09/07/1998	Separador	SLB	306	11190	2193		6290	3600	3,47
13	-16245	18/08/1998	Fondo	SLB	304,7	11348	2411		6332	3594	4,75
14	-16175	02/02/2002	Fondo	SLB	301	9757,7	1855	34,7	6150	2629	4,68
15	-16295	30/12/1999	Fondo	SLB	302	9408		32,8	5955	2444	2,97
19	-17081	13/12/1999	Fondo	SLB	316	5800	694	28,4	3388	779	3,35
25	-18574	26/11/2009	Fondo	SLB	312	12415	797,2		2656	866,8	4,56

**Tabla 17.** Información pruebas PVT (Continuación)

Pozo	%N2	%C1	%C2	%C3	%iC4	%nC4	%iC5	%nC5	%C6	%C7	%C8	%C9	%C10
1	0,11	55,56	7,41	4,82	1,25	2,29	1,29	1,24	2,13	14,41	-	-	-
2	0,16	67,84	7,84	3,87	0,94	1,59	0,81	0,76	1,36	2,09	2,57	2,02	1,45
3	0,34	65,95	8,35	4,71	1,06	1,88	0,87	0,81	1,17	1,38	1,71	1,21	0,98
3	0,11	61,8	8,14	4,75	1,11	2,01	1	0,95	1,35	1,73	2,05	1,5	1,23
5	0,24	44,57	7,39	4,86	1,02	1,94	0,95	0,96	1,75	2,61	4,01	3,01	2,53
7	0,1	42,54	7,88	5,94	1,25	2,64	1,17	1,31	1,99	2,61	3,04	2,79	2,53
7	0,1	42,51	7,74	5,75	1,2	2,55	1,18	1,31	2,02	2,62	3,02	2,71	2,45
10	0,17	31,18	7,76	6,46	1,28	2,93	1,17	1,43	2,24	3	3,46	3,24	2,76
10	0,3	29,86	6,36	5,67	1,1	2,53	0,9	0,97	1,97	2,89	3,33	2,89	2,52
13	0,12	62,25	6,67	3,93	0,86	1,71	0,84	0,86	1,46	1,98	2,31	1,93	1,58
13	0,2	59,89	7,31	4,13	0,92	1,69	0,77	0,76	1,15	1,59	2,03	1,64	1,43
14	0,11	60,43	7	3,03	0,75	1,46	0,82	0,82	1,4	1,93	2,21	2,52	3,51
15	1,36	58,17	7,35	3,45	0,95	1,71	1,04	1,02	1,94	3,04	3,84	3,27	2,51
19	0,09	35,76	6,53	5,99	1,31	3,09	1,59	1,8	3,19	29,26	-	-	-
25	0,058	34,135	7,894	7,145	1,538	3,283	1,408	1,364	1,636	1,101	1,649	2,251	2,404

**Tabla 17.** Información pruebas PVT (Continuación)

Pozo	%C11	%C12	%C13	%C14	%C15	%C16	%C17	%C18	%C19	%C20+	Z	Suma C7+	Tipo de Fluido (POR %C7+)
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,44	100,01	20,85	CRUDO VOLÁTIL
2	0,82	0,5	0,49	0,34	0,21	0,16	0,15	0,12	0,11	0,77	100,01	-	GAS CONDENSADO
3	0,77	0,61	0,65	0,53	0,47	0,39	0,34	0,33	0,3	2,19	100	-	GAS CONDENSADO
3	0,95	0,79	0,82	0,68	0,63	0,52	0,47	0,45	0,41	3,63	100	-	PETRÓLEO VOLÁTIL
5	2,24	1,77	1,5	1,3	1,17	1,09	0,96	0,86	0,72	9,26	100	11,87	GAS CONDENSADO
7	2,06	1,72	1,88	1,57	1,43	1,18	1,03	1	0,92	8,51	100	-	PETRÓLEO VOLÁTIL
7	2	1,68	1,86	1,55	1,42	1,18	1,02	1	0,93	9,34	100	-	PETRÓLEO VOLÁTIL
10	2,04	26,46	-	-	-	-	-	-	-	-	100	3	GAS CONDENSADO
10	1,86	32,8	-	-	-	-	-	-	-	-	99,99	2,89	GAS CONDENSADO
13	1,07	0,98	0,81	0,69	0,6	0,51	0,44	0,41	0,33	4,19	100	6,17	GAS CONDENSADO
13	1,04	0,96	0,83	0,68	0,6	0,42	0,26	0,17	0,06	6,73	100,01	8,32	GAS CONDENSADO
14	0,97	0,85	0,74	0,62	0,61	0,57	0,53	0,38	0,37	3,69	100	5,62	GAS CONDENSADO
15	1,24	0,74	0,61	0,35	0,24	0,16	0,15	0,11	0,09	3,7	100,01	6,74	GAS CONDENSADO
19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,04	100	37,3	CRUDO NEGRO
25	2,359	2,19	1,951	1,707	1,727	1,644	1,525	1,263	1,281	13,923	100	-	GAS CONDENSADO