

# INFORME DEL ESTUDIO

Estudio Geoquímico de las Cuencas Sedimentarias Terrestres y Filtraciones de Petróleo  
de la República Dominicana

Diciembre 2023

## Descargo de Confidencialidad

Toda la información, materiales y datos, ya sea en forma tangible o intangible, relacionados con Geolog (la "Parte Reveladora"), sus filiales, sucursales y/o subsidiarias, sus actividades comerciales y/o activos y/o propiedades, sus tecnologías, actividades de investigación y desarrollo y propiedad intelectual que se intercambian o se ponen a disposición y/o divulgan por la Parte Reveladora al Lector (la "Parte Receptora") en el contexto de esta presentación y los anexos relacionados son de carácter naturaleza altamente confidencial ("Información Confidencial").

La Parte Receptora acepta y se compromete con (a) mantener estrictamente confidencial toda la Información Confidencial utilizando al menos el mismo grado de cuidado que utiliza para salvaguardar su propia información de naturaleza altamente confidencial (b) utilizar toda la Información Confidencial para ningún otro propósito que no sea la distribución interna (c) no comunicar ni divulgar a terceros ninguna Información Confidencial.

La Parte Receptora acepta expresamente que (i) la información Confidencial obtenida en virtud de esta presentación es y seguirá siendo propiedad exclusiva de la Parte Reveladora, y (ii) nada de lo contenido en esta presentación otorgará, o se interpretará como que otorga, a la Parte Receptora ningún derecho, título, propiedad, interés, licencia o cualquier otro derecho sobre la Información Confidencial.

## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	4
2.	REVISIÓN DE LA LITERATURA.....	4
3.	CAMPAÑA DE MUESTREO.....	5
4.	PROGRAMA ANALÍTICO .....	8
5.	MÉTODOS Y FLUJO DE TRABAJO ANALÍTICO .....	9
6.	RESULTADOS .....	12
6.1	Sedimentología – Digital Cuttings.....	12
6.2	Caracterización geoquímica inorgánica de muestras de roca .....	13
6.3	Petrografía de láminas delgadas.....	14
6.4	Micropaleontología.....	15
6.5	Caracterización de la roca fuente – TOC y pirólisis.....	16
6.6	Caracterización de la roca fuente: reflectancia de vitrinita y palinofacies.....	17
6.6.1	Reflectancia de la vitrinita .....	17
6.6.2	Palinofacies .....	19
6.7	Caracterización por cromatografía de gases (GC-FID) de hidrocarburos migrados y autóctonos (G9+) .....	20
6.8	Caracterización geoquímica de filtraciones de petróleo .....	21
6.8.1	Análisis de HRGC. ....	21
6.8.2	Análisis GC-MS y GC-MS/MS.....	22
6.8.3	Análisis EA-IRMS. ....	24
6.8.4	Correlación entre rocas de origen petrolífero .....	26
7.	CONCLUSIONES.....	29

## 1. INTRODUCCIÓN

El presente proyecto ha sido concluido para cumplir con el requerimiento del contrato adjudicado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) a Geolog denominado: "Ejecución de un estudio geoquímico, identificando y seleccionando áreas de interés exploratorio utilizando criterios geológicos, geoquímicos y geofísicos con enfoque en la exploración de hidrocarburos, posibilitando la información geoquímica de los diferentes elementos que conforman el Sistema Petrolero de las Cuencas Sedimentarias Terrestres Dominicanas, lo que permite apoyar futuros procesos competitivos de asignación de áreas para la exploración de petróleo y gas en la República Dominicana".

En los últimos años, la geoquímica del petróleo se ha caracterizado como una ciencia madura, lo que significa que se desarrollaron teorías y herramientas poderosas y notablemente exitosas para caracterizar las rocas madre y comprender el origen, la migración y la acumulación del petróleo. La geoquímica aumenta la eficiencia de la exploración al tener en cuenta muchas de las variables que controlan los volúmenes de petróleo disponibles para entrapamiento (carga), incluida la calidad y riqueza de la roca fuente, la madurez térmica y el momento de generación-migración-acumulación en relación con la formación de trampas. Además, la geoquímica es la clave de los sistemas petrolíferos porque es necesaria para establecer el vínculo genético entre el petróleo y la(s) roca(s) madre(s) potencial(es) y para cartografiar la extensión del sistema petrolero.

El objetivo del presente proyecto es establecer la ocurrencia potencial de acumulación de petróleo por medio de herramientas geoquímicas aplicadas a la exploración superficial. Por lo tanto, se han muestreado afloramientos, recortes de perforación y filtraciones de petróleo en diferentes cuencas de la República Dominicana y se han sometido a varios análisis geoquímicos para evaluar la ocurrencia y calidad de los diferentes elementos de un sistema petrolero, en particular la roca madre, la roca reservorio, la roca sello y la presencia de hidrocarburos, ya sea acumulados o migrados (útil para identificar rutas migratorias).

El presente documento y los adjuntos relativos informan los principales hallazgos del estudio, que también se discuten en detalle en una presentación dedicada realizada por el personal de Geolog Technologies (GeoTech) a representantes técnicos y gubernamentales de la República Dominicana.

## 2. REVISIÓN DE LA LITERATURA

La literatura sobre los Sistemas Petroleros de la República Dominicana no es particularmente rica; en el [Anexo 2.0](#) se ha recogido una selección de los trabajos más interesantes publicados en los últimos veinte años.

Una revisión exhaustiva de la literatura y los datos disponibles fue editada durante una colaboración entre los gobiernos de Cuba y la República Dominicana por un grupo de expertos (2006 – Capriles et al.).

Más recientemente, dos grupos de investigadores de la Universidad Complutense de Madrid y de la Universidad de Houston han sido muy activos en este tema. Una publicación especial de la Sociedad

Geológica de Londres incluye sus estudios más recientes (Davison, I., Hull, J. N. F. y Pindell, J. Eds -2021 - **The Basins, Orogens and Evolution of the Southern Gulf of Mexico and Northern Caribbean. (Las cuencas, orógenos y evolución del sur del Golfo de México y el norte del Caribe).** - Sociedad Geológica, Londres, Publicaciones Especiales, 504, 437–478).

En síntesis, los posibles aspectos críticos de los sistemas petroleros de todas las cuencas de la República Dominicana han sido definidos de la siguiente manera:

1. Es probable que los depósitos de arenisca sean de mala calidad porque la arenisca del Cretácico-Cenozoico se deriva principalmente de la erosión de rocas ricas en arcilla y pobres en cuarzo del margen correspondiente a la placa del Caribe. Los yacimientos carbonáticos del Caribe, con algunas excepciones, no han tenido éxito en esta región (para una revisión más completa de la literatura sedimentológica, véase el informe pertinente en el [Anexo 6.1](#)).
2. Es probable que las trampas estructurales sean complejas y estén cortadas por fallas generalizadas del Neógeno.
3. Es probable que la(s) Roca(s) madre(s) sean pobres a regulares, depositadas en ambientes disóxicos (Querógeno II/III a III) y confinadas a depocentros más pequeños.
4. El tiempo es un tema clave que debe ser abordado y evaluado en cualquier exploración futura en la cuenca.

Los puntos 3 y 4, es decir, la presencia y maduración de la(s) roca(s) madre(s), son probablemente los más preocupantes en términos de potencial de hidrocarburos en la zona.

Todos los autores coinciden en la necesidad de una definición más detallada del Sistema o Sistemas Petroleros a través de la adquisición de nuevos datos centrados en particular en las rocas madre.

### **3. CAMPAÑA DE RECOLECCIÓN DE MUESTRAS**

En este capítulo se aborda la primera fase del estudio que abarca desde la planificación hasta la recogida de muestras litológicas a nivel de las formaciones geológicas de interés que conforman los elementos de los posibles sistemas petroleros de las diferentes cuencas.

Se utilizó información de la Base de Datos del MEM, así como columnas estratigráficas, y descripciones de Rocas madre, reservorio y sello destacadas en el documento denominado "1ª Ronda de Licencias de la República Dominicana". En cuanto a los mapas geológicos y topográficos, y los informes descriptivos, fueron proporcionados por el Servicio Geológico Nacional (SGN), sirviendo como antecedente principal para el proyecto.

Las actividades de esta primera etapa se han dividido en dos fases:

La primera fase fue la planificación previa al muestreo, donde se evaluaron los antecedentes del área a estudiar, mapas geológicos y topográficos, así como los caminos de acceso a las localidades tipo. Durante esta fase, Geolog ha digitalizado las formaciones geológicas aflorantes de interés a través de los mapas geológicos, con el fin de visualizar la extensión de área de las cuencas a evaluar y preparar un muestreo representativo.

La segunda fase consistió en la observación geológica detallada, recolección de datos y muestras representativas de roca fresca (no meteorizada) a nivel de las formaciones de interés para las cuencas Azua, Enriquillo, Cibao, San Juan y Llanura Oriental.

Todos los mapas geológicos fueron georreferenciados y escalados en Google Earth para ubicar espacialmente características geográficas únicas definidas dentro de un sistema de coordenadas y datum específicos. Se hizo especial referencia a las coordenadas del mapa frente a la imagen satelital, aunque en algunos casos se confirmaron con las carreteras de la zona, la hidrografía y con los rasgos topográficos más destacados en cada localidad. Además, se digitalizaron cada una de las formaciones geológicas aflorantes en las distintas cuencas estudiadas, convirtiendo la información geográfica disponible en formatos analógicos a digitales.

Todas las muestras seleccionadas fueron representativas de las formaciones de interés y se hizo hincapié en la identificación petrográfica, estructuras sedimentarias, reacciones minerales, con el objetivo de comparar rocas pertenecientes a formaciones de la misma edad en diferentes partes de las áreas objeto de estudio. Otro factor importante, que en algunos casos era difícil de conseguir, era conseguir que la roca estuviera lo más fresca posible, evitando niveles erosionados. Una vez recolectadas, las mismas fueron numerados, marcados, etiquetados y colocados en bolsas de plástico para protegerlos de la abrasión o la contaminación. En cuanto a las muestras requeridas para la descripción micropaleontológica, se orientaron con respecto a la parte superior estratigráfica de la secuencia evaluada, teniendo especial cuidado en evitar la contaminación cruzada con muestras de otras localidades.

Se tomaron un total de 159 muestras, de las cuales 133 corresponden a afloramientos distribuidos a lo largo de las formaciones de afloramiento de interés para todas las cuencas evaluadas, adicionalmente se completaron con 26 muestras de esquejes de siembra. La selección del muestreo fue puntual, donde la calidad del afloramiento y las condiciones geomorfológicas y/o de vegetación lo permitieron. Se tomaron en proporción al área de afloramiento para lograr una cobertura de área que permitiera definir buenos patrones correlativos entre las formaciones geológicas y las cuencas.

Las muestras de afloramiento muestreadas por cada cuenca son:

**Cuenca Azua (23 muestras)** – Fm. Neiba (0), Fm. Ventura (4), Fm El Número (3), Fm. Jura (4), Fm. Ocoa (4), Fm. Sombrerito (4) y Fm. Trinchera (4).

**Cuenca Enriquillo (22 muestras)** - Fm. Neiba (6), Miembro Aguacate de Neiba (1), Fm. Sombrerito (8), Fm. Trinchera (2), Fm. Angostura (3) y Fm. Jimaní (2).

**Cuenca Cibao (50 muestras)** – Fm. La Toca (4), Gr. Tabera (4), Fm. Altamira (5), Fm. Cercado (10), Fm. Gurabo (14), Fm. Mao Adentro (3) y Fm. Mao (10).

**Cuenca San Juan (12 muestras)** – Fm. Trois Revieres (3), Fm. Ventura (3), Fm. Jura (1), Fm. Neiba (1), Fm. Sombrerito (2) y Fm. Trinchera (2).

**Cuenca Llanura Oriental (17 muestras)** – Fm. Las Guayabas (4), Fm. Río Chavón (4), Fm. Loma de Anglada (4), Caliza del Cretácico Superior (2), Fm. Yanigua (2) y Fm. Los Haitises (1).

**Cuenca Cibao Este (4 muestras)** – Fm. Las Guayabas (4).

**Cordillera Central (5 muestras)** – Fm. Rio Blanco (Grupo Tireo) (5)

**Esquejes de perforación (26 muestras)** - Pozo Caño Azul-1 (8 muestras – Posible Mioceno, Posible Mioceno– Oligoceno y Posible Oligoceno); Pozos Maleno Este-1 y Maleno Este-2 (18 muestras – 5 Fm. Arroyo Blanco y 13 Fm. Trinchera).

Un informe detallado describe la campaña de muestreo, la cual está disponible junto con los mapas georreferenciados y la ubicación del muestreo está disponible en el [Anexo 3.0](#).

En el [Anexo 3.1](#) se pueden apreciar las imágenes de las muestras de afloramiento.

#### 4. PROGRAMA ANALÍTICO

A continuación, se presenta un resumen de las muestras analizadas, clasificadas por cuenca y tipo de análisis desarrollado. Se adjunta al presente documento un manifiesto de muestra detallado con una descripción exhaustiva de la muestra y los análisis realizados como hoja de cálculo separada (**Anexo 4.0**). El presente programa analítico difiere del acordado originalmente. Esto se debe a los resultados experimentales obtenidos, que requirieron enmiendas para hacer frente a la calidad de la muestra encontrada y la abundancia orgánica.

*Tabla 4. 1. Resumen de los análisis de caracterización inorgánica realizados en la presente campaña.*

Ubicación	DRX	FRX	Digital Cuttings	Láminas delgadas y Petrografía	Paleontología
<b>Azua</b>	23	23	23	8	4
<b>Enriquillo</b>	22	22	22	8	4
<b>Cibao</b>	50	50	50	7	7
<b>San Juan</b>	12	12	12	1	3
<b>Llanura Oriental</b>	17	17	17	2	4
<b>Cibao Este</b>	4	4	4	1	-
<b>Río Blanco (Cordillera Central)</b>	5	5	5		
<b>Recortes de Perforación (Maleno1, Maleno2, Caño Azul)</b>	26	26	26		

*Tabla 4.2. Resumen de los análisis de caracterización orgánica realizados en la presente campaña.*

Ubicación	G9+	TOC	Pyr	Ro%	Palinofacies	GCMS	GCMSMS	HRGC	d13C
<b>Azua</b>	23	13	9	5	7				
<b>Enriquillo</b>	22	22	7	4	7	-	-	-	-
<b>Cibao</b>	50	50	6	5	13	-	-	-	-
<b>San Juan</b>	12	12	6	3	4	-	-	-	-
<b>Llanura Oriental</b>	17	17	5	3	4	-	-	-	-
<b>Cibao Este</b>	4	4	2	1	1	-	-	-	-
<b>Río Blanco</b>	5	5	5	1*					6
<b>Esquejes - (Maleno1, Maleno2, Caño Azul)</b>	26	26	23						
<b>Filtraciones de petróleo</b>						6	3	3	6

\*Analizado por espectroscopía Raman para obtener un porcentaje de Ro% equivalente



**5. MÉTODOS Y FLUJO DE TRABAJO ANALÍTICO**

El flujo de trabajo analítico general adoptado en el presente estudio se presenta en la Fig. 5.1.

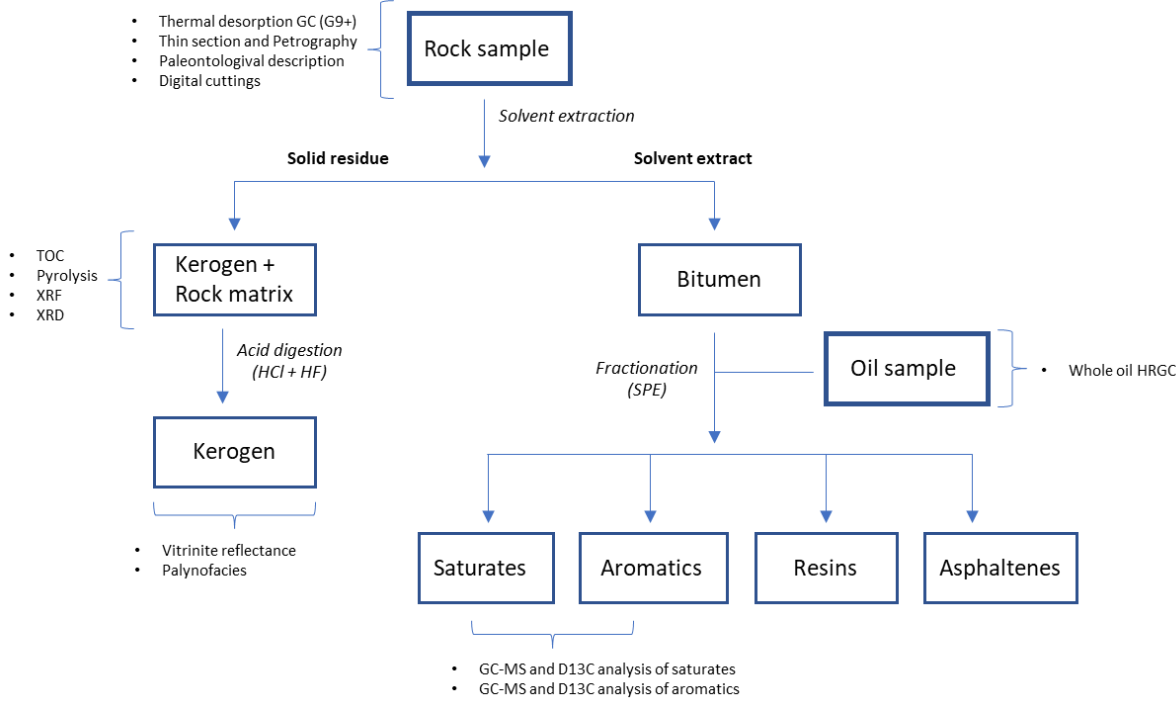


Figura 5. 1. Flujo de trabajo analítico adoptado en la presente campaña.

A continuación, se presenta una breve descripción de los diferentes análisis realizados en este estudio. En el apéndice adjunto al presente informe se presenta un procedimiento analítico detallado.

- **COT (Carbono Orgánico Total).** El Carbono Orgánico Total se determina en muestras de roca lavadas y secas (con disolvente) utilizando un analizador de carbono Elemental® Vario TOC Select®, que oxida la muestra a 980 °C. Antes del análisis, la muestra se trata con HCl para eliminar los carbonatos. La calibración y el control de calidad se llevan a cabo utilizando estándares certificados. El análisis tiene como objetivo determinar la abundancia de materia orgánica en las muestras de roca madre (potencial), lo que a su vez afecta su capacidad para generar hidrocarburos.
- **Pirólisis.** La pirólisis se lleva a cabo utilizando un instrumento de pirólisis de flujo a granel-FID (GeoPyrolysis®) similar a un instrumento RockEval. La calibración y el control de calidad se llevan a cabo utilizando estándares certificados. Permite la determinación de S1, S2, Tmax y permite calcular el potencial de producción (PP), el índice de producción (PI) y el índice de hidrógeno (HI). Los experimentos de pirólisis se utilizan para comprender el tipo de materia orgánica en una roca madre (potencial), así como su madurez térmica.

- Cromatografía de Gases de Desorción Térmica (TD-GC). Caracterización detallada de hidrocarburos extraídos térmicamente (330°C) de muestras de roca utilizando un instrumento propio (G9+®). Caracterización GC-FID del perfil C9-C35, incluyendo zonificación en hidrocarburos ligeros, medianos y pesados, estimación de madurez/biodegradación del petróleo mediante biomarcadores (pr/nC17 y ph/nC18) y determinación de UCM. Se utiliza como herramienta de cribado para seleccionar muestras para análisis más avanzados.
- Reflectancia de la vitrinita (Ro%). Esta medición permite obtener información sobre la madurez térmica del querógeno. Representa la metodología de referencia en la industria para la evaluación de la madurez térmica. Las mediciones se pueden realizar en muestras de roca lavada con disolvente (tapones pulidos) o concentrados de querógeno. La medición de la reflectancia se realiza en vitrinita/huminita (preferiblemente telocollinita) bajo aceite de inmersión en aceite a una longitud de onda de 546 nm (luz no polarizada). Las descripciones macérales siguen las directrices establecidas por el ICCP (1963, 1971, 1975) y la ISO (1994 c).
- Descripción de Palinofacies. El propósito de este análisis es proporcionar indicaciones sobre la composición del querógeno (determinación de palinofacies) y la madurez de la roca fuente (Índice de Alteración Térmica). Estos análisis normalmente se integran con otros datos (por ejemplo, datos de pirólisis, reflectancia de vitrinita). A continuación, el contenido palinológico se analiza mediante microscopía de luz transmitida, mientras que el TAI se mide observando los cambios de color de los esporomorfos (es decir, el polen y los granos de esporas) bajo un microscopio de luz transmitida.
- Cromatografía de Gases - Espectrometría de Masas (GC-MS) análisis de las fracciones saturadas y aromáticas. Este análisis proporciona la composición detallada de la fracción saturada en términos de n-alcános, isoprenoides y biomarcadores, incluidos esteranos y terpanos (biomarcadores saturados), así como componentes aromáticos policíclicos (C10-C22), incluidos esteranos monoaromáticos y triaromáticos. Con el fin de separar el extracto/aceite entero en fracciones saturadas y aromáticas (también, eliminando las fracciones de resina y asfáltenos), se lleva a cabo un paso de fraccionamiento preanalítico mediante el uso de cartuchos de sílice de extracción en fase sólida (SPE).
- Cromatografía de gases – Espectrometría de masas en tándem (GC-MSMS) análisis de fracción saturada. Este análisis se lleva a cabo sobre la fracción saturada para determinar biomarcadores de petróleo más complejos y calcular parámetros geoquímicos relativos.
- Análisis de cromatografía de gases de alta resolución (HRGC) de aceite entero. El propósito de este análisis es obtener una composición cuantitativa de los hidrocarburos de la gama de gasolina para la caracterización y correlación de fluidos. Por lo tanto, se logra una resolución completa de todos los hidrocarburos en el rango C6-C8. También proporciona la huella dactilar de todo el fluido "estabilizado", con cuantificación de los n-alcános, Pristano y Fitano en el rango C8-C40.

- Análisis de  $d^{13}C$  mediante Espectrometría de masas de relación isotópica con analizador elemental (EA-IRMS). Este análisis proporciona proporciones estables de isótopos de carbono de la composición de hidrocarburos en bruto en fracciones saturadas y aromáticas. Este análisis se realiza por medio de un espectrómetro de masas de relación isotópica de flujo continuo acoplado a un analizador elemental (EA-IRMS). Todos los análisis se realizan por triplicado (al menos) en por mil frente a VPDB, con una desviación estándar generalmente inferior a 0,3‰.
- Análisis XRD. Análisis de minerales cristalinos mediante difracción de rayos X. Proporciona cuantificación de todos los minerales cristalinos e información sobre la cantidad total de arcillas. La calibración se realiza en más de 40 mezclas sintéticas de minerales de referencia certificados y se utilizan muestras de roca real para el ajuste fino del método de cuantificación.
- Análisis XRF. El análisis elemental de los esquejes mediante fluorescencia de rayos X se lleva a cabo en muestras en polvo. Se incluyen en el análisis y cuantifican los siguientes elementos: Al, As, Ba, Ca, Cl, Co, Cr, Cs, Cu, Fe, Ga, Gd, K, La, Mg, Mn, Mo, Nb, Nd, Ni, P, Pb, Rb, S, Si, Sr, Th, Ti, U, V, Zn, Zr.
- Digital Cuttings. Imágenes digitales de alta resolución, promedios de color, e integración con data XRF-XRD y morfología del recorte, para generar litofacies y litotipos en función del brillo y la luminancia.
- Petrografía y Láminas delgadas. La descripción petrográfica se realiza en secciones delgadas estándar de 30 micras de espesor obtenidas a partir de muestras de afloramiento. A continuación, las secciones delgadas se someten a un microscopio polarizado para obtener información cualitativa y semicuantitativa sobre la textura, la estructura, la mineralogía, la alteración, el contenido fosilífero, la cementación y la porosidad de la roca.
- Descripción paleontológica. El estudio de los microfósiles se realiza en secciones delgadas observadas bajo luz transmitida utilizando un microscopio estereoscópico; esta técnica analítica permite identificar microfósiles y su asociación es crucial para las reconstrucciones paleoambientales y la determinación de la edad deposicional.

## 6. RESULTADOS

### 6.1 Sedimentología – Digital Cuttings

Los resultados detallados están disponibles en [Anexo 6.1](#).

En este apartado, se han presentado con más detalle las características sedimentarias observadas para las distintas formaciones, tanto en la literatura como en el presente estudio, para las diferentes cuencas.

El estudio se basa en la interpretación integrada de los resultados procedentes de diferentes técnicas analíticas, entre las que destacan:

- Análisis de Digital Cuttings ([Anexo 6.1](#)),
- Análisis Petrográfico ([Anexo 6.3](#)),
- Análisis Micropaleontológico ([Anexo 6.4](#)),
- Análisis Palinológico ([Anexo 6.6](#)).

En el Anexo 6.1 se encuentra una hoja resumen de Digital-Cuttings para todas las muestras por cuenca, donde se presentan las ubicaciones de las muestras, las imágenes y los resultados analíticos de forma integrada para facilitar la comparación.

El desarrollo general de los posibles yacimientos en las muestras estudiadas parece ser bajo y se limita principalmente a litologías carbonatadas. Las muestras de arenisca observadas, incluso cuando son de grano grueso, parecen estar consistentemente caracterizadas por una matriz rica en arcilla común y calcita localizada que rellena fracturas, lo que impidió la preservación de cualquier porosidad abierta notable.

A nivel de la Cuenca Enriquillo, los carbonatos bioclásticos de rampa media a nivel de la Formación Neiba Superior y en la base de la Formación Sombrero parecen tener algún posible desarrollo de yacimiento, dentro de una porosidad intrapartícula menor, moldicas y vugulares. El input clástico observado en la Formación Trinchera no muestra ningún desarrollo de yacimiento.

En la Cuenca San Juan, las facies carbonatadas analizadas de las formaciones Neiba y Sombrero parecen ser mayoritariamente compactas, debido a la cementación de matriz no porosa y/o calcita. No se aprecia el desarrollo de yacimientos a nivel de la Formación Trinchera.

Para la Cuenca Azua, los litologías Wackestone-Packstones bioclásticas correspondientes a la Formación Sombrero muestran un desarrollo de yacimiento de pobre a regular, asociado con poros menores de partículas atrapadas, moldicas y vugulares. Una porosidad menor intrapartícula parece estar presente en las areniscas en la base de la Formación Trinchera.

Respecto a la Cuenca Cibao, esta alberga la mayor cantidad de buenas rocas yacimiento, observadas en carbonatos relacionados con arrecifes de las formaciones Altamira, Cercado, Gurabo y Mao (Adentro Mb.). Estas litofacies se caracterizan generalmente por grandes fragmentos bioclásticos y asociadas con grandes poros inter e intrapartícula, moldes y cavidades. La presencia localizada de intercalaciones apretadas y con naturaleza localmente aislada de algunos de estos poros grandes en una matriz micrítica posiblemente apretada puede resultar en una calidad de reservorio más baja de lo que se esperaba inicialmente para estas formaciones.

Finalmente, para la Cuenca Llanura Oriental se aloja reservorio de muy buena calidad en las facies arrecifales de las formaciones Yanigua y Los Haitises, gracias a la presencia de grandes poros inter y intrapartícula, moldica y vugular. Localmente, la presencia de una gran red de burrows abiertos puede aumentar exponencialmente la conectividad de estos grandes poros comunes.

El predominio del desarrollo de yacimientos relacionados con carbonatos en las muestras observadas para las diversas Cuencas de la República Dominicana sugiere que la distribución lateral de los yacimientos puede ser relativamente limitada, dependiendo de la extensión lateral de los arrecifes y/o de los ambientes de rampa media de alta energía registrados en las diversas formaciones. Mientras que un buen reservorio alojado dentro de formaciones turbidíticas puede ser seguido en largas distancias, un buen reservorio alojado en facies de plataformas carbonatadas poco profundas puede tener una distribución más irregular, que es más difícil de predecir. Esto debe tenerse en cuenta a la hora de planificar la exploración de estos posibles yacimientos.

## 6.2 Caracterización geoquímica inorgánica de muestras de rocas

Una imagen detallada de las formaciones geológicas y su composición química y mineralógica es crucial para identificar y evaluar el rol de cada formación geológica, lo cual es necesario para una evaluación confiable del sistema petrolero.

La caracterización geoquímica inorgánica de las muestras de afloramiento y recortes de perforación se realiza mediante el acoplamiento de la composición elemental y la mineralogía en bruto de cada muestra obtenida, respectivamente, mediante técnicas analíticas de fluorescencia de rayos X (FRX) y difracción de rayos X (DRX).

Las muestras de corte se lavan inicialmente con agua para eliminar cualquier contaminación de lodo que pueda invalidar los resultados analíticos, mientras que las muestras de afloramiento no necesitan ningún paso de lavado.

A continuación, se muele una parte representativa de cada muestra con un molino de bolas vibratorias y el polvo de muestra obtenido se analiza primero con Malvern-Panalytical Epsilon 1 (FRX) y luego con ThermoFisher Equinox 100 (XRD).

Los resultados detallados están disponibles en el [Anexo 6.2](#) y están divididos por cuencas y/o pozos en diferentes archivos Excel. Cada archivo contiene las siguientes hojas:

- XRF Ox age labelled: muestra la composición elemental de los elementos principales en porcentaje y de los elementos traza en ppm para cada muestra. Las muestras se ordenan por edad, de menor a mayor. Los valores de los elementos principales se expresan en óxidos, excepto el azufre, ya que generalmente se acumula en sedimentos en condiciones anóxicas en un ambiente reductor. Además de la composición elemental también se muestra un parámetro computarizado, el Rayos Gamma Químicos (CGR), que se calcula utilizando los valores U, Th y K, así como algunas proporciones que se pueden utilizar como proxies para la caracterización de rocas; Estas proporciones se agrupan en campos temáticos y se pueden utilizar como indicadores de eventos o procesos geológicos particulares que prevalecieron durante la historia geológica, como la relación arena/arcilla, la procedencia de los sedimentos, las condiciones paleo-redox, la diagénesis de carbonatos y la intensidad de la fractura.
- XRF Ox: igual que XRF\_Ox age\_Labelled pero las muestras no están ordenadas por edad.
- XRF el: los porcentajes de los elementos principales se expresan en elementos en lugar de óxidos.
- XRD data age labelled: contiene la composición mineralógica en porcentajes para cada muestra ordenada por edad geológica. Los minerales se agrupan con codificación de colores en supergrupos de minerales carbonatos, silicatos, accesorios, evaporíticos, arcillas y micas.
- XRD data: igual que XRD\_ age\_labelled, pero las muestras no están ordenadas por edad.
- Gráficos (solo legibles en muestras de recortes de roca): La composición mineralógica de las muestras de esquejes, así como los supergrupos del mineral se trazan en dos registros horizontales para ayudar a la visualización de los cambios mineralógicos.

### 6.3 Petrografía de Láminas Delgadas

Los resultados del estudio se resumen en la Tabla 6.3.1. Las imágenes de las secciones delgadas y la interpretación petrográfica detallada están disponibles en el [Anexo 6.3](#).

*Tabla 6.3.1. Resumen de los resultados de la petrografía de sección delgada*

Código de muestra	Cuenca	Formación geológica	Litología	Clasificación	Ambiente deposicional	Porosidad
1P	Azua	Ocoa	Siliciclástico	Mudstone terrígeno	Turbidita	Sin porosidad visible
6P	Azua	Sombrerito	Carbonato	Packstone	Rampa de carbonato	Primaria < 5-10%; Secundaria 5-10%
9P	Azua	Jura	Siliciclástico	Wake lítica	Turbidita	Sin porosidad visible
12P	Azua	El Número	Carbonato	Wackestone	Pelágico	Sin porosidad visible
13P	Azua	El Número	Siliciclástico	Limolita	Turbidita	Sin porosidad visible
18P	Azua	Trinchera	Carbonato	Mudstone / Wackestone	Pelágico	Sin porosidad visible
19P	Azua	Trinchera	Siliciclástico	Arenisca/ Arenita lítica	Turbidita	Sin porosidad visible
21P	Azua	Ventura	Carbonato	Wackestone	Ambiente pelágico	Sin porosidad visible

24P	Enriquillo	Neiba sup.	Carbonato	Packstone	Arrecife / banco de carbonatos	Primaria 2-5%; Secundaria 1%
25P	Enriquillo	Sombrerito	Carbonato	Packstone	Pelágico	Primaria 10%
28P	Enriquillo	Aguacate Neiba	Carbonato	Mudstone	Pelágico	Primaria 2-5%
30P	Enriquillo	Sombrerito	Carbonato	Mudstone	Hemipelágica	Primaria 1%
32P	Enriquillo	Trinchera	Siliciclástico	Arenita lítica	Turbidita	Sin porosidad visible
34P	Enriquillo	Jimaní Inferior	Carbonato	Breccia/ Rudstone	Rampa de carbonato	Sin porosidad visible
38P	Enriquillo	Neiba Inferior	Carbonato	Wackestone	Pelágico	Sin porosidad visible
41P	Enriquillo	Angostura	Carbonato	Mudstone	Pelágico / hemipelágico	Sin porosidad visible
55P	Cibao	Cercado	Siliciclástico	Arenita	Turbidita	Sin porosidad visible
65P	Cibao	Gurabo	Carbonato	Mudstone / Wackestone	Hemipelágica	Sin porosidad visible
69P	Cibao	Mao Adentro	Carbonato	Packstone	Arrecife/banco de carbonatos	Primaria 2-5%; Secundaria 3%
80P	Cibao	Altamira	Siliciclástico	Arenita lítica / Mudstone	Turbidita	Sin porosidad visible
84P	Cibao	La Toca	Siliciclástico	Arenita	Turbidita	Sin porosidad visible
89P	Cibao	Mao	Carbonato Siliciclástico	Mudstone terrágeno	Hemipelágica	Secundaria 2%
95P	Cibao	Grupo Tavera	Siliciclástico	Arenita	Turbidita	Sin porosidad visible
102P	San Juan	Trois Revieres	Siliciclástico	Arenita lítica	Turbidita	Sin porosidad visible
109P	Llanura Oriental	Río Chavón	Carbonato	Packstone/ Mudstone	Pelágico	Primaria 5%
113P	Llanura Oriental	Loma de Anglada	Carbonato Siliciclástico	Mudstone terrágeno	Turbidita	Sin porosidad visible
125P	Cibao Este	Las Guayabas	Siliciclástico	Arenita	Turbidita	Sin porosidad visible

#### 6.4 Micropaleontología

En este capítulo se recogen los resultados del estudio micropaleontológico realizado en 22 muestras colectadas en las diferentes zonas de La Hispaniola (4 muestras recolectadas en la Cuenca Azua, 7 muestras a nivel de la Cuenca Cibao, 4 ejemplares georreferenciados en la Cuenca Enriquillo, 4 muestras correspondientes a la Cuenca de Llanura Oriental y 3 ejemplares pertenecientes a la Cuenca San Juan). Estas muestras han sido datadas, en la medida de lo posible, a partir de su contenido en microfósiles por la Dra. M<sup>a</sup> Luisa Canales Fernández, micropaleontóloga y Catedrática del Departamento de Geodinámica, Estratigrafía y Paleontología de la Facultad de Ciencias Geológicas de la Universidad Complutense de Madrid (España). Los informes finales están disponibles en el [Anexo 6.4](#)

Las muestras se recogieron durante la campaña de muestreo llevada a cabo por Geolog y posteriormente se enviaron a la Universidad Complutense para la preparación de las láminas delgadas y su posterior estudio micropaleontológico.

Las láminas delgadas de estas muestras se han realizado en los laboratorios del Departamento de Geodinámica, Estratigrafía y Paleontología de la Facultad de Ciencias Geológicas de la Universidad

Complutense, siguiendo una metodología clásica, aunque algunas de las muestras han requerido un tratamiento adicional de consolidación mediante resinas epoxi, debido a su escasa consistencia.

El estudio de las secciones delgadas se llevó a cabo con un microscopio Wild M8, equipado con oculares x10 y un zoom x50 (Fig. 3a). Las fotografías se tomaron utilizando un dispositivo Dino-Lite 2.0 previamente conectado a los oculares del microscopio.

La determinación de los microfósiles identificados en cada una de las muestras se ha realizado utilizando la bibliografía especializada de cada uno de los grupos.

Para cada una de las muestras estudiadas se proporciona la siguiente información:

- Datos previos proporcionados por GEOLOG, que a su vez utilizó los antecedentes proporcionados por el MEM y la SGN de la República Dominicana.
- Descripción de visu y/o con lupa de mano o lupa binocular de la muestra recibida, realizada previamente a su envío al laboratorio para la preparación de las secciones delgadas.
- Descripción de las secciones delgadas obtenidas.
- Descripción de la microfauna contenida en la muestra.
- Determinación de la edad de la muestra, cuando la microfauna lo permita.

## 6.5 Caracterización de la roca fuente – TOC y pirólisis

Gran parte de la geoquímica moderna del petróleo depende de la evaluación precisa de las capacidades de la fuente de hidrocarburos en las rocas sedimentarias. El primer paso siempre consiste en determinaciones del contenido orgánico total (COT), que se expresan como valores de COT en porcentaje en peso de la roca seca. El COT representa una herramienta de detección, debido a su bajo costo y rápido tiempo de respuesta. Se considera que las rocas que contienen menos del 0,5% de COT tienen un potencial de fuente de hidrocarburos insignificante. La cantidad de hidrocarburos generados en tales rocas es tan pequeña que la expulsión simplemente no puede ocurrir. Además, el querógeno en estas rocas magras casi siempre está altamente oxidado y, por lo tanto, tiene un bajo potencial orgánico. Las rocas que contienen entre 0,5% y 1,0% de TOC son marginales. No funcionarán como rocas fuente altamente efectivas, pero pueden expulsar pequeñas cantidades de hidrocarburos y, por lo tanto, no deben descartarse por completo. Las rocas que contienen más del 1% de COT a menudo tienen un potencial de fuente sustancial. Sin embargo, el COT por sí solo no es suficiente para evaluar el potencial de la fuente, ya que muchas rocas con altos valores de COT todavía contienen querógeno leñoso o muy oxidado (mala calidad de la fuente de hidrocarburos). Por lo tanto, posteriormente al cribado del COT, se realizan mediciones de pirólisis, reflectancia de vitrinita y descripción de palinofacies en muestras seleccionadas para evaluar la calidad de la materia orgánica y la madurez térmica. Estos análisis, debido a los mayores costos y al mayor tiempo de respuesta, generalmente se realizan en un número más limitado de muestras, seleccionadas en función de los resultados del COT.

Los resultados detallados de COT y pirólisis están disponibles en [Anexo 6.5](#).

No se han encontrado muestras con COT > 0.5 en las rocas aflorantes y en los recortes de perforación pertenecientes a los pozos seleccionados en el estudio, aparte de una sola muestra con COT de 0.7 en



la Formación Las Guayabas, correspondiente a la Cuenca Llanura Oriental y una muestra de la Formación Río Blanco (Grupo Tireo) en la Cordillera Central con un valor muy bueno de 3.5%.

Esta última muestra ha sido evaluada como una roca madre potencial candidata para la acumulación de petróleo en la Cuenca del Azua.

## 6.6 Caracterización de la roca fuente: reflectancia de vitrinita y palinofacies

Se han realizado análisis de microscopía óptica tanto en luz transmitida como reflejada, con el objetivo de disponer respectivamente de información sobre el ensamblaje orgánico (palinofacies) y de la madurez térmica (reflectancia de la vitrinita).

### 6.6.1 - Reflectancia de la vitrinita

En cuanto a la madurez térmica, se puede observar en la Tabla 6.6.2 que la mayoría de las muestras contenían suficientes fragmentos del grupo huminita-vitrinita derivados de material terrestre (tejidos leñosos de plantas vasculares) para hacer posible una medición confiable. Un informe detallado con una descripción de todos los resultados está disponible en [Anexo 6.6.1](#).

En general, el valor de reflectancia de la vitrinita ( $R_o\%$ ) está relacionado con la etapa de generación de hidrocarburos como se describe en la Fig.6.6.1. Dependiendo del tipo de querógeno, la roca fuente es inmadura con valores de reflectancia de vitrinita de 0-0.7% en la zona blanca del diagrama. La ventana de petróleo comienza en 0.5-0.7% (zona amarilla), el condensado o gas húmedo comienza a generarse en 1.1-1.3% (zona verde) y el gas seco en 2.0% (zona gris), respectivamente. El pico de generación de petróleo se indica mediante la línea discontinua.

Utilizando este marco interpretativo, la mayoría de las muestras analizadas en este estudio pueden definirse como inmaduras a maduras tempranas. Pocas muestras caen alrededor del pico de generación de petróleo.

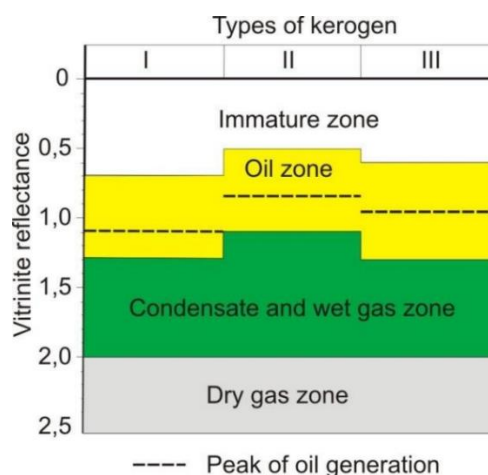


Fig. 6.6.1: diagrama general de la madurez del querógeno por reflectancia de la vitrinita (Tissot y Welte, 1978)

Tab.6.6.2: resumen de los resultados de reflectancia de vitrinita

Sample Code	Basin	Formation	Geological Age (Based on SGN Maps)	Ro%	Standard Deviation	Nr Indigenous fragments	Nr Total measured fragments	Ro% Reworked Population	Nr reworked fragments
P1	Azua	Ocoa	Upper Eocene	<b>0.72</b>	0.06	23	30		
P13	Azua	El Número	Upper Eocene	<b>0.45</b>	0.04	7	41	0.741	34
P18	Azua	Trinchera	Upper Miocene	<b>0.67</b>	0.07	17	17		
P9	Azua	Jura	Lower to Mid Eocene	<b>n.d.</b>	n.d.	absent	absent		
P14	Azua	Jura	Lower to Mid Eocene	<b>n.d.</b>	n.d.	absent	absent		
P79	Cibao	Altamira	Oligo - Miocene	<b>0.33</b>	0.06	29	38		
P84	Cibao	La Toca	Upper Eocene – Miocene	<b>0.32</b>	0.06	34	34		
P53	Cibao	Gr Tavera	Oligocene	<b>0.59</b>	0.06	14	32		
P94	Cibao	Gr Tavera	Oligocene	<b>0.52</b>	0.06	21	23		
P95	Cibao	Gr Tavera	Oligocene	<b>0.46</b>	0.07	15	18		
P127	Cibao Este	Las Guayabas	Upper Cretaceous (Coniacian)	<b>n.d.</b>	n.d.	absent	absent		
P25	Enriquillo	Sombrerito	Oligocene - Miocene	<b>0.54</b>	0.05	12	21		
P30	Enriquillo	Sombrerito	Oligocene - Miocene	<b>0.32</b>	0.06	31	36		
P41	Enriquillo	Angostura	Lower Pliocene	<b>n.d.</b>	n.d.	absent	absent		
P28	Enriquillo	Mbro. Aguacate de Neiba	Mid Eocene - Upper Eocene	<b>n.d.</b>	n.d.	absent	absent		
P99	San Juan	Ventura	Lower Eocene	<b>0.68</b>	0.05	26	38		
P102	San Juan	Trois Revieres	Upper Cretaceous	<b>n.d.</b>	n.d.	absent	absent		
P107	San Juan	Jura	Lower to Mid Eocene	<b>0.57</b>	0.06	17	21		
P110	Ll.Oriental	Loma de Anglada	Upper Cretaceous (Maastrichtian)	<b>0.73</b>	0.06	22	43		
P112	Ll.Oriental	Rio Chavon	Upper Cretaceous (Santonian-Campanian)	<b>0.69</b>	0.05	9	24		
P117	Ll.Oriental	Las Guayabas	Upper Cretaceous (Coniacian)	<b>0.75</b>	0.06	18	21		

### 6.6.2 Palinofacies

Las preparaciones palinológicas se realizaron en el Laboratorio de Materia Orgánica Sedimentaria del Departamento de Física y Geología de la Universidad de Perugia (Italia). Las muestras se procesaron utilizando las técnicas estándar para el análisis palinológico (Green, 2001; Wood et al., 2002). El contenido palinológico se analizó mediante microscopía de luz transmitida. Los resultados detallados están disponibles en el **Anexo 6.6.2**, mientras que un resumen de los resultados se muestra en la Tabla 6.6.3.

*Tab.6.6.3: resumen del análisis de Palinofacias. Mp: Palinomorfos marinos - Cu: Cutinita - Fh: Hifas fúngicas - EOP: Fitoclastos oxidados equidimensionales (inertinita) - ATP: Fitoclastos amorfos translúcidos (vitrinita) - TP: Parcialmente translúcido (vitrinita) - UP: Fitoclastos no estructurados (vitrinita) - Sp: Esporomorfos - AOM: Materia orgánica amorfa - Pyrita.*

Sample Code	Basin	Formation	Geological Age (Based on SGN Maps)	MP (%)	Cu (%)	Fh (%)	EOP (%)	ATP-TP-UP (%)	SP (%)	AOM (%)	Py (%)
1P	Azua	Ocoa	Upper Eocene								
6P	Azua	Sombrerito	Oligocene-Miocene				28	5		65	2
9P	Azua	Jura	Lower to Mid Eocene				13	30	3	50	4
13P	Azua	El Número	Upper Eocene								
18P	Azua	Trinchera	Upper Miocene				42	34	12	10	2
20P	Azua	Trinchera	Upper Miocene	6	2		30	54	7		1
21P	Azua	Ventura	Lower Eocene				28	38		30	4
24P	Enriquillo	Neiba Sup.	Upper Eocene - Oligocene	NQ	NQ	NQ	NQ	NQ	NQ	NQ	NQ
25P	Enriquillo	Sombrerito	Oligocene - Miocene	3			26	53	2	9	7
28P	Enriquillo	Aguacate de Neiba	Mid Eocene - Upper Eocene				30	12	5	48	5
30P	Enriquillo	Sombrerito	Oligocene - Miocene	5		10	16	20	3	27	19
34P	Enriquillo	Jimani	Upper Pliocene - Pleistocene			10	11	27		40	12
38P	Enriquillo	Neiba Inf.	Lower Eocene				70	7			23
41P	Enriquillo	Angostura	Lower Pliocene			5	23	41	6	12	13
48P	Cibao	Gurabo	Lower Pliocene								
53P	Cibao	Gr Tavera	Oligocene				55	10		11	24
65P	Cibao	Gurabo	Lower Pliocene				46	31			23
69P	Cibao	Mao-Adentro	Mid - Upper Pliocene				17			78	5
71P	Cibao	Gurabo	Lower Pliocene								
79P	Cibao	Altamira	Oligo - Miocene				50	9	2	29	10
80P	Cibao	Altamira	Oligo - Miocene				24	40	4	29	3
84P	Cibao	La Toca	Upper Eocene - Miocene			3	27	48	4	11	7
85P	Cibao	La Toca	Upper Eocene - Miocene	5		4	27	45	6	9	4
86P	Cibao	La Toca	Upper Eocene - Miocene				24	57		9	10
87P	Cibao	Mao	Upper Pliocene								
94P	Cibao	Gr Tavera	Oligocene				57	29	3		11
95P	Cibao	Gr Tavera	Oligocene				52	9		29	10
99P	San Juan	Ventura	Lower Eocene				39			51	10
102P	San Juan	Trois Revieres	Upper Cretaceous								
106P	San Juan	Trinchera	Upper Miocene								
107P	San Juan	Jura	Lower to Mid Eocene								
110P	Llanura Oriental	Loma de Anglada	Upper Cretaceous (Maastrichtian)								
112P	Llanura Oriental	Rio Chavon	Upper Cretaceous (Santonian-Campanian)								
117P	Llanura Oriental	Las Guayabas	Upper Cretaceous (Coniacian)								
121P	Llanura Oriental	Calizas KS	Upper Cretacic (Coniacian)								
127P	Cibao Este	Las Guayabas	Upper Cretaceous (Coniacian)								

## 6.7 Cromatografía de gases (GC-FID) Caracterización de hidrocarburos migrados y autóctonos (G9+)

Las 154 muestras de afloramiento han sido analizadas para detectar la presencia de hidrocarburos libres (autóctonos y migrados). El análisis de hidrocarburos libres (HC) es útil para fines de correlación, para evaluar la presencia de acumulación de petróleo y para identificar rutas de migración. Teniendo en cuenta el gran número de muestras a analizar, se ha implementado una herramienta de cribado rápido, que es una tecnología patentada de Geolog llamada G9+. Consiste en la extracción térmica-análisis GC de HC directamente de muestras de roca (sin necesidad de extracción previa con disolvente) realizada mediante medios de cromatografía rápida. Por lo tanto, se puede lograr un tiempo de respuesta muy alto, lo que permite un cribado rápido de muchas muestras y la posterior selección para un análisis posterior y más detallado (por ejemplo, GC-MS). Sin embargo, los resultados del cribado G9+ no arrojaron HC libre en ninguna de las muestras analizadas (un ejemplo típico de los resultados del análisis se muestra en la Fig.6.7.1 - todos los cromatogramas están disponibles en el [Anexo 6.7](#)).

Esto puede deberse a varias razones:

- No hay sistema petrolero activo.
- Alta madurez de las muestras de roca madre que puede resultar en la alteración de los hidrocarburos líquidos y en la generación de gas que no puede ser detectado con esta técnica.
- Las muestras de afloramiento no son representativas de la formación equivalente en el subsuelo.

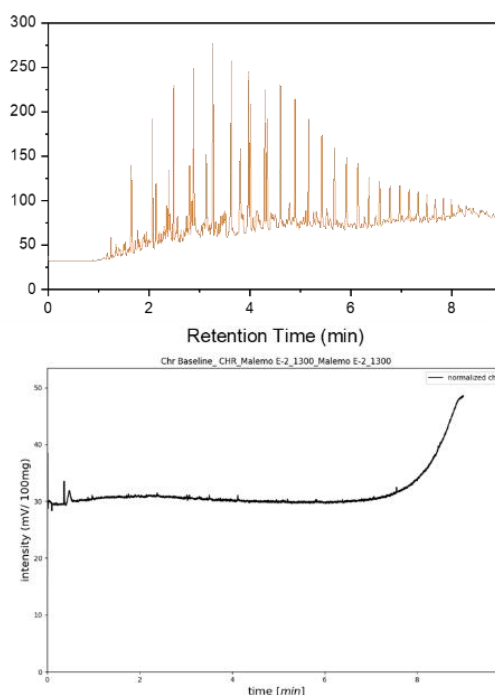


Fig. 6.7.1: Análisis G9+ del aceite estándar de NSO (arriba) y de un ejemplo de muestras de roca del presente estudio

## 6.8 Caracterización geoquímica de filtraciones de petróleo

Dado que la caracterización orgánica de las muestras de roca arrojó malos resultados, la mayor parte de la información sobre los sistemas petroleros activos se ha recuperado del análisis de filtraciones de petróleo. Las filtraciones de petróleo, denominadas Maleno P1, Maleno P2 e Higuero P1, fueron ampliamente caracterizadas para llevar a cabo lo que comúnmente se denomina "inversión geoquímica". El enfoque de inversión geoquímica consiste en utilizar las características químicas de los hidrocarburos encontrados para inferir el posible carácter, madurez e identidad del potencial del sistema petrolero. La inversión geoquímica es más útil cuando la información pertinente de la roca madre puede estar ausente; ya que no se obtuvieron datos sobre hidrocarburos libres a partir de posibles extractos de roca fuente, la inversión geoquímica representa la única forma de obtener información sobre la roca madre que generó tales filtraciones de petróleo. Por lo tanto, la caracterización geoquímica consistió en HRGC-FID (cromatografía de gases de alta resolución de petróleo entero acoplada con detector de ionización de llama), GC-MS, EA-IRMS y GC-MS/MS. Los cromatogramas detallados de las filtraciones de aceite se informan en una hoja de cálculo separada adjunta a este informe.

### 6.8.1 ANÁLISIS HRGC.

La Figura 6.8.1 muestra el análisis HRGC del aceite estándar NGS (utilizado como referencia, en la parte superior) y tres filtraciones de aceite. Está claro por la comparación con un aceite estándar no alterado, que las tres muestras de filtración sufren de biodegradación y posible evaporación de la muestra en el extremo más ligero. Por lo tanto, no se pueden aplicar modelos geoquímicos estándar basados en la fracción C7.

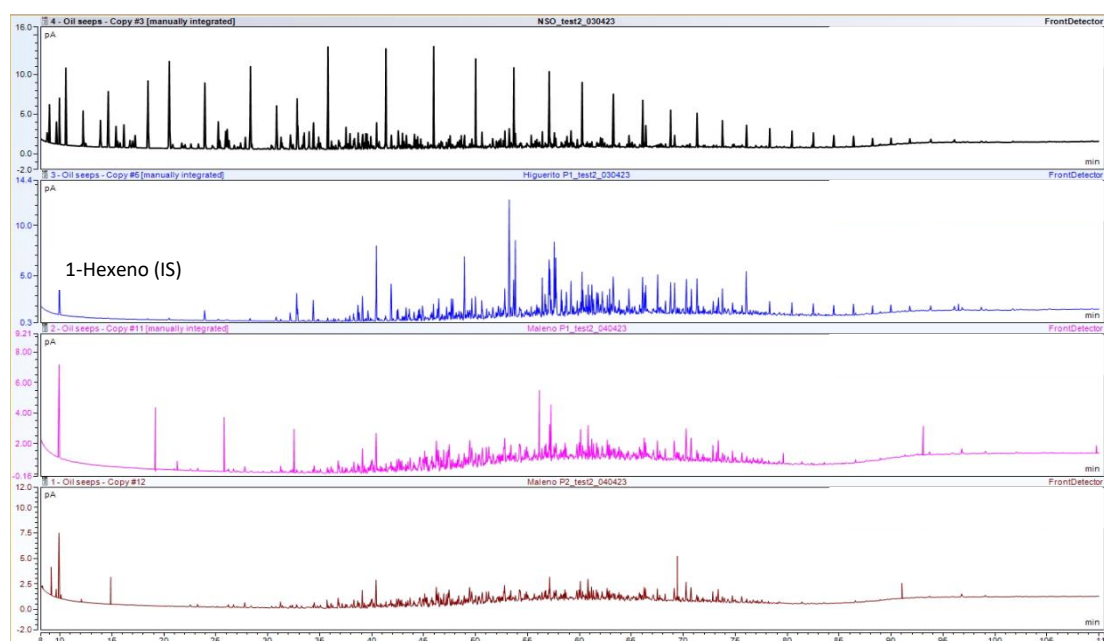


Figura 6.8.1. Análisis HRGC de aceite estándar NSO (negro), Higuero P1 (azul), Maleno P1 (rosa), Maleno P2 (marrón).

### 6.8.2 ANÁLISIS GC-MS Y GC-MS/MS.

La herramienta de caracterización más informativa en geoquímica de exploración es probablemente el análisis GC-MS de fracciones saturadas y aromáticas. La fracción saturada se puede caracterizar aún más utilizando GC-MS/MS para caracterizar mejor algunas clases moleculares, como los esteranos para el propósito de este estudio. Los biomarcadores de aceite representan una clase de compuestos que son indicativos del material orgánico original que condujo al querógeno y, en última instancia, a la formación de petróleo. En otras palabras, pueden ser vistos como fósiles moleculares capaces de proporcionar información sobre varios aspectos como la madurez de la roca madre, las facies orgánicas, la edad, el ambiente de deposición, etc. Por esta razón, el análisis de biomarcadores GC-MS es probablemente la herramienta más útil para llevar a cabo la inversión geoquímica. Las figuras **6.8.2** y **6.8.3** informan el perfil de triterpenos y esteranos para las tres muestras de filtraciones de aceite. En el caso de los esteranos, se ha realizado un análisis adicional utilizando un instrumento GC-MSMS (un ejemplo es reportado en la figura **6.8.4**).

Estos biomarcadores son discutidos en este informe porque son los más informativos entre todos los biomarcadores. Estos son muy resistentes a la biodegradación y en las muestras analizadas no se ven afectados por la alteración del aceite.

En el [Anexo 6.8](#) se encuentran disponibles las fichas resumen de las tres muestras con los principales resultados de los análisis GC-MS y GC-MSMS y los datos brutos correspondientes.

Sobre la base de los datos de GC-MS de biomarcadores y aromáticos, se puede inferir la siguiente información sobre la roca fuente:

- Los tres aceites tienen el mismo origen.
- A partir de los aromáticos se puede inferir una mayor madurez en Maleno-P1 y Maleno-P2 en comparación con Higuerito P-1 (los biomarcadores de saturados no muestran diferencias de madurez).
- Los aceites han sido generados por facies rica en carbonato de una roca madre en un ambiente deposicional moderadamente anóxico.
- La generación y expulsión se produjo en la ventana de aceite temprano a medio.
- La edad de la roca fuente es del Cretácico Superior o más joven (oleano alto).
- La materia orgánica es una mezcla de continental y marina.

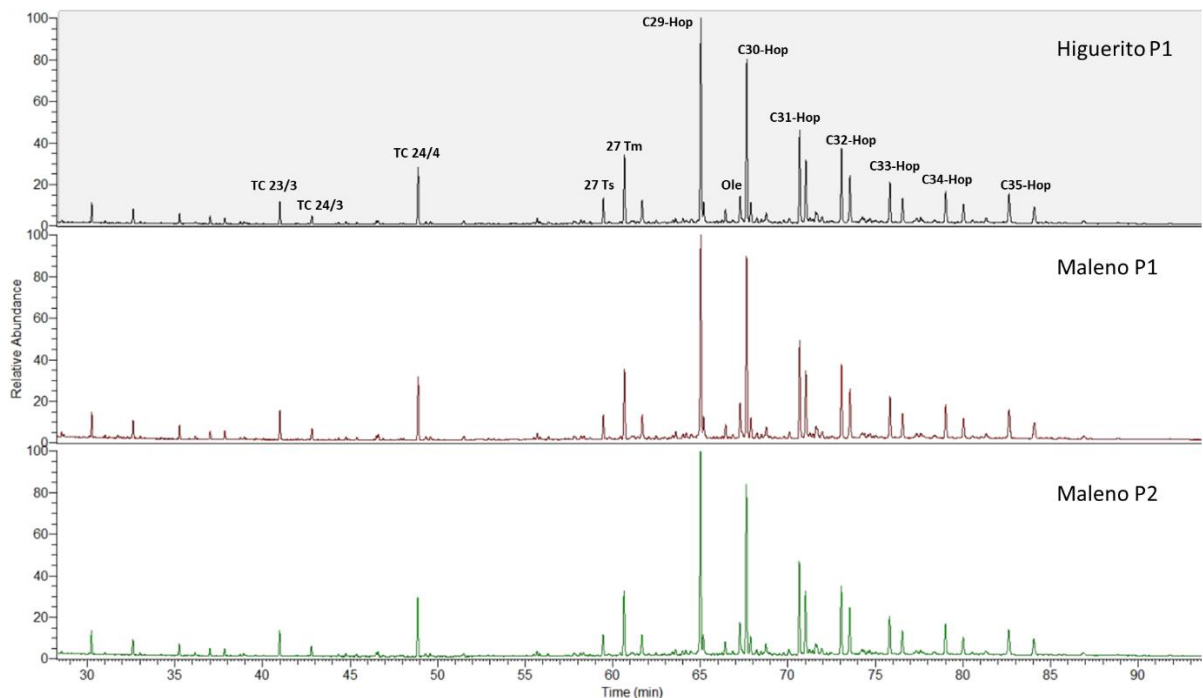


Figura 6.8.2.. Análisis triterpane GC-MS (m/z 191) de Higerito P1 (negro), Maleno P1 (rojo), Maleno P2 (verde).

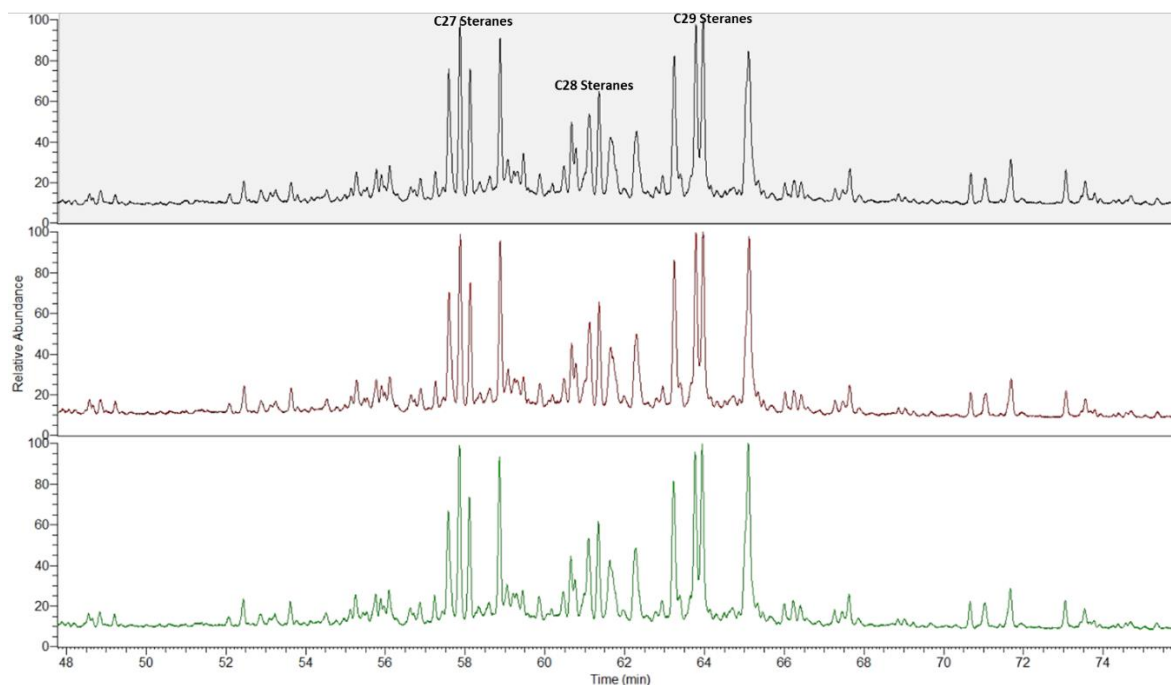


Figura 6.8.3.. Análisis de estéreos GC-MS (m/z 217) de Higerito P1 (negro), Maleno P1 (rojo), Maleno P2 (verde).

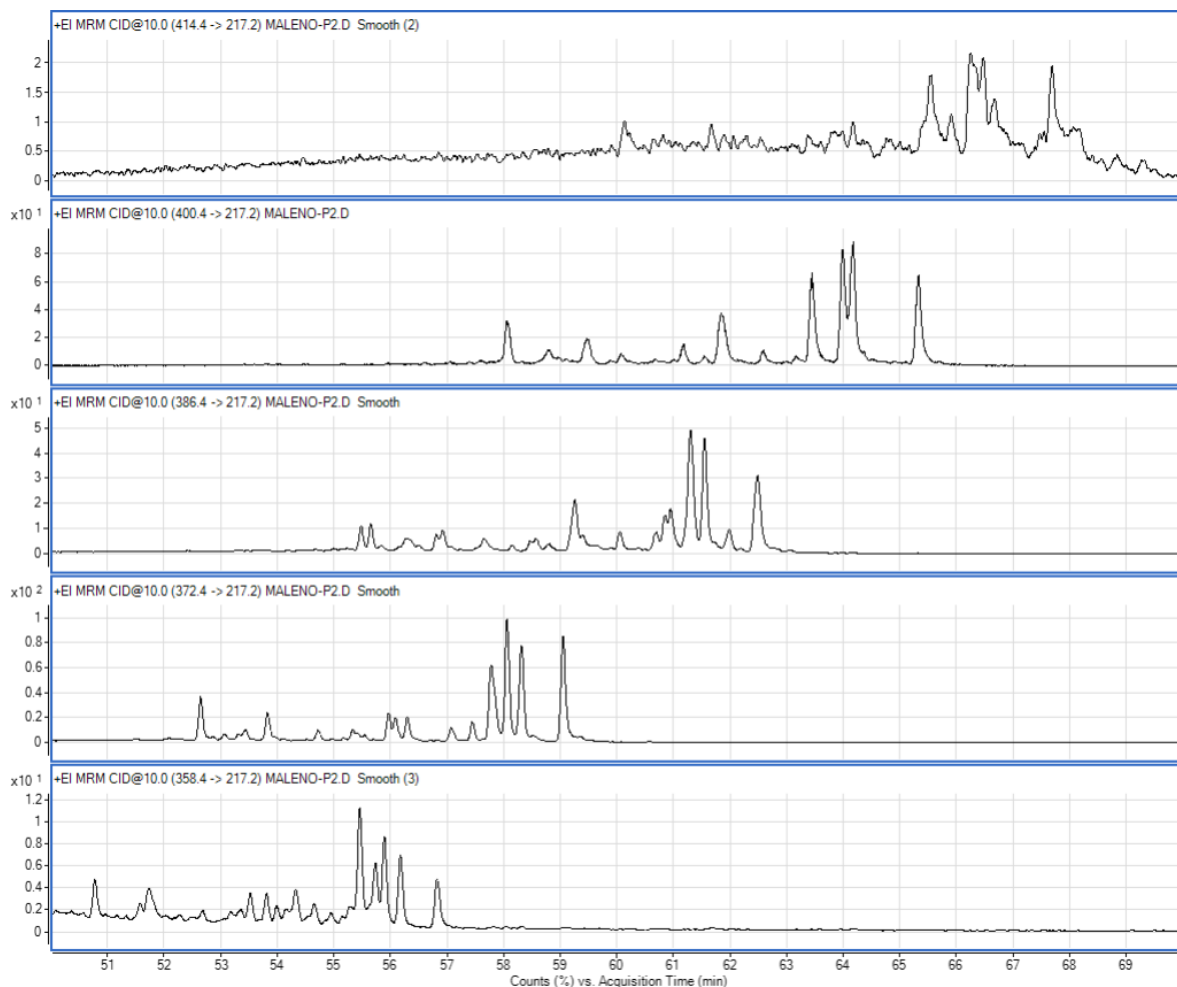


Figura 6.8.4.. GC-MSMS (MRM de M+ -> m/z 217) análisis de estérenos de Maleno P1: de arriba a abajo Esteranos C30, C29, C28, C27, C26.

### 6.8.3 ANÁLISIS EA-IRMS.

El análisis isotópico de carbono de fracciones saturadas y aromáticas es extremadamente útil como herramienta de correlación. Los datos generalmente se muestran en un diagrama Sofer, que traza la relación isotópica de carbono en bruto de las fracciones aromáticas frente a las saturadas. La ubicación en dicho diagrama generalmente depende de la edad de la fuente, el ambiente de deposición, las facies orgánicas y la alteración. Sin embargo, las reglas generales son difíciles de aplicar, ya que a menudo depende de un campo específico. La Figura 6.8.5 muestra el diagrama Sofer para los tres aceites analizados. Lo más importante a destacar es la muy peculiar composición isotópica de carbono de los aceites analizados, que es extremadamente poco común como se muestra en una comparación con una gran base de datos de aceites de todo el mundo publicada por Whiticar, M.J. (Fig. 6.8.6). El efecto de la biodegradación sobre la firma isotópica puede explicar un desplazamiento de los valores de  $\delta^{13}\text{C}$  de 2-3 ‰ hacia valores más negativos, en particular para los hidrocarburos saturados, por lo que podemos esperar que la firma original del aceite no degradado pueda ser de alrededor de 19-20‰ VDPB, que en cualquier caso está bastante lejos de los valores más comunes. Esto representa una gran ventaja para fines de correlación, ya que los posibles extractos de roca madre con valores



isotópicos similares apuntarían hacia una correlación positiva. En el **anexo 6.8** se puede consultar un informe detallado con una descripción de todos los resultados y los datos brutos.

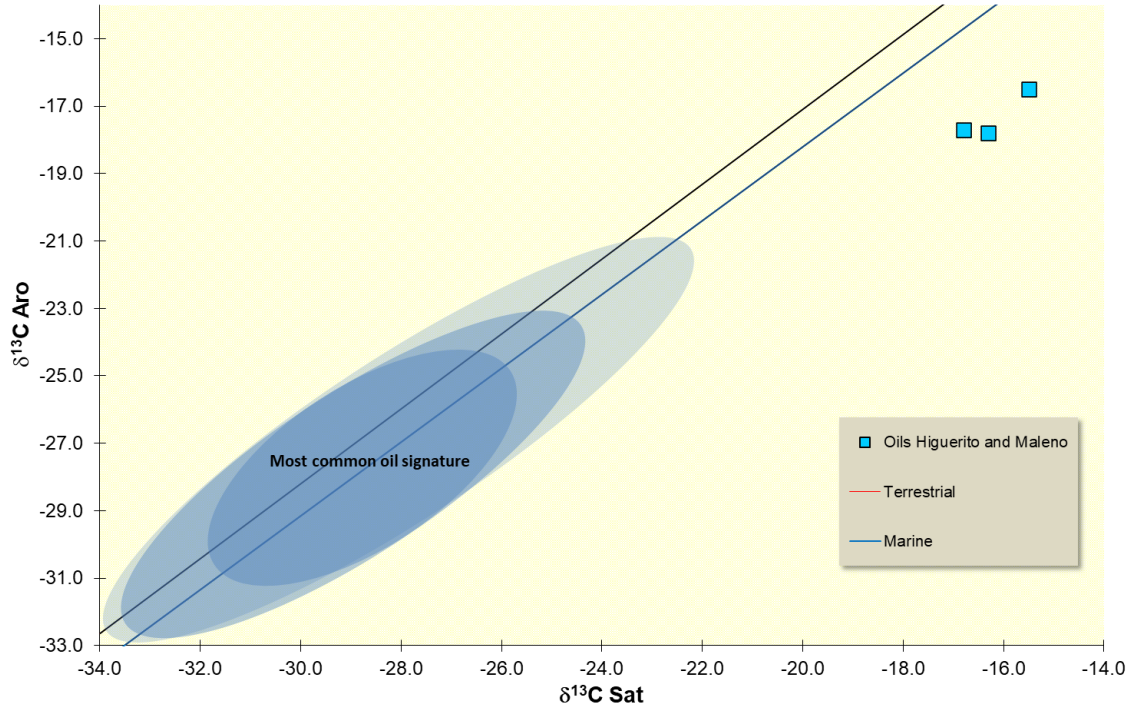


Figura 6.8.5. Diagrama de Sofer – Firma isotópica de las fracciones saturadas y aromáticas de las filtraciones de aceite

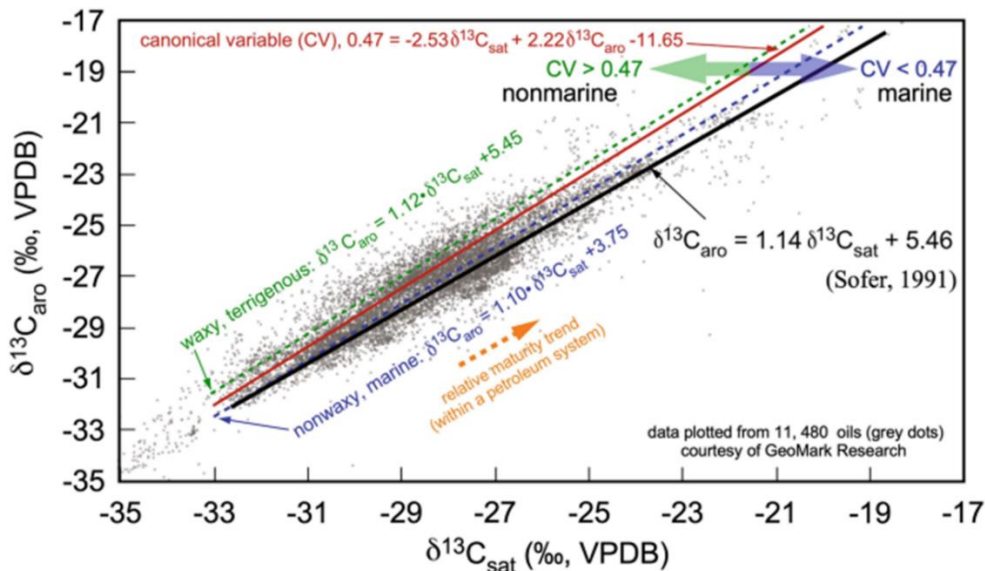


Figura 6.8.6. Base de datos de datos isotópicos sobre un gran conjunto de datos mundial Whiticar, M.J. (2021). Isótopos de carbono en la ciencia del petróleo. En: Sorkhabi, R. (eds) Enciclopedia de Geociencia del Petróleo. Serie Enciclopedia de Ciencias de la Tierra. Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-02330-4\\_310-1](https://doi.org/10.1007/978-3-319-02330-4_310-1)

#### 6.8.4 Correlación de rocas de origen petrolífero

La caracterización geoquímica de las filtraciones de petróleo es un paso clave para la identificación de la(s) roca(s) madre(s) activa(s) de la zona.

Hasta donde sabemos, hasta el momento no existen estudios de correlación de fuentes de petróleo a través de herramientas geoquímicas publicados en la literatura.

Este estudio (ver [Anexo 6.8](#) para el informe detallado) es el primer intento basado en los resultados de la caracterización de los aceites y del único nivel de roca madre que muestra un claro potencial de generación de petróleo, la Fm Río Blanco, perteneciente al Grupo Tireo.

El Grupo Tireo con edad Cretácico Inferior a Superior (Aptiense a Turoniano) (ubicación 3 en la Fig.6.9.1) aflora en la Cordillera Central. La Universidad Complutense de Madrid (J.M. Gorosabel Arous), ya ha muestreado la secuencia y ha obtenido interesantes valores de TOC. Durante la campaña de campo de Geolog, se volvió a muestrear la misma secuencia, y en particular la Fm Tireo, para realizar análisis más detallados.

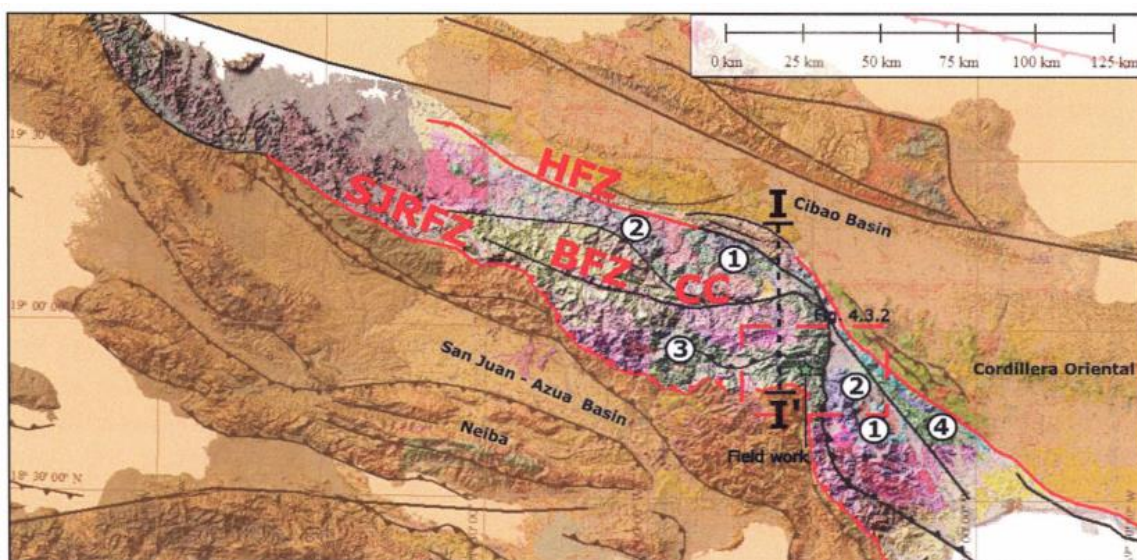


Figura 6.9.1. Localización de la Grupo Tireo (3) muestreado en este estudio

De acuerdo con Gorosabel (2020) los mejores afloramientos se ubicaron a lo largo de la traza del río Blanco, especialmente en la presa Blanco, donde se encontró una sección de 30 m de rocas sedimentarias. Sin embargo, la presencia de fallas podría causar la repetición de la serie, por lo que este número debe tomarse con cautela. Este afloramiento consiste en una alternancia de capas métricas de lutitas y areniscas de color gris oscuro a negro. Los intervalos de lutíticos revelan una composición no calcárea con valores de COT que oscilan entre 0,78 y 3,6 %.

En este estudio se han recogido y analizado cinco muestras de roca diferentes a nivel de afloramiento, los resultados de los análisis de COT y pirólisis se presentan en la tabla 6.9.1.

*Tab.6.9.1 – Datos de COT y pirólisis correspondiente a la Formación Río Blanco (afloramiento)*

<b>Dominican Republic - CORDILLERA CENTRAL</b>						
Formation	Sample	Sampling (composite, spot, selective)	TOC	S1	S2	Tmax
			(wt%)	(mg HC/g)	(mg HC/g)	(°C)
Rio Blanco	#1	Outcrop	3.5	0.0	0.0	
Rio Blanco	#2	Outcrop	0.4	0.0	0.0	
Rio Blanco	#3	Outcrop	0.4	0.0	0.0	391
Rio Blanco	#4	Outcrop	0.2	0.0	0.0	
Rio Blanco	#5	Outcrop	0.2	0.0	0.0	

La muestra #1 evidencia muy buenos valores de COT, pero no hay hidrocarburos libres (valor S1 de la pirólisis) ni querógeno residual (valor S2 de la pirólisis). Estas características pueden estar relacionadas con una madurez térmica muy alta del nivel de la roca madre, ya que esto llevaría a un agotamiento completo del potencial de generación y a un craqueo de todos los hidrocarburos líquidos a gases volátiles que se pierden en la superficie y durante la manipulación de la muestra.

Para comprobar esta hipótesis, la muestra con alto contenido de COT ha sido estudiada en términos de madurez térmica. En el momento del análisis, el laboratorio de reflectancia de Vitrinita no estaba apto para analizar la muestra en poco tiempo, por lo que decidimos utilizar una técnica menos precisa pero aún muy informativa basada en la Espectroscopia Raman. El análisis ha dado un espectro típico del comienzo de la Anquizona, correspondiente a un valor equivalente de reflectancia de vitrinita de alrededor del 3%. Estos datos concuerdan con la hipótesis de una condición sobremadura de la roca madre.

Desafortunadamente, la alta madurez causó una pérdida completa de las características geoquímicas como los biomarcadores y los hidrocarburos ligeros que podrían haberse utilizado como una herramienta para la correlación entre el petróleo y la fuente. La única característica geoquímica que aún se puede utilizar es la firma isotópica de la materia orgánica presente en la roca (querógeno residual).

Dado que la firma isotópica de las filtraciones de aceite es bastante inusual (véase el punto 6.8.3), puede utilizarse como una buena herramienta de correlación. Por esta razón, el querógeno de la muestra se analizó por triplicado mediante EA-IRMS y los resultados se muestran en el diagrama de Sofer (Fig.6.9.2).

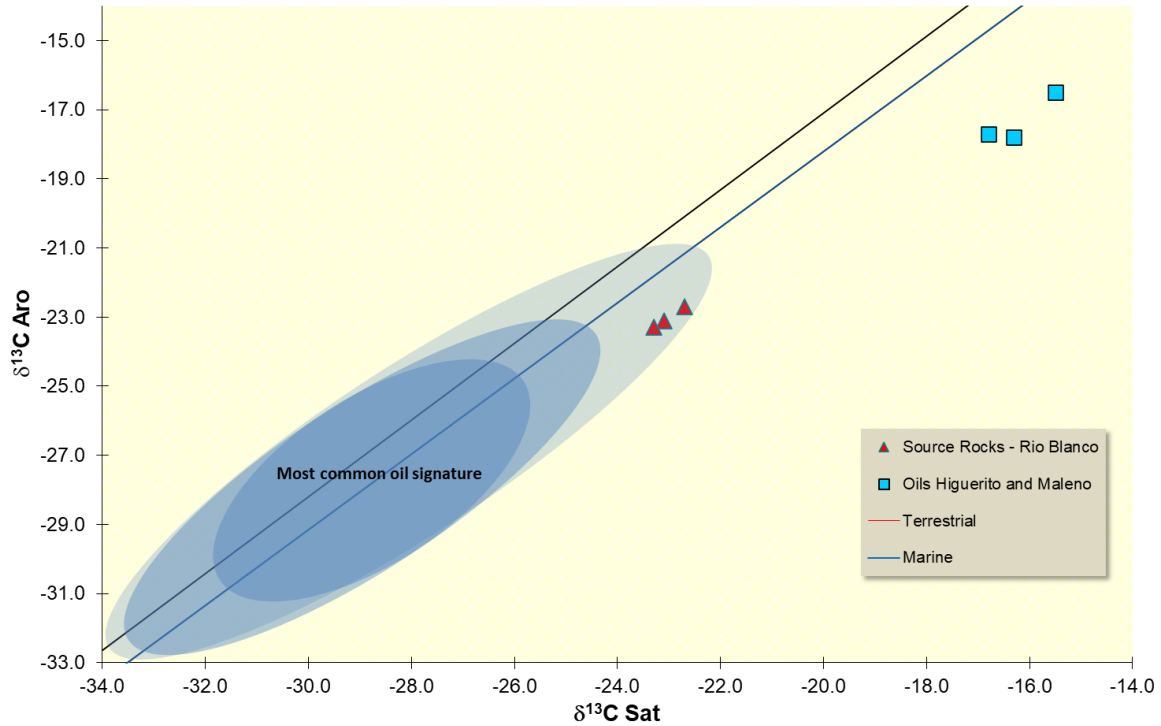


Figura 6.9.2. Diagrama de Sofer – Firma isotópica de las filtraciones de petróleo y el candidato a roca madre

Obviamente, una caracterización basada en el análisis de una sola muestra de roca madre no es particularmente robusta, pero, teniendo en cuenta la posible alteración de la firma isotópica debido a la biodegradación y la madurez térmica, la correlación entre el petróleo Higuero/Maleno y la roca madre potencial de Río Blanco es prometedora.

Es importante tener en cuenta que incluso la firma de Río Blanco Fm cae en el área altamente positiva (pesada) de la trama. Esta zona está escasamente poblada (no se mide con frecuencia).

## 7. CONCLUSIONES

Los principales resultados del presente estudio se resumen a continuación:

Los posibles aspectos críticos de los sistemas petroleros de todas las cuencas de la República Dominicana han sido definidos en la literatura:

1. Es probable que los depósitos de arenisca sean de mala calidad porque la arenisca del Cretácico-Cenozoico se deriva principalmente de la erosión de rocas ricas en arcilla y pobres en cuarzo del margen delantero de la placa del Caribe. Los reservorios carbonáticos del Caribe, con algunas excepciones, no han tenido éxito en esta región.
2. Es probable que las rocas madre sean pobres a regulares, depositadas en ambientes disódicos (querógeno II/III a III) y confinadas a depocentros más pequeños.
3. El tiempo es un tema clave que debe ser abordado y evaluado en cualquier exploración futura en la cuenca.

Los puntos 2 y 3, es decir, la presencia y maduración de la(s) roca(s) madre(s), son probablemente los más preocupantes en términos de potencial generador de hidrocarburos en el área.

Todos los autores coinciden en la necesidad de una definición más detallada del Sistema o Sistemas Petroleros a través de la adquisición de nuevos datos centrados en particular en las rocas madre.

Teniendo en cuenta esta necesidad y luego de una cuidadosa planificación basada en documentos puestos a disposición por el MEM y el Servicio Geológico Nacional (SGN), se ha llevado a cabo una nueva campaña de muestreo.

Se tomaron un total de 159 muestras de roca (133 afloramientos y 26 muestras de corte de perforación). Además, se han muestreado las principales filtraciones de petróleo en la Cuenca del Azua en diferentes lugares.

A continuación, las muestras se han sometido a un flujo de trabajo analítico que incluye imágenes digitales, mineralogía, petrografía de láminas delgadas, micropaleontología, evaluación de rocas madre, reflectancia de vitrinita, descripción de palinofacies, caracterización GC-FID. Las filtraciones de petróleo han sido caracterizadas a través de las principales herramientas de geoquímica orgánica (HRGC, GC-MS, GC-MSMS, Isótopos Estables de Carbono).

En cuanto a la calidad del yacimiento, el desarrollo global en las muestras estudiadas parece ser bajo y se limita mayoritariamente a litologías carbonatadas. Las muestras de arenisca observadas, incluso cuando son de grano grueso, parecen estar consistentemente caracterizadas por una matriz rica en arcilla común y calcita localizada que rellena fracturas, lo que impidió la preservación de cualquier porosidad abierta notable.

El predominio de yacimientos con input carbonáticos observados en las muestras tomadas en las diversas cuencas de la República Dominicana sugiere que la distribución lateral de los reservorios

puede ser relativamente limitada, dependiendo de la extensión lateral de los arrecifes y/o de los ambientes de rampa media de alta energía registrados en las diversas formaciones. Mientras que los buenos yacimientos alojados dentro de formaciones turbidíticas pueden ser rastreados a largas distancias, los buenos yacimientos alojados en facies de plataformas carbonatadas poco profundas pueden tener una distribución más irregular, la cual es más difícil de predecir. Esto debe tenerse en cuenta a la hora de planificar la exploración de estos posibles yacimientos.

En cuanto al potencial de roca madre, no se han encontrado muestras con COT >0.5 en las rocas aflorantes seleccionadas en el estudio, aparte de una sola muestra con TOC igual 0.7 en la Formación Las Guayabas de la Cuenca Llanura Oriental y una muestra de la Formación Río Blanco (Grupo Tireo) en la Cordillera Central con un valor muy bueno de 3.5%. Esta última muestra ha sido evaluada como un candidato potencial a ser roca madre para la acumulación de petróleo en la Cuenca Azua. Sobre la base de estos resultados, la sección del Cretácico es probablemente el mejor candidato como roca madre. Desafortunadamente, la distribución geográfica y el potencial real de estos intervalos no fueron ampliamente caracterizados debido a los escasos afloramientos de esta edad y también a la pocos de pozos que alcanzaran estos horizontes profundos.

La mayoría de las muestras analizadas en este estudio se pueden definir como inmaduras a maduras tempranas. Pocas muestras caen alrededor del pico de generación de petróleo. Por el contrario, la Formación Río Blanco en el lugar muestreado está demasiado madura.

Todas las muestras de afloramiento han sido analizadas para detectar la presencia de hidrocarburos libres (autóctonos y migrados). Sin embargo, los resultados del cribado GC-FID (G9+) no arrojaron hidrocarburos libres en ninguna de las muestras analizadas, lo cual puede deberse a varias razones:

- Falta de Sistemas Petroleros activos en los tramos analizados.
- Alta madurez de las muestras de roca madre que puede resultar en la alteración de los hidrocarburos líquidos y en la generación de gas que no puede ser detectado con esta técnica.
- Las muestras de afloramiento no son representativas de la formación equivalente en el subsuelo.

Dado que la caracterización orgánica de las muestras de roca arrojó malos resultados, la mayor parte de la información sobre los sistemas petroleros activos se ha recuperado del análisis de filtraciones de petróleo. Las filtraciones de petróleo, recogidas en la zona de los principales yacimientos petrolíferos Maleno e Higuerito, fueron ampliamente caracterizadas para llevar a cabo lo que comúnmente se denomina "inversión geoquímica". Sobre la base de los datos de GC-MS de biomarcadores y aromáticos, se puede inferir la siguiente información sobre la roca fuente:

- Todos los aceites de la zona tienen el mismo origen.
- La generación y expulsión ocurrió en la ventana de aceite temprano a mediano con una mayor madurez en las filtraciones de Maleno en comparación con Higuerito.

- Los aceites han sido generados por una facies rica en carbonatos de una roca madre depositada en un ambiente moderadamente anóxico.
- La edad de la roca fuente es del Cretácico Superior o más joven (oleano alto).
- La materia orgánica es una mezcla de continental y marina.

El análisis isotópico de carbono de las fracciones saturadas y aromáticas pone de manifiesto una firma de carbono muy positiva (alrededor de  $-17\text{‰}$  VPDB), que es extremadamente poco común, como se muestra en una comparación con una gran base de datos de aceites de todo el mundo publicada. Esto representa una gran ventaja para fines de correlación, ya que los posibles extractos de roca madre con valores isotópicos similares apuntarían hacia una correlación positiva.

La caracterización geoquímica de las filtraciones de petróleo es un paso clave para la identificación de la(s) roca(s) fuente(s) activa(s) de la zona. Hasta donde sabemos, hasta el momento no existen estudios de correlación petróleo-fuente a través de herramientas geoquímicas publicados en la literatura, por lo que este estudio es el primer intento de correlación basado en los resultados de la caracterización de los petróleos y del único nivel de roca fuente que muestra un claro potencial de generación de petróleo, la formación Río Blanco, perteneciente al Grupo Tiro.

La muestra que evidencia un muy buen valor de COT, fue desafortunadamente encontrada con una madurez térmica muy alta (reflectancia de vitrinita equivalente a alrededor del 3%). En consecuencia, las características geoquímicas, como los biomarcadores y los hidrocarburos ligeros, que podrían haberse utilizado como herramienta para la correlación entre el petróleo y la roca madre, se perdieron por completo. El único parámetro que todavía se puede utilizar es la firma isotópica de la materia orgánica en el querógeno residual.

Incluso la firma isotópica de la Formación Río Blanco resultó ser altamente positiva (alrededor de  $-23\text{‰}$  VPDB). Teniendo en cuenta la posible alteración de esta debido a la biodegradación y la madurez térmica, la correlación entre el petróleo Higuero/Maleno y la potencial roca madre de Río Blanco es ciertamente prometedora. Obviamente, una caracterización basada en el análisis de una sola muestra de roca madre no es particularmente robusta, por lo que los hallazgos de este estudio resaltan la necesidad de un estudio más detallado de las secuencias del Cretácico como rocas fuente potenciales. Esto se puede hacer a través de un nuevo muestreo específico de las rocas aflorantes, pero esto daría como resultado una caracterización de las facies fuera de los depocentros reales de la fuente. El muestreo ideal sería a través de la perforación de las secuencias en las cuencas mediante pozos profundos. Esto también podría permitir una caracterización más completa del enterramiento y de la historia termal de las cuencas, lo cual es un factor clave para comprender el momento de la generación.