

REPORTE DEL ESTUDIO

ESTUDIO GEOQUÍMICO EN CUENCAS SEDIMENTARIAS DE LA REPÚBLICA DOMINICANA
– EXTENSIÓN ENFOCADA EN LA FORMACIÓN RÍO BLANCO

Agosto, 2024

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 I+D y propiedad intelectual que son intercambiadas o puestos a disposición por la Parte Reveladora al Lector (la "Parte Receptora") en el contexto de esta presentación y los archivos adjuntos relacionados son de naturaleza altamente confidencial. ("Confidential Information").

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

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

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	4
2.	CAMPAÑA DE MUESTREO.....	5
3.	PROGRAMA ANALÍTICO	7
4.	RESULTADOS	8
4.1	Digital Cuttings.....	8
4.2	Caracterización Geoquímica Inorgánica de muestras de roca	8
4.3	Caracterización de Roca Madre – COT y Pirólisis.....	10
4.4	Caracterización de Roca Madre – Reflectancia de Vitrinita y Palinofacies.....	11
4.5	Relación de isótopos de Carbono Estables (EA-IRMS).....	12
4.6	Caracterización Geoquímica de Trazas de Hidrocarburos	12
4.6.1	Caracterización de Hidrocarburos (G9+) mediante cromatografía de gases (GC-FID) ...	12
4.6.2	Análisis GC-MS y GS-MS/MS.	14
4.6.3	Correlación con las Filtraciones o Manaderos de Petróleo.	17
5.	RESUMEN Y CONCLUSIONES.....	18

1. INTRODUCCIÓN

El presente proyecto ha sido completado para cumplir con el requisito del contrato otorgado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) a Geolog, el cual se denomina: " EXTENSIÓN DE CONTRATO DE SERVICIOS PARA LA REALIZACIÓN DE UN ESTUDIO GEOQUÍMICO EN CUENCAS SEDIMENTARIAS TERRESTRES Y LUGARES CON EMANACIONES NATURALES DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, ENFOQUE EN FORMACIÓN RÍO BLANCO".

El objetivo del presente Proyecto consiste en ampliar la caracterización de la Formación Río Blanco de edad Cretácica en términos de generación potencial de hidrocarburos.

Como ya se hizo mención durante el estudio principal ("Evaluación de posibles acumulaciones de petróleo en la República Dominicana" – Julio 2023), las rocas provenientes de afloramientos han sido muestreadas y sometidas a varios análisis geoquímicos orgánicos e inorgánicos.

El presente documento y los relativos adjuntos reportan los principales hallazgos del estudio, los cuales son discutidos en detalle en una presentación dedicada realizada por el personal de Geolog Technologies (GeoTech) a representantes técnicos y gubernamentales de la República Dominicana.

2. CAMPAÑA DE MUESTREO

La actividad de muestreo fue realizada en su totalidad por el equipo técnico del Viceministerio de Hidrocarburos (MEM), los geólogos Luis Torres y Gabriel Vásquez en un viaje de campo de 10-días.

La campaña se ha llevado a cabo con la colaboración del Servicio Geológico Nacional (SGN) que apoyaron con los mapas topográficos y geológicos utilizados en la misma.

La Formación Río Blanco ha sido muestreada en la Cuenca Cibao en correspondencia con la ubicación mapeada en las hojas topográficas 6072-I (Constanza) y 6172-IV (Bonaó).

Como se describe en la Figura 2.1 y Tabla 2.1, se han recolectado, descrito y enviado a los Laboratorios de GeoTech en Italia en un total de 25 muestras.

Se encuentra disponible un reporte detallado que describe la campana de muestreo junto con los mapas georreferenciados y la ubicación del muestreo en el [Anexo 2.0](#).

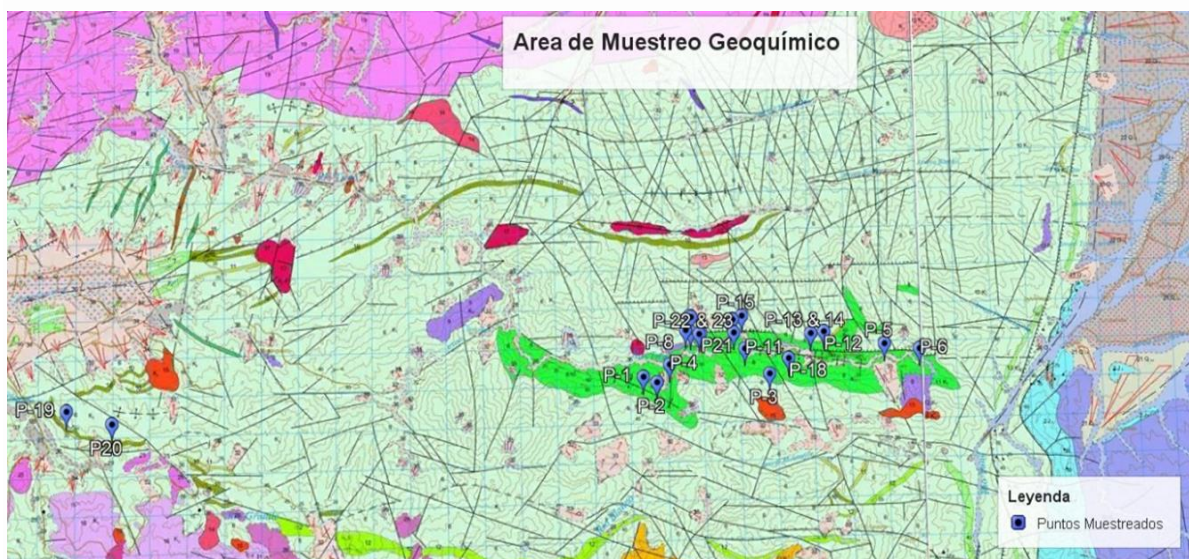


Figura 2.1 - Ubicación de las muestras recolectadas

Tabla 2.1 - Listado de muestras

Nombre muestra	Coordenadas		Altitud (m.s.n.m)	Nombre Formación	Descripción Litológica
	Oeste (m)	Norte (m)			
FRB-01	334359	2087993	1073	Rio Blanco	Arenisca limosa verdosa bien cementada.
FRB-02	334727	2087784	969	Rio Blanco	Limolita gris medio, cementada y parcialmente recristalizada. Presencia de venas.
FRB-03	334812	2087937	916	Rio Blanco	Roca ígnea verde oscura metamorfozada. Presencia de venas.
FRB-04	335083	2088235	775	Rio Blanco	Arenisca limosa de grano fino bien cementada, en capas y/o bandas gris oscura. Presencia de venas.
FRB-05	340990	2088642	471	Rio Blanco	Lodolita gris recristalizada con venas de calcita difusas
FRB-06	341950	2088490	411	Rio Blanco	Gabro.
FRB-07	335681	2089062	657	Rio Blanco	Arenisca de grano fino gris con bandas y capas delgadas.
FRB-08	335547	2089113	657	Rio Blanco	Arenisca de grano medio a grueso gris bien cementada. Posible presencia de fragmentos de carbón.
FRB-09	335699	2089448	731	Rio Blanco	Lodolita limosa de color gris oscuro bandeada y cementada. Presencia de venas.
FRB-10	335671	2089482	718	Rio Blanco	Gabro metamorfozado. Presencia de venas de calcita.
FRB-11	337155	2088598	720	Rio Blanco	Arenisca bien cementada verdosa.
FRB-12	339334	2088993	429	Rio Blanco	Cuarcita gris claro rica en pirita.
FRB-13	338974	2088955	501	Rio Blanco	Metapelita verdosa recristalizada.
FRB-14	338974	2088955	501	Rio Blanco	Arenisca de grano fino cementada negruzca.
FRB-15	337091	2089452	548	Rio Blanco	Limolita de gris oscuro bandeada. Presencia de pirita en capas oscura.
FRB-16	336837	2089358	543	Rio Blanco	Roca alterada hidrotermalmente de color verdoso. Presencia de pirita.
FRB-17	336863	2089021	746	Rio Blanco	Arenisca grisácea a verdosa bien cementada. Presencia de alteración.
FRB-18	338346	2088323	816	Rio Blanco	Areniscas grises a verdosas bien cementadas.
FTI-19	318762	2087425	1408	Tireo	Roca ígnea hidrotermalmente alterada oscura. Presencia de halos alteración.
FTI-20	319983	2087072	1458	Tireo	Areniscas de grano fino verdosa Hidrotermalmente alterada.
FRB-21	335957	2089020	628	Rio Blanco	Limolita cementada en capas de color gris oscuro. Presencia de venas.
FRB-22	335911	2089003	614	Rio Blanco	Metapelita foliada de color gris oscuro.
FRB-23	335911	2089003	614	Rio Blanco	Lodolita limosa de color gris oscuro y bien cementada.
FSM-24	328496	2180186	124	San Marcos	Calcarenita de color gris claro. Presencia de venas de calcita.
FSM-25	328496	2180186	124	San Marcos	Calcarenita de color gris claro. Presencia de venas de calcita.

3. PROGRAMA ANALÍTICO

A continuación, se presenta un resumen de las muestras analizadas, clasificadas por formación y tipo de análisis (Tabla 3.1). El programa analítico actual es diferente al acordado originalmente. Esto se debe a los resultados experimentales obtenidos, los cuales requirieron modificaciones para hacer frente a la calidad de las muestras encontradas y la abundancia de materia orgánica disponible.

Para la Descripción de los métodos analíticos, por favor consulte el Párrafo 4 (“Flujo de Trabajo y Métodos Analíticos”) del estudio principal.

Tabla 3. 1. Sumario de los análisis de caracterización orgánica e inorgánica realizados en la presente campaña.

Muestra	Formación	XRD - XRF	G9	COT	PIR	VITRIN	D13C	PALINO FACIES	GCMS	GCMSMS	DIGITAL CUTTINGS
FRB-01	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-02	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-03	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-04	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-05	Rio Blanco	1	1	1	1				1	1	1
FRB-06	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-07	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-08	Rio Blanco	1	1	1	1	1		1	1	1	1
FRB-09	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-10	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-11	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-12	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-13	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-14	Rio Blanco	1	1	1	1	1	1	1			1
FRB-15	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-16	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-17	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FRB-18	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FTI-19	Tireo	1	1	1	1						1
FTI-20	Tireo	1	1	1	1	1		1			1
FRB-21	Rio Blanco	1	1	1	1	1	1	1			1
FRB-22	Rio Blanco	1	1	1	1	1	1	1			1
FRB-23	Rio Blanco	1	1	1	1						1
FSM-24	San Marcos	1	1	1	1						1
FSM-25	San Marcos	1	1	1	1	1		1			1
		25	25	25	25	6	3	6	2	2	25

4. **RESULTADOS**

4.1 **Digital Cuttings**

En el **Anexo 4.1** se incluye una hoja resumen de la aplicación del Digital-Cuttings para todo el conjunto de muestras evaluado, en el que se presentan las ubicaciones de las muestras, las fotografías de alta resolución, y los resultados analíticos de forma integrada para facilitar la comparación, y posibilitar el mejoramiento de las descripciones litológicas y sedimentológicas.

El flujo de trabajo del Digital Cuttings es aplicado sobre una porción de muestra que se separa y se coloca en el portamuestras. Luego, se aplica un rociado ligero con agua automatizado sobre toda la superficie y se toman las fotografías de Alta Resolución (6000 x 4000 pixeles) a nivel de cada muestra o intervalo a evaluar.

Una vez obtenidas las imágenes, se encuentran todas para cada muestra evaluada, a las que se puede acceder con un solo clic a través de las tarjetas individuales por muestra. Esto permite un acceso rápido al repositorio digital, donde se almacenan todos los datos extraídos, incluidos la extracción de color partir de luz blanca y ultravioleta, el brillo, junto con las descripciones elementales y mineralógicas.

4.2 **Caracterización Geoquímica Inorgánica de muestras de roca**

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

La Caracterización Geoquímica Inorgánica de las muestras de afloramiento se realiza mediante la integración de la composición elemental y la mineralogía en masa de cada muestra respectivamente mediante técnicas analíticas de Fluorescencia de Rayos-X (FRX) y Difracción de Rayos-X (DRX).

Una porción representativa de cada muestra es molida usando un molino de bolas vibratorias planetario, y el polvo obtenido es analizado primero con el equipo Malvern-Panalytical Epsilon 1 XRF, y luego con el equipo ThermoFisher Equinox 100 XRD.

Los resultados detallados están disponibles en el **Anexo 4.2**, el archivo Excel contiene las siguientes pestañas:

- XRF_Ox: Muestra la composición elemental de los elementos principales en porcentaje, y de los elementos traza en ppm por cada muestra. Los valores de los elementos principales se expresan en óxidos, excepto el azufre, que suele acumularse en sedimentos en condiciones anóxicas en un entorno reductor. Además, de la composición elemental, también se muestra un parámetro calculado, denominado Gamma Ray Químico (CGR), que se calcula utilizando valores de U, Th and K, así como algunas relaciones elementales que son usadas como proxies para la caracterización de rocas; estas relaciones son agrupadas en campos temáticos y son

usados como indicadores de eventos o procesos específicos relacionados que prevalecieron durante la historia geológica como la relación arena/arcilla, proveniencia de sedimento, condiciones paleo-redox, diagénesis de carbonatos e intensidad de fracturas.

- XRD_data: Compila la composición mineralógica en cada muestra. Los minerales se agrupan con un Código de colores en supergrupos minerales de carbonatos, silicatos, accesorios, evaporíticos, minerales de arcilla y micas.
- Plots: La composición mineralógica de las muestras, así como los supergrupos de los minerales, se grafican en dos plots horizontales para ayudar a la visualización de los cambios mineralógicos.

4.3 Caracterización de Roca Madre – COT y Pirólisis

Los resultados detallados del COT y Pirólisis están disponibles en el **Anexo 4.4**, mientras que un resumen de los datos es evidenciado en la tabla 4.3.1.

Tres muestras de la Formación Río Blanco, denominadas FBR-14, FBR-21 y FBR-22 muestran valores de COT buenos / muy buenos. El valor más alto es de 2.3%, el cual es bastante similar a la muestra recolectada y analizada durante la primera campaña. Las muestras remanentes no muestran una cantidad significativa de COT.

De manera similar a las muestras de estudio principal, se detecta un pico S2 (potencial generador) muy bajo. Esto es normal para las muestras con COT bajo, Mientras que para las tres muestras de COT alto es probable que se deba a la alta madurez térmica (post madura – materia orgánica agotada).

Tabla 4.3.1. Datos COT y Pirólisis

Formation	Sample code	TOC (wt%)	S1 (mg HC/g)	S2 (mg HC/g)	Tmax (°C)
RIO BLANCO	FRB-01	0.3	0.03	0.01	n.d.
RIO BLANCO	FRB-02	0.3	0.03	0.01	n.d.
RIO BLANCO	FRB-03	0.3	0.02	0.01	n.d.
RIO BLANCO	FRB-04	0.4	0.02	0.02	n.d.
RIO BLANCO	FRB-05	0.3	0.08	0.04	n.d.
RIO BLANCO	FRB-06	0.3	0.13	0.01	n.d.
RIO BLANCO	FRB-07	0.6	0.02	0.01	n.d.
RIO BLANCO	FRB-08	0.4	0.02	0.03	n.d.
RIO BLANCO	FRB-09	0.5	0.01	0.01	n.d.
RIO BLANCO	FRB-10	0.3	0.01	0.02	n.d.
RIO BLANCO	FRB-11	0.3	0.04	0.02	n.d.
RIO BLANCO	FRB-12	0.3	0.03	0.01	n.d.
RIO BLANCO	FRB-13	0.3	0.06	0.01	n.d.
RIO BLANCO	FRB14	2.3	0.02	0.01	n.d.
RIO BLANCO	FRB-15	0.3	0.02	0.02	n.d.
RIO BLANCO	FRB-16	0.3	0.02	0.01	n.d.
RIO BLANCO	FRB-17	0.3	0.04	0.02	n.d.
RIO BLANCO	FRB-18	0.3	0.03	0.02	n.d.
TIREO INFERIOR	FTI-19	0.3	0.04	0.02	n.d.
TIREO INFERIOR	FTI-20	0.3	0.03	0.01	n.d.
RIO BLANCO	FRB-21	0.8	0.05	0.02	n.d.
RIO BLANCO	FRB-22	1.0	0.04	0.02	n.d.
RIO BLANCO	FRB-23	0.3	0.06	0.01	n.d.
SAN MARCOS	FSM-24	0.3	0.13	0.04	n.d.
SAN MARCOS	FSM-25	0.4	0.09	0.07	n.d.

4.4 Caracterización de Roca Madre – Reflectancia de Vitrinita y Palinofacies

Se han llevado a cabo análisis de Microscopía Óptica en 6 muestras seleccionadas (en su mayoría las que mostraron el COT más alto). El objetivo era determinar el nivel de madurez orgánica de la materia orgánica presente en las muestras midiendo la Reflectancia de Vitrinita de las partículas orgánicas (%Ro) usando luz incidente.

Un reporte detallado que incluye todas las mediciones de Ro tomadas, valor medio, número de mediciones, desviación estándar e histogramas de Ro, junto con fotomicrografías representativas y una descripción detallada está disponible en el **Anexo 4.5**, mientras que en la tabla 4.4.1 se muestra un resumen de los resultados.

Durante el análisis microscópico, fue encontrado que solo 4 de las 6 muestras (FRB-08, FRB-14, FRB-21 y FRB-22) contenían partículas de materia orgánica (OM) fiables cuyo Ro podría medirse de forma fidedigna.

El Ro de la materia orgánica en las 4 muestras es muy alto, en el rango de 3.1-3.2%. Esto indica que materia orgánica es Postmadura y se encuentra en la ventana de gas seco, confirmando esto los resultados de la pirólisis.

Las observaciones adicionales sobre los macérales puede ser resumida de la siguiente manera:

- Algunas de las partículas de materia orgánica tienen un origen fitoclastificado. Una tiene una estructura traqueal con orificios, típicamente asociadas con la xilema de plantas. Otra partícula es funginita (un maceral del grupo de las inertitas y parte del querógeno tipo IV) que se originan a partir de esporas de hongos.
- Otras partículas orgánicas son altamente angulares y asemejan al pirobitumen, mientras que varias son moderadamente vacuoladas y tienen una morfología similar a la cenosfera (esférica).
- Dos de las tres muestras restantes carecían de partículas de materia orgánica confiable y mostraban evidencias de meteorización. La tercera muestra contiene motas de partículas de muy alta reflectancia (>4.5%), las cuales probablemente sean contaminantes.

Tabla.4.4.1: Resumen de resultados de la Reflectancia de Vitrinita

Sample Code	Basin	Formation	Geological Age (Based on SGN Maps)	Ro%	Standard Deviation	Nr Total measured fragments
FRB-08	Cordillera Central	Tireo (Rio Blanco)	Late Cretaceous	3.14	0.08	35
FRB-14	Cordillera Central	Tireo (Rio Blanco)	Late Cretaceous	3.21	0.15	50
FTI-20	Cordillera Central	Tireo	Late Cretaceous	4.59	0.24	19
FRB-21	Cordillera Central	Tireo (Rio Blanco)	Late Cretaceous	3.13	0.1	31
FRB-22	Cordillera Central	Tireo (Rio Blanco)	Late Cretaceous	3.11	0.14	35
FSM-25	Cordillera Central	San Marcos	Eocene?	0.93	0.17	4

4.5 Relación de isótopos de Carbono Estables (EA-IRMS)

Desafortunadamente, al igual que en el caso de las muestras de afloramiento correspondientes a la Formación Río Blanco analizadas en el estudio principal, también en las nuevas muestras la alta madurez provocó una pérdida completa de las características geoquímicas como biomarcadores e hidrocarburos ligeros que pudieron haberse utilizado como herramienta para la caracterización y correlación de la Roca Madre. La única característica Geoquímica que todavía se puede utilizar es la firma isotópica de la materia orgánica presente en la roca (querógeno residual).

Tres muestras seleccionadas (las que tenían el valor de COT más alto, FBR-14, FBR-21 y FBR-22) se han sometido al análisis de EA-IRMS después de la remoción de los carbonatos inorgánicos.

Los resultados, que se muestran en la Tabla 4.5.1, son bastantes similares a los obtenidos para la muestra de la Formación Río Blanco analizada en el estudio principal.

Tabla 4.5.1: Análisis de Isótopos de Carbono Estable del querógeno residual en muestras de afloramiento.

Sample	Depth	Type	Fm	$\delta^{13}C$ Bulk
Río Blanco FRB 14	Outcrop	Rock Ext	Río Blanco	-23.6
Río Blanco FRB 21	Outcrop	Rock Ext	Río Blanco	-23.8
Río Blanco FRB 22	Outcrop	Rock Ext	Río Blanco	-21.8

4.6 Caracterización Geoquímica de Trazas de Hidrocarburos

Se analizaron las 25 muestras de afloramiento para detectar la presencia de hidrocarburos libres (autóctonos o migrados). El análisis de hidrocarburos libres (HC) es útil para fines de correlación, para evaluar la presencia de acumulación de petróleo y para identificar vías de migración. La caracterización Geoquímica consistió en un análisis GC-FID (G9+) y GC-MS y GC-MS/MS detallados en muestras seleccionadas.

4.6.1 Caracterización de Hidrocarburos (G9+) mediante cromatografía de gases (GC-FID)

Se ha implementado una herramienta de detección rápida, la cual es una tecnología propia de Geolog denominada G9+. Esta consiste en un análisis de HC mediante Extracción térmica -Cromatografía de Gases directamente de muestras de roca (sin necesidad de extracción de solvente preanalítica) realizada mediante medios de cromatografía rápida de muchas muestras, lo que permite una

detección rápida a nivel de varias muestras y la posterior selección para el análisis más detallado (por ejemplo, GC-MS). Todos los cromatogramas están disponibles en el **Anexo 4.7**.

Como era de esperarse en base a la madurez térmica, las muestras de roca madre no mostraron hidrocarburos líquidos residuales: la etapa de madurez solo permitiría la presencia de hidrocarburos gaseosos que de todos modos no pueden ser retenidos en estas muestras de superficie.

Como se aprecia en la Figura 4.6.1, las dos muestras FRB-05 y FRB-08 (sin potencial como roca madre) mostraron trazas menores de posibles hidrocarburos migrados. Las flechas azules en los cromatogramas muestran los picos de n-alcacos, mientras que las flechas verdes muestran los isoprenoides Pristano (Pr) y Fitano (Ph).

Cabe señalar que la intensidad de la señal es muy baja y los hidrocarburos apenas se pueden distinguir del background.

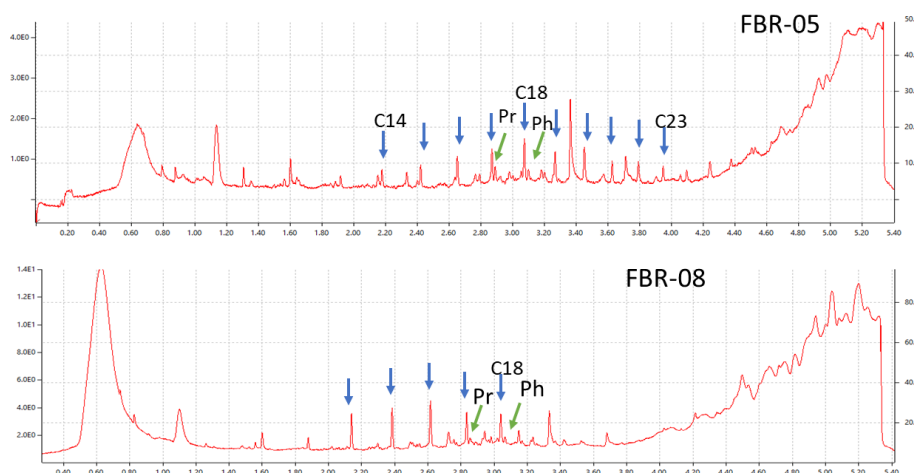


Figura 4.6.1: Análisis G9+ de muestras de afloramiento para la Fm. Río Blanco

4.6.2 Análisis GC-MS y GS-MS/MS.

La herramienta de caracterización más informativa en la 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 identificar mejor algunas clases moleculares, como los esteranos para el propósito de este estudio. Los biomarcadores de petróleo representan una clase de compuestos que son indicativos del material orgánico original que condujo al querógeno y, en última instancia, a la formación del petróleo. En otras palabras, pueden verse como fósiles moleculares capaces de proporcionar información sobre diversos aspectos, como madurez de roca madre, facies orgánicas, edad y entorno de sedimentación, etc.

Además, la sensibilidad y selectividad del detector MS puede mejorar la identificación y caracterización de incluso trazas menores de petróleo migrado o autóctono.

En el presente estudio, una pregunta particularmente crítica es la posible correlación entre las filtraciones de petróleo en las localidades de Higuero y Maleno, con cualquier traza de hidrocarburos encontrada en las proximidades de la roca madre potencial. Una correlación positiva podría reforzar el papel de que la Formación Río Blanco como posible roca madre del petróleo en el área.

Por estas razones, las dos muestras FBR-05 y FBR-08 que muestran algunas trazas de hidrocarburos se han extraído con solventes orgánicos y luego se han sometido a análisis GC-MS y GC-MS/MS.

Figuras 4.6.2 y 4.6.3 reportan el perfil de triterpanos y esteranos para las dos muestras.

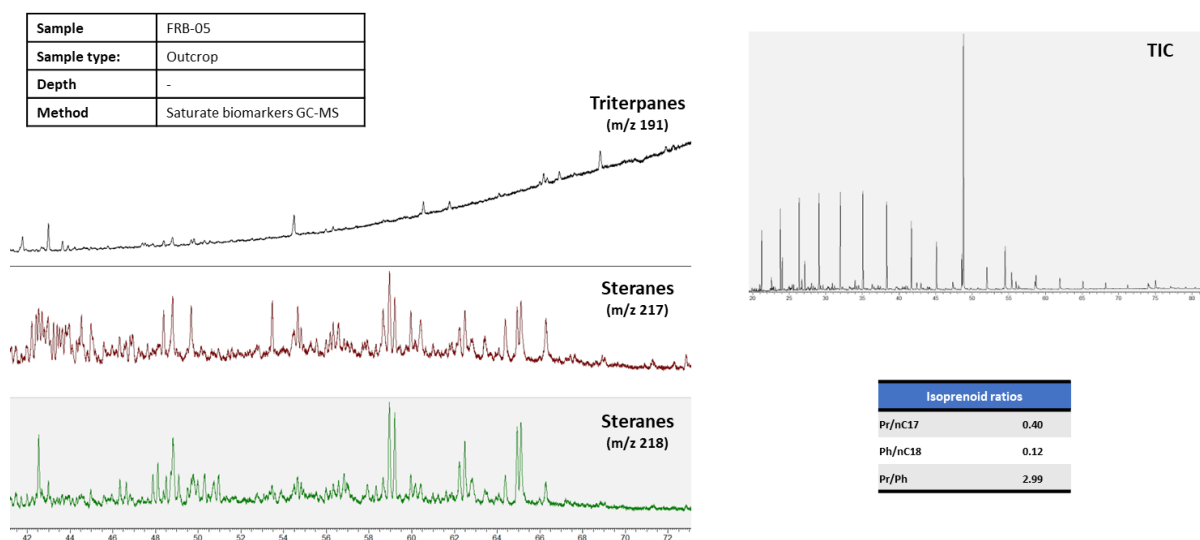


Figura 4.6.2. Análisis de Triterpanos y Esteranos mediante GC-MS para la muestra FBR-05

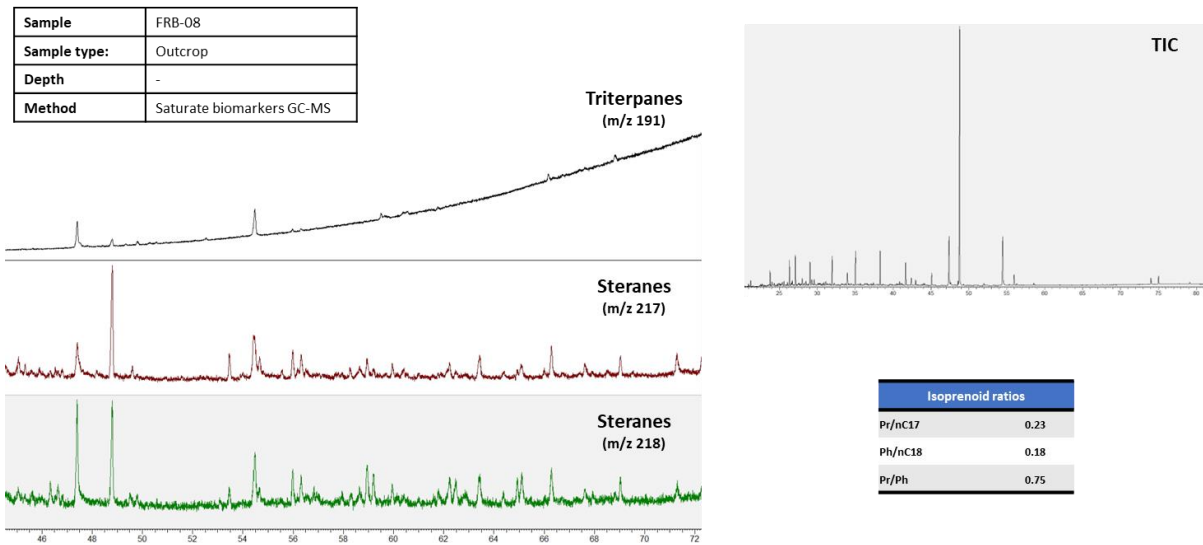


Figure 4.6.3. GC-MS triterpane and sterane analysis of FBR-08

Se ha realizado un análisis GC-MSMS para detectar la presencia del marcador de edad Oleanano con resultados positivos, como se muestra en la Figura 4.6.4, lo que indica que la edad de la roca madre generadora es del Cretácico o más reciente.

Para los esteranos se ha realizado un análisis adicional utilizando un instrumento GC-MSMS (se presenta un ejemplo en la Figura 4.6.5).

Los reportes completos de GC-MS y GC-MSMS se incluyen en el **Anexo 4.8**.

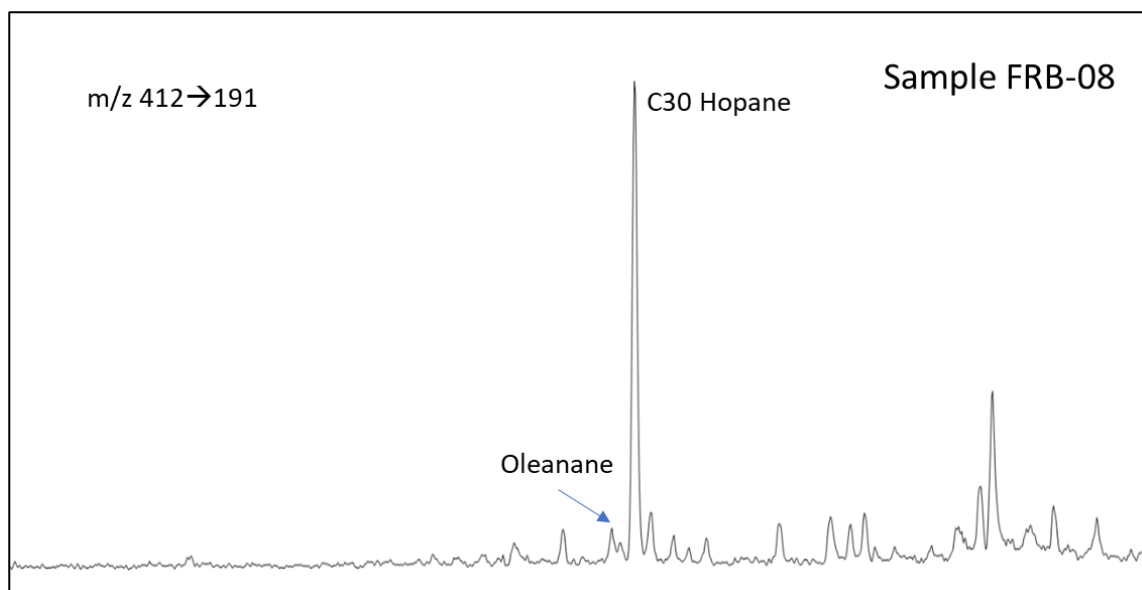


Figura 4.6.4. Análisis de Terpanos C30 - GC-MSMS (MRM of m/z 412 -> m/z 191) en muestra FBR-08

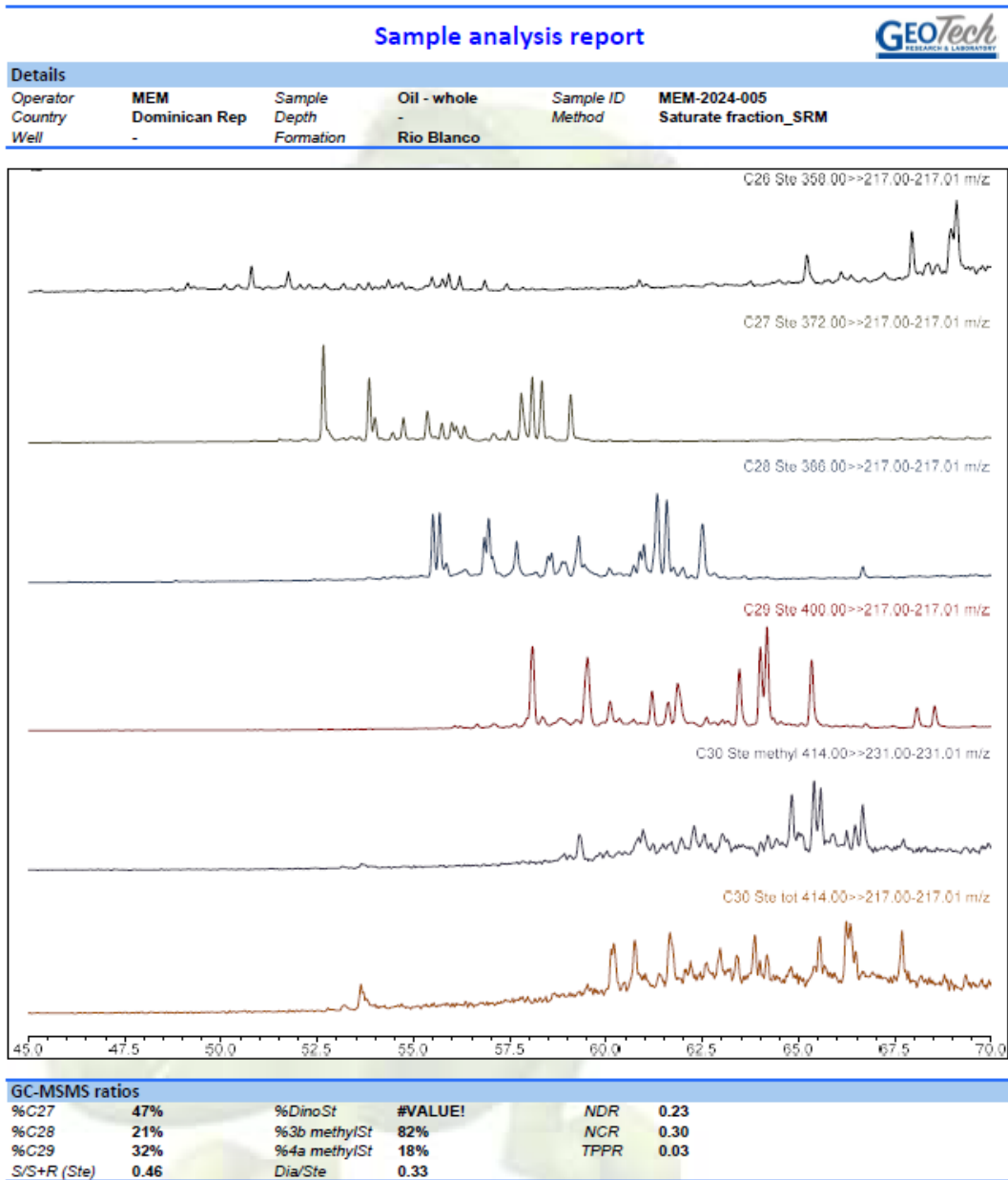


Figura 4.6.5. Análisis de esteranos mediante GC-MSMS (MRM of M+ -> m/z 217 del extracto de FBR-05: de fondo a tope C30, C29, C28, C27, C26.

A partir de los datos de GC-MS de biomarcadores y aromáticos, se puede inferir la siguiente información sobre la roca madre:

- Las dos trazas de petróleo tienen el mismo origen.
- Han sido generados por una roca madre arcillosa en un ambiente deposicional óxico/disóxico.
- La generación y expulsión ocurrió en la ventana petrolífera media a tardía.
- La edad de la Roca Madre es del Cretácico Superior o más reciente (presencia de oleanano).
- Organic matter is a mix where marine contribution is slightly prevailing on the continental one.

4.6.3 Correlación con las Filtraciones o Manaderos de Petróleo.

Si bien es claro que las trazas de hidrocarburos líquidos migrados que se encuentran en las muestras FBR-05 y FBR-08 no pueden ser correlacionadas con las muestras de roca madre de ventana de gas con alta madurez, una comparación con las filtraciones de petróleo de Higuierito y Maleno es muy interesante.

El análisis GC-MS (biomarcadores) muestra que las trazas de hidrocarburos migrados no se correlacionan con el petróleo de Higuierito y Maleno.

Los cromatogramas en la Figura.4.6.6 resalta las siguientes diferencias:

- Relación Pr/Ph es mucho menor en el petróleo de Higuierito,
- La distribución de esteranos sugiere el origen de una roca madre más marina.

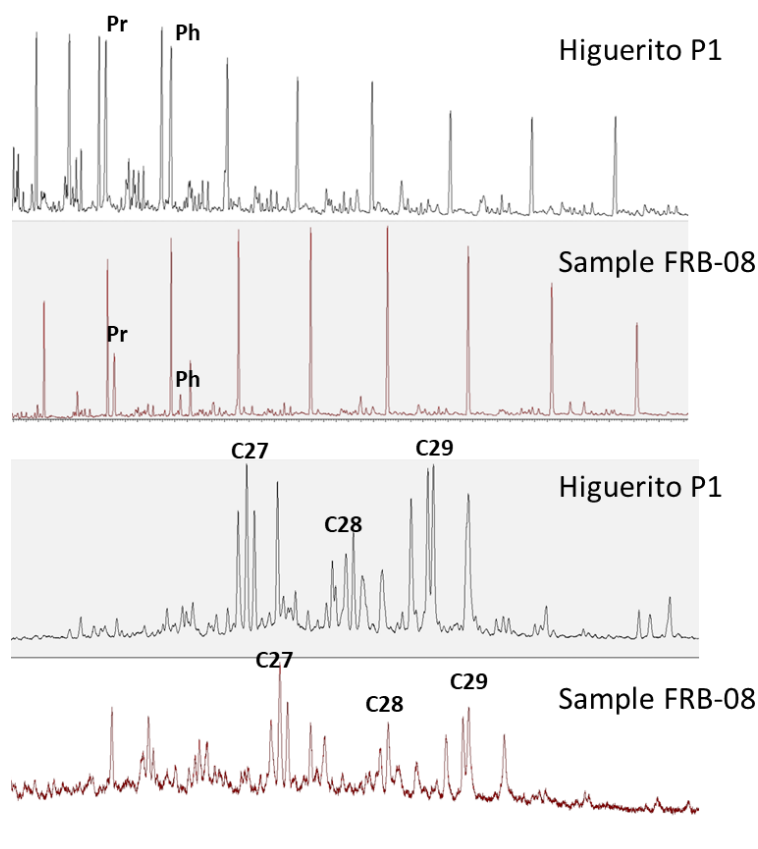


Figura 4.6.6. Comparación entre cromatogramas GC-MS de las filtraciones del petróleo de Higuierito y las trazas de hidrocarburos migrado encontrada en la muestra de afloramiento FBR-08.

5. RESUMEN Y CONCLUSIONES

El principal objetivo de este estudio fue ampliar la caracterización de los intervalos Cretácicos, en particular la Formación Río Blanco, como potencial de roca generadora en las cuencas terrestres de República Dominicana.

La actividad de muestreo fue realizada en su totalidad por equipo técnico del Viceministerio de Hidrocarburos, con el apoyo del Servicio Geológico Nacional, centrándose en la Cuenca Cibao.

Un total de 25 muestras de afloramientos fueron recolectadas y enviadas a los laboratorios de GeoTech en Italia, dos de ellas forman parte de la Formación San Marcos (Eoceno).

Las muestras han sido sometidas a un flujo de trabajo analítico que incluyó imágenes digitales de alta resolución, mineralogía, evaluación de roca madre, microscopía óptica y reflectancia de vitrinita, así como también descripción, caracterización GCFID, GC-MS, GC-MSMS, e Isótopos de Carbono Estables.

Los principales resultados del presente estudio se resumen a continuación:

- Tres de las veintitrés muestras de la Formación Río Blanco muestran un contenido interesante de materia orgánica (COT 0.8-2.3%). Parte de las muestras de afloramiento recolectadas durante la campaña de muestreo no eran adecuadas para una caracterización geoquímica orgánica (gabro metamorfizado y rocas ígneas).
- En cuanto a las muestras recolectadas en el estudio anterior, el nivel de madurez térmica de las 3 muestras con COT interesante es muy alto, la roca madre potencial puede definirse como “Postmadura y en la etapa de gas seco de generación de hidrocarburos”. Como era de esperarse, la alta madurez de las muestras de roca madre causó la alteración de los hidrocarburos líquidos y la probable generación de gas que no puede detectarse en muestras de superficie. Por esta razón, incluso en este segundo conjunto de muestras, las características geoquímicas como biomarcadores que podrían haber sido utilizados como herramienta para la correlación petróleo – roca madre, se perdieron completamente. El único parámetro que aún puede ser utilizado es la firma isotópica de la materia orgánica en el querógeno residual. Los datos nuevos ($\delta^{13}\text{C}$ entre -21.8 y -23.8‰) confirmaron e incluso reforzaron relativamente la buena correlación entre el querógeno de la Formación Río Blanco y las filtraciones de petróleo de Higuerito y Maleno.
- Si bien los fragmentos de materia orgánica observados durante los análisis de microscopía óptica son escasos, y probablemente no completamente representativos de las facies orgánicas originales, cierta abundancia de fitoclastos derivados de plantas terrestres podrían indicar que la riqueza orgánica muestreada de la Formación Río Blanco para este estudio fue depositada de locaciones proximales. Probablemente este no sea el paleoambiente en el que se depositó la roca madre que generó la acumulación de petróleo en la Cuenca de Azua.

En conclusión, el nuevo set de muestras caracterizadas en el presente estudio confirmó que la Formación Río Blanco del Cretácico puede considerarse una roca madre potencial para la generación de hidrocarburos. Sin embargo, la ubicación de los afloramientos en términos paleogeográficos indique que probablemente esté lejos de los depocentros reales de la roca madre. En consecuencia, una validación definitiva de la Fm. Río Blanco solo podría obtenerse a través del muestreo en una ubicación más distal, a la que solo se puede llegar mediante la perforación de las secuencias infrayacentes en las cuencas mediante pozos profundos. Esto podría también permitir una caracterización más completa de la historia termal y enterramiento de las cuencas, que es un factor clave para comprender el momento de la generación.

Información adicional obtenida en este estudio se refiere a dos muestras sin potencial de roca madre en las que se encontró que contenían trazas muy pequeñas de posibles hidrocarburos migrados. Estos hidrocarburos no pueden ser generados por la alta madurez termal de la Formación Río Blanco (que actualmente está en la ventana de gas seco). Una caracterización detallada de estas trazas permitió descartar que hayan sido generadas por la misma roca madre de las filtraciones de petróleo de la Cuenca Azua.