



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

SEDE BOGOTÁ
FACULTAD DE CIENCIAS

**PREDICCIÓN DE ROCA GENERADORA EN AMBIENTES DE
AGUAS PROFUNDAS – *OFFSHORE* COLOMBIA (CUENCA
GUAJIRA**

DAVID STEVEN SANABRIA LOPEZ

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias
Bogotá D.C., Colombia

2020

**PREDICCIÓN DE ROCA GENERADORA EN AMBIENTES DE
AGUAS PROFUNDAS – *OFFSHORE* COLOMBIA (CUENCA
GUAJIRA**

Autor:

DAVID STEVEN SANABRIA LOPEZ

Tesis de investigación presentada como requisito para optar al título de:

Magister en Geología

Director (a):

PhD: CARLOS ALBERTO VARGAS

Línea de Investigación:

Hidrocarburos

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ciencias, Departamento de Geociencias

Bogotá D.C., Colombia

2020

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece profundamente a Ecopetrol SA[®] (Empresa Colombiana de Petróleos), quien facilitó datos, asesoría de personal experto y *software* para la realización del presente trabajo, al profesor Carlos Alberto Vargas, PhD quien proporciono la guía y asesoría en todo el proyecto. A Sintef[®] por suministrar la licencia OF-Mod[®] y muy especialmente a Gerben de Jager, quien brindo acompañamiento y asesoría de una forma muy amable y cordial. A Cesar Mora quien hizo parte de mi proceso de crecimiento personal y profesional. A mi familia. A todos gracias.

RESUMEN

La distribución espacial y temporal de la roca generadora de hidrocarburos en la Cuenca Guajira y en general en el *offshore* del Caribe colombiano aun es desconocida, lo que genera incertidumbre en el sistema petrolífero y en general en la actividad exploratoria. En el presente trabajo se busca identificar posibles niveles de roca generadora de hidrocarburos a partir de registros eléctricos y nucleares, métodos sísmicos, correlación estratigráfica y software especializado en un área de la cuenca. Lo anterior con el fin de identificar posibles intervalos con propiedades generadoras y aplicar estrategias de predicción de este elemento del sistema petrolífero en áreas frontera con información limitada.

ABSTRACT

The spatial and temporal distribution of source rock in the Guajira Basin, and in general in the Colombian Caribbean offshore, is still unknown, which creates uncertainty in the petroleum system and in general in the exploratory activity. This paper seeks to identify potential levels of source rock from electrical and nuclear logs, seismic methods, stratigraphic correlations, and specialized software in an area of the basin. The objective is to identify potential intervals capable of hydrocarbon generation and to apply prediction strategies of this element of the petroleum system in frontier areas with limited information.

Palabras Clave: Predicción Roca Generadora, Geoquímica, Sistema Petrolífero, Modelamiento, *Offshore* Guajira.

TABLA DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	i
RESUMEN	ii
TABLA DE CONTENIDO.....	iii
LISTA DE FIGURAS	vi
LISTA DE TABLAS.....	x
1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	1
1.1. Introducción	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo General.....	2
1.2.2. Objetivos Específicos	2
1.3. Localización	2
1.4. Marco Geológico	4
1.5. Antecedentes	6
2. MARCO CONCEPTUAL.....	7
2.1. Sistema Petrolífero	7
2.2. Definición de Roca Generadora y Parámetros Asociados	7
2.2.1. Cantidad de la Materia Orgánica	9
2.2.2. Calidad de Materia Orgánica.....	11
2.2.2.1. Análisis Visual del Kerógeno (AVK).....	12
2.2.2.2. Pirolisis Rock Eval	14
2.2.3. Madurez Térmica de la Materia Orgánica	15

2.2.3.1. Reflectancia de la Vitritina (%Ro)	16
2.2.3.2. Temperatura Máxima (Tmax)	18
2.2.3.3. Índice de Coloración de Esporas (ICE).....	18
2.2.3.4. Índice de Alteración Termal (TAI)	20
2.2.3.5. Relación de Biomarcadores (Mackenzie, 1984).....	21
2.3. Contexto Geológico del Área de Estudio	22
2.3.1. Basamento	23
2.3.2. Eoceno (Formación Macarao)	23
2.3.3. Oligoceno (Formación Siamaná)	24
2.3.4. Oligoceno-Mioceno Temprano (Formación Uitpa).....	25
2.3.5. Mioceno Medio (Formación Jimol).....	25
2.3.6. Mioceno Tardío-Plioceno (Formación Castilletes)	26
2.3.7. Plio-Pleistoceno	27
3. METODOLOGIA	29
3.1. Revisión Bibliográfica	29
3.2. Selección de la Información	29
3.3. Métodos de Evaluación de Rocas Generadoras	31
3.3.1. Análisis Directo	32
3.3.2. Correlación	32
3.3.3. Registros Eléctricos y Nucleares.....	34
3.3.3.1. Registro Densidad (RHOB).....	34
3.3.3.2. Registro Neutrón.....	35
3.3.3.3. Gamma Ray Espectral (Uranio).....	35
3.3.3.4. Registro Sónico (DT)	36

3.3.3.5. Resonancia Magnética (RMN).....	36
3.3.3.6. Cruce de Curvas (GR, DEN y Resistividad).....	37
3.3.4. Métodos Sísmicos	39
3.3.5. Software de Predicción	42
4. RESULTADOS.....	42
4.1. Análisis Directo	42
4.2. Correlación y Registros	45
4.3. Métodos Sísmicos.....	54
4.4. Software de Predicción	59
4.4.1. Interpretación de las Superficies Sísmicas	60
4.4.2. Interpretación de Facies	65
4.4.2.1. Atributos de Amplitud (Rms)	66
4.4.2.2. Atributos de Frecuencia (Descomposición Espectral).....	66
4.4.3. Paleo Profundidad de Agua (PWD) y su efecto	70
4.4.4. Consideración Sobre la Materia Orgánica en OF-Mod	71
4.4.4.1. Materia Orgánica Marina.....	73
4.4.4.2. Materia Orgánica Terrestre	75
4.4.4.3. Preservación	75
4.4.4.4. Distancia a la Línea Costa	76
4.4.5. Resultados del Modelo.....	76
5. DISCUSIÓN	82
6. CONCLUSIONES	87
7. BIBLIOGRAFIA	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización geográfica de la cuenca <i>offshore</i> de la Guajira. Como se observa en el mapa, en áreas profundas no hay pozos perforados.....	3
Figura 2. Corte esquemático de la Cuenca Guajira. Tomado de Barrero et al 2007.	5
Figura 3. Columna estratigráfica con los principales elementos del sistema petrolífero de la Cuenca Guajira. Tomado de Barrero et al (2007).....	6
Figura 4. Resumen conceptual del análisis de laboratorio <i>Pirolisis Rock Eval</i> . Tomado de Lafargue et al, (1998).	10
Figura 5. Grupos macerales y su trayectoria de acuerdo a contenidos de hidrógeno y oxígeno.....	12
Figura 6. Diferentes tipos de kerógeno y su material constituyente. Tomado de Mora et al., (2002).	13
Figura 7. Reflectancia de la Vitritina vs Hidrocarburos expulsados. Tomado de Dembicki, H. and Pirkle, F., 1985.	17
Figura 8. Escala de referencia del índice de coloración de esporas (ICE). Tomada de Pearson (1984).....	19
Figura 9. Fotografías, descripción y caracterización termal de secciones delgadas al oeste de Canadá. Editado de Staplin (1969).	20
Figura 10. Mapa geológico de la península de la Guajira. Editado de Ingeominas (2015).	28
Figura 11. Mapa de información disponible en la Cuenca Guajira.	30
Figura 12. Diagrama de flujo señalando los elementos y procesos de un sistema petrolífero. Adicionalmente la ruta a seguir en el presente trabajo para evaluar la roca generadora de hidrocarburos con base en la información disponible.	31
Figura 13. Ejemplo de correlación litológica entre dos pozos.....	33

Figura 14. Diagrama esquemático del cruce de curvas sónico y resistividad. (Modificado de https://spec2000.net/11-vshtoc.htm).....	37
Figura 15. Método Passey con las curvas sónico y resistividad, en verde se resalta la separación $\Delta \log R$ en intervalos con contenido orgánico importante. Tomado de Passey et al., (1990).	39
Figura 16. Sección sísmica de la Formación Spekk en Noruega. A Ángulos cercanos y B Ángulos lejanos. La sección A presenta mayor amplitud que la sección B de acuerdo a las observaciones de Loseth et al. Tomado de Loseth et al. (2011).	40
Figura 17. Diagrama señalando el principio de la inversión sísmica. Imagen tomada de Latimer (2011).	41
Figura 18. Análisis geoquímicos organizados por edad, disponibles para la Guajira <i>Offshore</i> . A. Diagrama de Van Krevelen modificado (IO Vs IH), indicando el tipo de materia orgánica. B. Estado de madurez térmica de la materia orgánica a partir de Tmax. Datos tomados de diferentes pozos <i>offshore</i> de la Guajira.	44
Figura 19. Sismograma sintético que ilustra el amarre entre el pozo y los datos sísmicos.	46
Figura 20. Amarre esquemático de información sísmica desde un área con información crono-estratigráfica a un área frontera. Imagen cubo sísmico tomada y editada de https://www.seismicatlas.org	47
Figura 21. Perfil de amarre utilizando líneas span-2004 para conectar el área de estudio con el cubo de correlación.	48
Figura 22. Curva de TOC, Gamma Ray, Densidad o RHOB, Resistividad y Uranio vs profundidad en uno de los pozos de referencia, las zonas anómalas corresponden a roca generadora (SR). Escala vertical en metros.	50
Figura 23. Predicción de TOC a partir de registros. El cruce de las curvas de resistividad y sónico en el panel derecho señalan zonas con contenido orgánico.	

Los picos negros son valores de TOC medidos en laboratorio. Los picos cian son los valores de TOC calculados.....	51
Figura 24. Correlación desde un área con roca generadora conocida a un área frontera sin información de pozo.	53
Figura 25. Relación entre la velocidad y la densidad medidas en diferentes tipos de roca. La línea a trazos representa los valores de la ecuación de Gardner. Las demás líneas corresponden a valores medidos en laboratorio. Tomado de Gardner et al. (1974).....	55
Figura 26. Extracción 2D del cubo de densidades producto de la inversión sísmica.	56
Figura 27. Extracción 2D del cubo de velocidades construido a partir de la inversión sísmica.	57
Figura 28. Onda P (m/s) vs densidad (gr/cm ³) para el área de estudio. Los valores seleccionados en la matriz para predecir los geo-cuerpos, corresponden a valores bajos en ambas variables característicos de rocas generadoras.	58
Figura 29. Niveles calculados a partir de la densidad y la onda P con posible contenido orgánico.	59
Figura 30. Superficies sísmicas interpretadas para el área de estudio y localización del pseudo-pozo.....	64
Figura 31. Perfil estructural en dirección norte-sur con la interpretación de los principales horizontes.....	64
Figura 32. Metodología de interpretación de facies utilizando atributos sísmicos. Software Paleoscan®.....	68
Figura 33. Interpretación de facies utilizando atributos sísmicos. Litológicamente se realiza la discriminación entre arcillolita (Sh), arenisca (Ss) y limolita (Sil).	69
Figura 34. Mapas de PWD a diferentes tiempos en el pasado.....	71

Figura 35. Mapa global de distribución de clorofila en la superficie del mar. Tomado de https://earthobservatory.nasa.gov	73
Figura 36. Diagrama señalando la distancia a tierra relativa vs la productividad biológica, a mayor distancia de la línea de coste menor productividad. Tomado de https://www.sintef.no/en/software/organic-facies-prediction-of-mod/	74
Figura 37. Relación flujo de carbono - profundidad del agua según Stein (1991).	75
Figura 38. Mapa por edad del Carbono Orgánico Total (TOC), en colores fríos las áreas más pobres y en colores cálidos las áreas con mayor TOC.....	79
Figura 39. Mapa por edad del posible espesor de roca generadora, los colores fríos representan zonas de bajo espesor, mientras que los colores cálidos espesores mayores.....	80
Figura 40. Mapa por edad del potencial de roca generadora, los colores fríos representan potencial bajo, mientras que los colores cálidos representan buen potencial. En la leyenda <i>Source Rock Potential</i> (SRP).	81
Figura 41. Curva de Haq (1987). Datos tomados de Hill (2015).....	84
Figura 42. Mapa de paleobatimetría para el Mioceno Medio, los valores de profundidad corresponden a talud medio a Inferior.	85

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valoración de TOC. Tomado de Magoon & Dow (1994).	9
Tabla 2. Valoración del pico S ₂ . Tomado de Magoon & Dow (1994).	11
Tabla 3. Tipo de kerógeno de acuerdo al índice de Hidrógeno. Tomado de Magoon & Dow (1994).	15
Tabla 4. Estado de madurez termal de la roca a partir de %Ro. Tomado de Magoon & Dow (1994).	17
Tabla 5. Estado de madurez termal de la roca a partir de Tmax. Tomado de Magoon & Dow (1994).	18
Tabla 6. Estado de madurez termal de la roca a partir de TAI. Tomado de Magoon & Dow (1994).	21
Tabla 7. Algunos biomarcadores indicativos de madurez de la roca generadora (Oiltracers-Weatherford Laboratories Service, 2011).	22
Tabla 8. Resumen de las principales características de los niveles con materia orgánica en la Cuenca <i>Offshore</i> de la Guajira.....	52

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

1.1. Introducción

La roca generadora es el primer elemento de un sistema petrolífero. En actividades exploratorias es importante conocer sus propiedades geoquímicas, espesor, distribución espacial y exposición a procesos térmicos locales y regionales. En la Cuenca Guajira *Offshore* aún existe desconocimiento de este elemento y según autores como Katz & Williams (2003), las propiedades geoquímicas para la generación de hidrocarburos en esta región son de medias a bajas, lo que limita el potencial de la cuenca principalmente a expulsión de gas biogénico. Este argumento se basa en información de pozos perforados principalmente en la plataforma continental (≈ 25 km mar adentro desde la línea de costa).

Para la década de los años 2000, Ramirez V. O. (2007) señala potencial para rocas de edad Cretácico Superior, Eoceno, Oligoceno y Mioceno, tanto para sistemas petrolíferos biogénicos como termogénicos, abriendo una gran posibilidad principalmente para rocas Cenozoicas en zonas profundas de la cuenca.

Sin embargo es un hecho que las propiedades de las rocas generadoras mar adentro son desconocidas y probablemente en las zonas más profundas nunca se perforarán, por tal razón es necesario recurrir a modelos predictivos que señalen la distribución geográfica y temporal de las capas con mejores intervalos generadores.

Lo anterior es posible de construir a partir de curvas relativas del nivel del mar, información de pozo, sísmica, correlación de superficies estratigráficas, reconstrucción paleo-batimétrica de la cuenca, etc. Para el caso de la información de pozo se requieren datos litológicos, análisis geoquímicos, bioestratigráficos, registros, análisis petrofísicos, relación *shale*/arena etc.

Con el fin de identificar posibles intervalos de roca generadora de hidrocarburos en un área del Caribe de Colombia, se analizaron registros de pozo, se aplicaron métodos de correlación estratigráfica, métodos sísmicos y de modelado de facies

orgánicas con software especializado. Todo lo anterior con información existente, en el presente trabajo no se llevó a cabo análisis de laboratorio de ninguna clase.

La disposición espacial y temporal de la roca generadora apoya el proceso exploratorio y genera datos de entrada para modelos de generación, expulsión, migración y carga de hidrocarburos dentro de los procesos de maduración de oportunidades exploratorias.

Si bien en el presente trabajo se hace una recopilación bibliográfica de análisis de laboratorio y técnicas de interpretación, no todas son aplicadas al área de estudio debido a la ausencia de datos. El propósito adicional es contar con un documento de consulta que integre las técnicas y análisis más usados en caracterización y predicción de rocas generadoras de hidrocarburos.

1.2. Objetivos

1.2.1. *Objetivo General*

Identificar posibles intervalos generadores de hidrocarburos en un área costa afuera de la Cuenca Guajira en el Caribe de Colombia.

1.2.2. *Objetivos Específicos*

- Predecir la posible distribución espacio-temporal de unidades con rocas generadoras a partir de estimaciones petrofísicas y correlaciones estratigráficas.
- Evaluar efectos de la paleo-profundidad del agua en la calidad de la roca generadora en el área de la Guajira.
- Evaluar posibles incertidumbres y limitaciones respecto a la distribución propuesta.

1.3. Localización

El área de estudio se ubicada entre la plataforma continental y la zona abisal de la Cuenca Guajira en el Mar Caribe de Colombia. Por motivos de confidencialidad de la información que impone la empresa propietaria de los datos, no se muestra la localización exacta. **Figura 1.**



Figura 1. Localización geográfica de la cuenca offshore de la Guajira. Como se observa en el mapa, en áreas profundas no hay pozos perforados.

1.4. Marco Geológico

De acuerdo a Lopez (2016), la porción marina en el Caribe de la Península de la Guajira hace parte del límite más septentrional de la Placa Suramericana. La definición del límite entre bloques corticales de afinidad oceánica y continental es compleja y ha permitido postular diversos modelos evolutivos y estructurales. El modelo más común plantea que el límite entre corteza oceánica y continental se localiza en la parte central de la Serranía de Jarara (Etayo-Serna et.al., 1983) y que se extiende hacia el Sur cercano a la línea de costa hasta la Falla de Oca (Case and MacDonald, 1973).

Sin embargo otros autores consideran que este límite podría extenderse un poco más al norte y oeste (Cerón 2008), permitiendo que gran parte del *offshore* de la Península de la Guajira presente un basamento de afinidad continental. Sin embargo, la presencia de rocas de afinidad oceánica en la parte occidental de la Serranía de Jarara, así como cinturones de serpentinitas en el Cabo de la Vela y dataciones a partir de muestras recuperadas por pozos exploratorios, han soportado la hipótesis acerca de procesos de obducción durante el Cretácico (Pindell and Erikson, 1994) o cambios en la vergencia de la subducción (Weber et al., 2009) durante el avance de la Placa Caribe hacia el Oriente.

En la **Figura 2** se observa un corte esquemático en dirección SW-NE señalando los principales rasgos estructurales de la cuenca, teniendo como principales características la Falla de Oca al sur, la Falla de Cuisa que divide la Alta y la Baja Guajira y la Falla de Macuira al norte.

Entre los rasgos estratigráficos principales en la zona se encuentra la presencia de unidades del Cretácico en la Alta Guajira *Offshore*, las cuales fueron perforadas en el pozo San Jose-1. Su ausencia se refleja en la Baja Guajira, donde los sedimentos más antiguos interpretados a la fecha corresponden a edad Eoceno (33.9 – 56 ma).

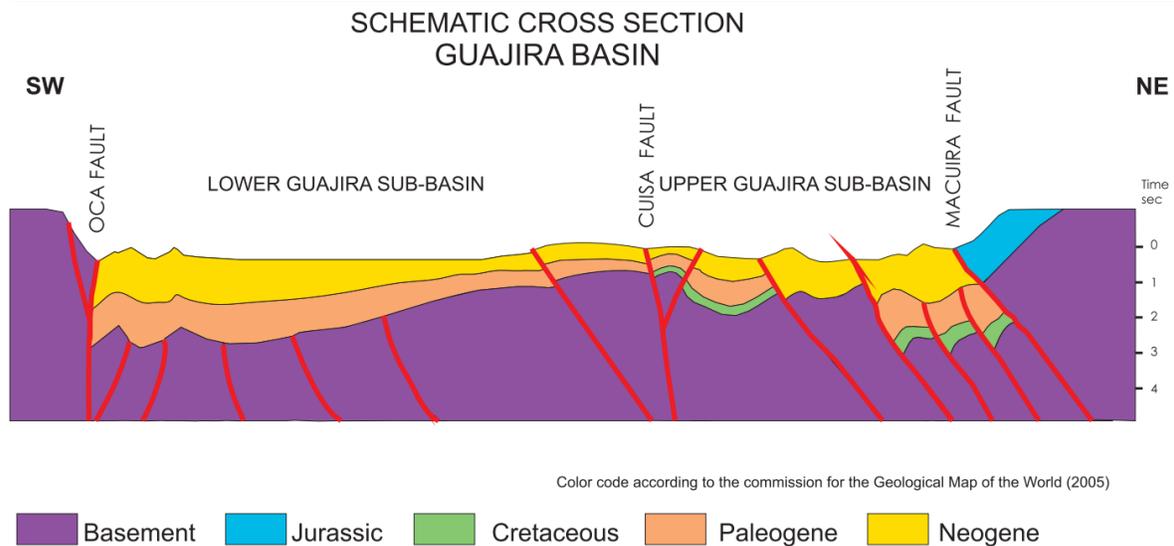


Figura 2. Corte esquemático de la Cuenca Guajira. Tomado de Barrero et al 2007.

Los pozos perforados en la Baja Guajira *Offshore*, han atravesado sedimentos lodosos inconsolidados que van desde el Cuaternario, pasando por el Mioceno, y corresponden a una secuencia compuesta por intercalaciones de areniscas y lodolitas con algunos niveles de calizas arrecifales (Campo Ballena - Mioceno Medio) y niveles importantes de areniscas calcáreas (Campo Chuchupa – Mioceno Inferior).

Infrayaciendo estas unidades se encuentran paquetes de edad Oligoceno, principalmente lodosos con algunos niveles de arenas turbidíticas depositadas en un talud medio.

El registro Eoceno por su parte, corresponde principalmente a niveles lodosos, depositados en condiciones bajas de oxicidad. Localmente presenta niveles arenosos producto de corrientes de turbidez en partes distales de la cuenca.

La unidad sedimentaria más antigua encontrada en la cuenca de la Guajira *offshore* corresponde al Cretácico Superior (Maastrichtiano), el cual fue perforado en el pozo San Jose-1 (Alta Guajira), donde la litología está compuesta por areniscas intercaladas con capas delgadas de lodolitas.

En la **Figura 3** se muestra una columna generalizada y en la **Capítulo 2.3** se hace un mayor detalle de la estratigrafía de la Cuenca Guajira.

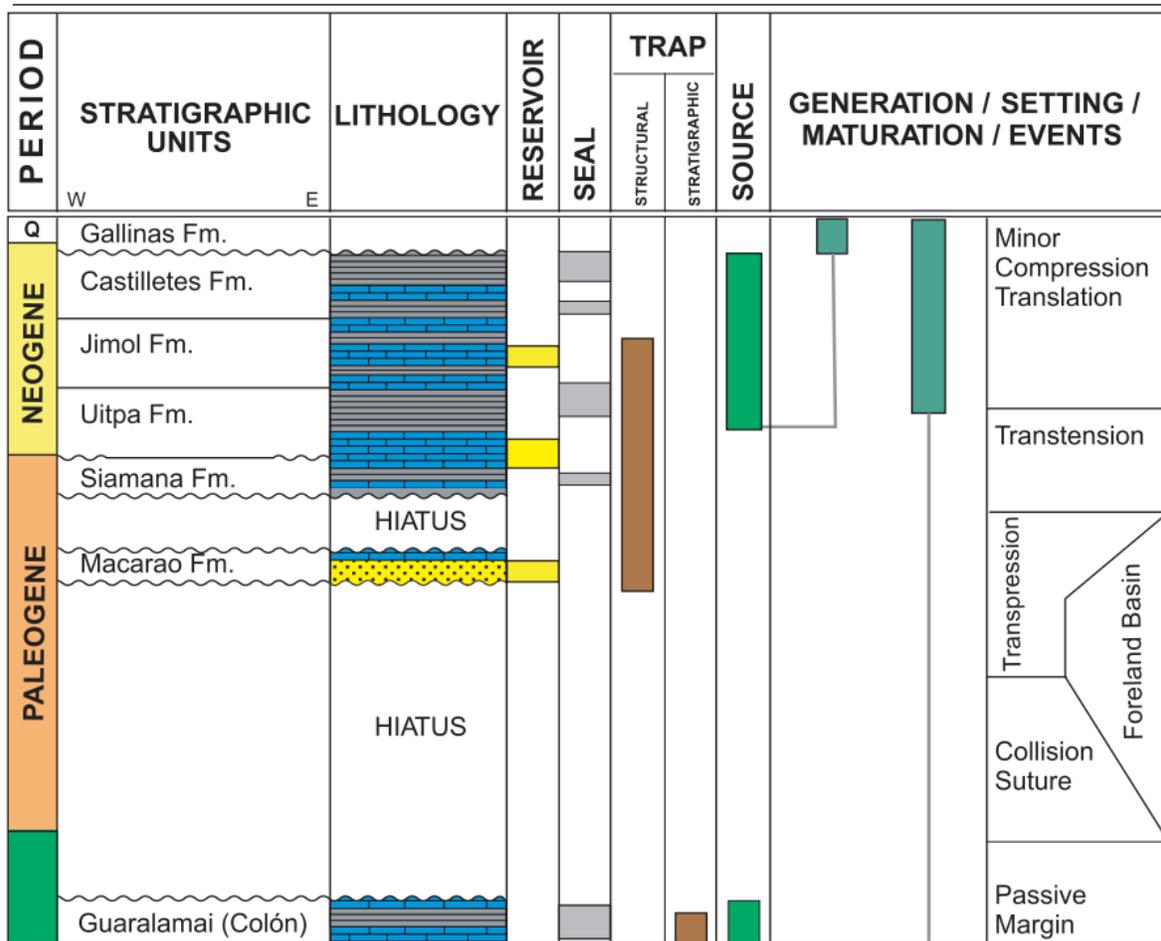


Figura 3. Columna estratigráfica con los principales elementos del sistema petrolífero de la Cuenca Guajira. Tomado de Barrero et al (2007).

1.5. Antecedentes

La predicción de roca generadora de hidrocarburos inició en la década de los 40 con los trabajos de Beers (1945), Swanson (1960), Schmoker (1979), Supernaw et al., (1978), Fertl and Rieke (1979). En dichos trabajos se hizo uso de registros eléctricos y nucleares, y se realizaron los primeros intentos de identificar intervalos ricos en materia orgánica. Estos métodos fueron mejorados a medida que avanzó la tecnología de adquisición de registros. Para los años 2000 la industria petrolera desarrollo nuevas aproximaciones que integran información geológica, paleo-ambiental, registros de pozo, estratigrafía de secuencia, etc.

Estas aproximaciones permiten explorar áreas frontera donde no se cuenta con información directa de afloramientos o una alta densidad de pozos. Este es el caso

de áreas costa afuera en áreas profundas y ultra-profundas en países como Colombia, Noruega, Egipto, India, Brasil, etc.

En el caso de Colombia, Mann et al. (2013) realizaron un estudio en el Valle Medio del Magdalena con rocas del Cenomaniano y el Coniaciano con el propósito de predecir la distribución y calidad de la roca generadora en esta cuenca. De acuerdo a los autores, a partir de la construcción de diferentes escenarios se logró una buena calibración entre los datos sedimentológicos y geoquímicos medidos en la cuenca, para tal fin se utilizó el software de modelado de facies orgánicas (*Organic Facies Modelling*) (OF-Mod).

2. MARCO CONCEPTUAL

2.1. Sistema Petrolífero

De acuerdo a Magoon & Dow (1994), un sistema petrolífero es un sistema natural que comprende una cocina de roca generadora y todos los hidrocarburos relacionados, lo que incluye los elementos geológicos y procesos que son esenciales para que una acumulación exista.

En la Cuenca de la Guajira Ramirez V.O. (2007), identifico al menos 4 sistemas petrolíferos de rocas fuentes de edad Cretácico, Paleógeno y Neógeno, teniendo los sistemas petrolíferos del Cenozoico un nivel de certidumbre hipotético (.) (Según clasificación Magoon & Dow, (1994), ya que existen evidencias geoquímicas pero no hay una correlación positiva crudo-roca. El sistema petrolífero Cretácico tiene un nivel de certidumbre especulativo (?) ya que solo existen evidencias geológicas.

2.2. Definición de Roca Generadora y Parámetros Asociados

Una roca generadora se define como cualquier roca que tiene la capacidad de generar y expulsar suficientes hidrocarburos para formar acumulaciones comerciales potencialmente explotables de petróleo y/o gas (Hunt, 1996).

Estas rocas son depositadas generalmente en aguas someras y tranquilas en los márgenes continentales, en condiciones de oxidadad baja para evitar la oxidación y degradación de la materia orgánica en busca de garantizar su preservación.

De acuerdo a Weimer & Slatt (2004), el potencial para roca generadora en aguas profundas es bueno, se han encontrado rocas generadoras de clase mundial a diferentes edades y en general se han identificado varios tipos de rocas generadoras en ambientes de aguas profundas. Para rocas generadoras de petróleo, se incluye materia orgánica lacustre, de mar abierto y diseminada. Para generadoras de gas, se incluye materia orgánica diseminada que genera gas biogénico y termogénico.

Para evaluar el potencial de generación de hidrocarburos en la roca generadora, es importante determinar geoquímicamente parámetros que nos permiten caracterizarla de forma segura y así establecer su capacidad de generación. Para tal fin es necesario establecer los siguientes aspectos:

- * Contenido de materia orgánica o riqueza orgánica.
- * Calidad y/o tipo de materia orgánica.
- * Madurez termal de la materia orgánica.

De acuerdo a Degens et al., 1981, los *shales* negros son una de las rocas generadoras más productivas del mundo. Su estudio y conocimiento permite que en la exploración se pueda predecir de manera más razonable y certera la presencia o no de hidrocarburos en un área determinada de exploración. Los métodos más comunes de evaluación de la roca generadora son los geoquímicos; los cuales se refieren a la abundancia, calidad y potencial generador de la materia orgánica que forma o hace parte de la roca generadora del petróleo.

La roca generadora está compuesta por kerógeno, la fracción remanente (insoluble) de la materia orgánica. Este cúmulo de materia orgánica se puede evaluar después que una muestra de roca pulverizada ha sido atacada con solventes orgánicos

(Peters & Cassa, 1994). Por su parte, el bitumen corresponde a la fracción orgánica de un sedimento que es extraíble con solventes orgánicos (Tissot & Welte, 1984).

Las rocas generadoras de hidrocarburos son depositadas en épocas de nivel del mar alto, por lo que la curva de Haq et al (1987), puede ser un buen elemento de partida para localizar de forma muy general posibles niveles ricos en materia orgánica, sin embargo no se puede tomar este hecho de manera absoluta, es necesario evaluar las condiciones locales en cada cuenca.

2.2.1. Cantidad de la Materia Orgánica

Las dos maneras más comunes de evaluar la riqueza orgánica corresponden a la determinación del carbono orgánico total (COT o TOC) y la identificación del índice de hidrocarburos residuales (S_2) (Merrill, 1991).

Determinación e interpretación del carbono orgánico total (TOC): Este análisis se realiza en muestras de roca pulverizada, en las cuales se ha eliminado el carbonato de calcio y el bitumen. Las muestras son sometidas a combustión en un horno, para luego medir la cantidad de CO_2 liberado. Tal cantidad se expresa en porcentaje en peso de carbono orgánico, como lo muestra la **Tabla 1**.

Potencial Petrolífero	TOC %
Pobre	0 - 0,5
Regular	0,5 - 1
Bueno	1 - 2
Muy Bueno	2 - 4
Excelente	> 4

Tabla 1. Valoración de TOC. Tomado de Magoon & Dow (1994).

Determinación del índice de hidrocarburos residuales (S_2): Se realiza mediante el método de **Pirolisis Rock Eval**, el cual es un procedimiento analítico que permite rápidamente y a partir de una pequeña cantidad de muestra de roca evaluar, diferentes tipos de materia orgánica, grado de evolución térmica y potencial generador de petróleo. **Figura 4**.

Este método fue desarrollado por el Instituto Francés del Petróleo (IFP), cuyo analizador de *Pirolisis Rock Eval* se ha convertido en un estándar mundial para la caracterización de rocas generadoras de hidrocarburos. A continuación se describen los parámetros de salida y su interpretación:

El primer pico **S₁** corresponde a la medida de los hidrocarburos libres que pueden ser volatilizados fuera de la roca a menos de 200° C. El pico **S₂** corresponde a los hidrocarburos producidos durante el craqueo del kerógeno, se produce entre los 400° C y los 500° C y representa el potencial actual de una roca para generar petróleo. (Ver **Tabla 2**).

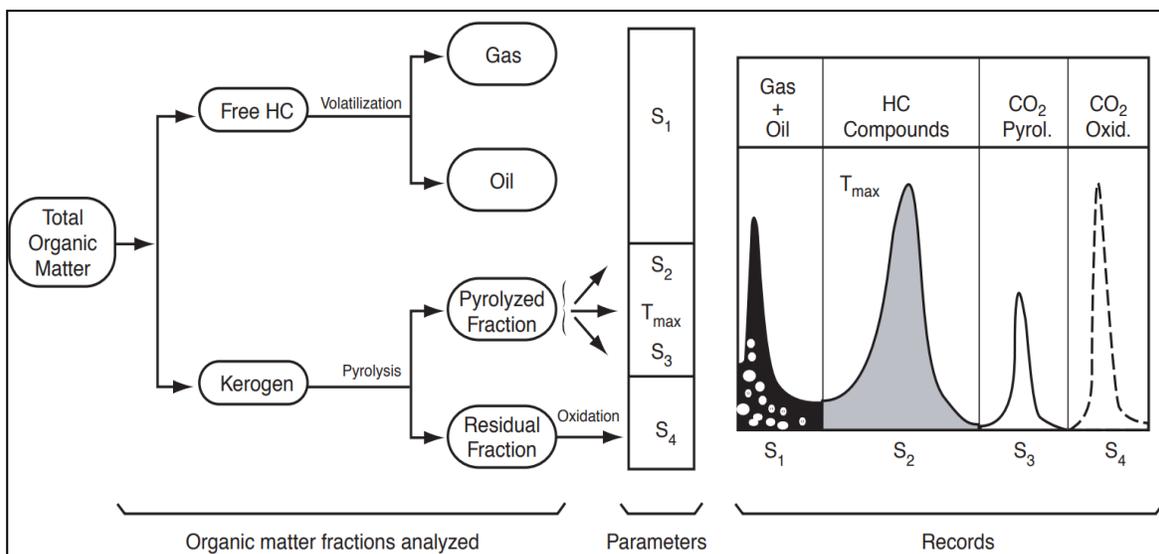


Figura 4. Resumen conceptual del análisis de laboratorio *Pirolisis Rock Eval*. Tomado de Lafargue et al, (1998).

Finalmente el pico **S₃** el cual representa el carbono pirolizable y el pico **S₄** corresponde al carbono fijo no pirolizable. Recientemente se ha incorporado el parámetro **S₄** para hacer alusión a la proporción de CO₂ derivado de procesos de oxidación. (**Figura 4**).

Potencial Petrolífero	Pico S ₂ (kg HC/ton roca)
Pobre	0 - 2,5
Regular	2,5 - 5
Bueno	5 - 10
Muy Bueno	10 - 20
Excelente	> 20

Tabla 2. Valoración del pico S₂. Tomado de Magoon & Dow (1994).

2.2.2. Calidad de Materia Orgánica

El análisis de la calidad de la materia orgánica se realiza en función del tipo de kerógeno, el cual es el componente orgánico de las rocas sedimentarias, no soluble en solventes orgánicos comunes, es sólido y resulta de la alteración diagenética de la materia orgánica. Su fracción extraíble se denomina bitumen. El kerógeno es la materia prima para la generación de hidrocarburos.

En la **Figura 5** Van Krevelen (1961), muestra los grupos macerales y el tipo de kerógeno, la cual señala que el kerógeno tipo I es asociado a alginitas, el tipo III a vitrinitas y el tipo II ocupa una posición intermedia y está constituido principalmente por exinita (o liptinita).

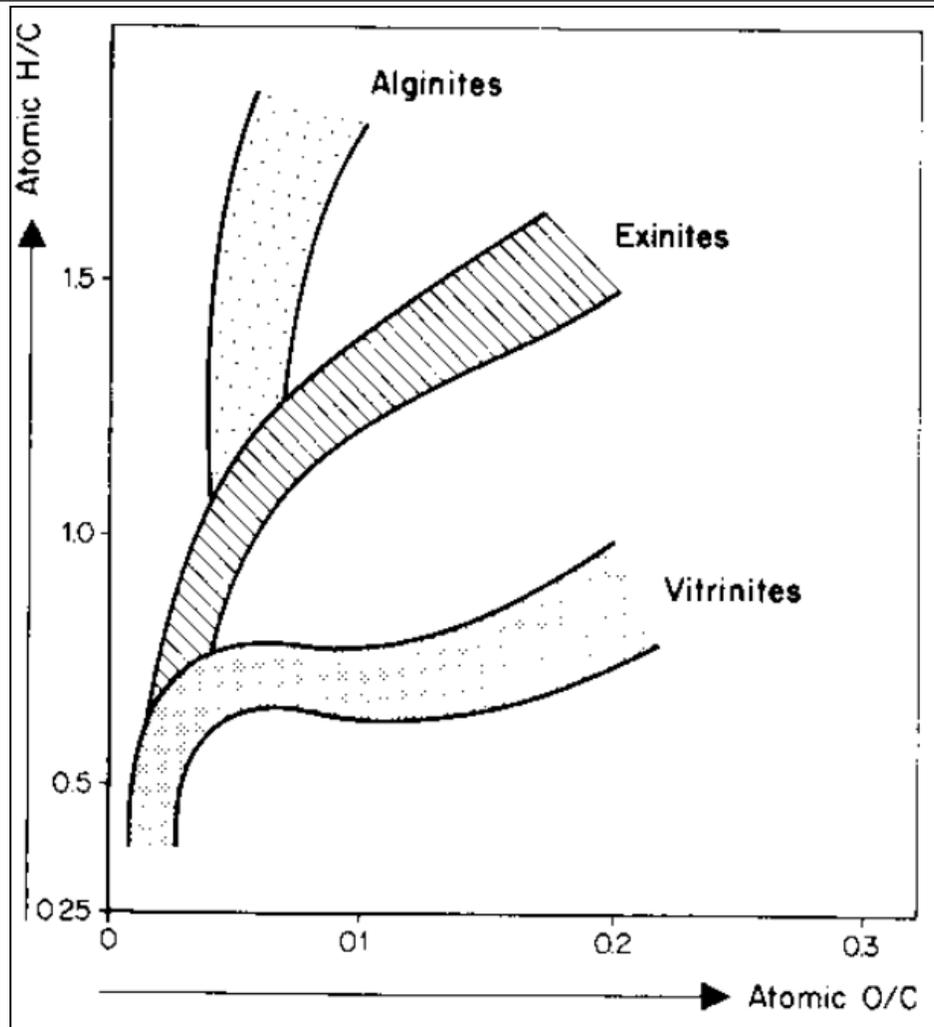


Figura 5. Grupos macerales y su trayectoria de acuerdo a contenidos de hidrógeno y oxígeno.

A continuación se señalan los dos principales métodos para la evaluación de la calidad de la materia orgánica:

2.2.2.1. Análisis Visual del Kerógeno (AVK)

El tipo de kerógeno puede ser definido por métodos de microscopía óptica. Estos métodos ayudan a la identificación de los diferentes tipos de kerógeno y de posibles mezclas de fuentes orgánicas. Diferentes métodos existen para realizar la identificación, sin embargo, el más utilizado es el estudio bajo luz transmitida de secciones delgadas de muestras en roca total.

En general se reconocen por lo menos tres tipos de macéras principales: liptinita, vitrinita e inertinita. La liptinita puede ser algal (Kerógeno Tipo I) o amorfa (Kerógeno Tipo II), mientras la vitrinita (kerógeno Tipo III), contiene estructura de plantas.

En la **Figura 6-A** se observa materia orgánica amorfa con colonias de *Botryococcus* (ambiente lacustrino) en muestras de la Formación Carbonera en el piedemonte de la Cuenca Llanos Orientales de Colombia. En la **Figura 6-B** materia orgánica amorfa en muestras del Grupo Villeta, Quebrada Calambé en el Valle Superior del Magdalena. En la **Figura 6-C** materia orgánica leñosa y amorfa en la muestras de la Formación Carbonera en el sector de Tauramena en la Cuenca Llanos Orientales. Tomado de Mora et al., (2002).

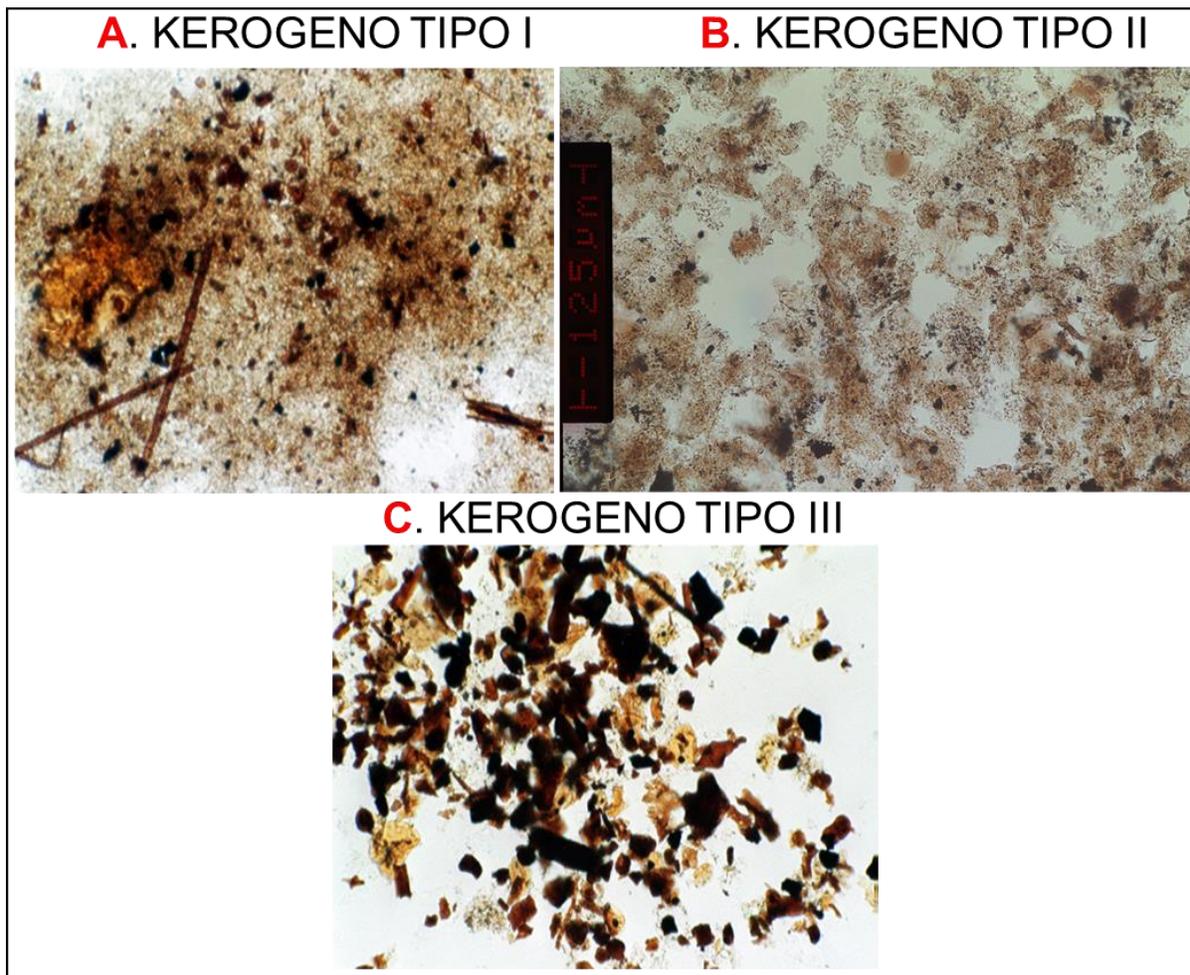


Figura 6. Diferentes tipos de kerógeno y su material constituyente. Tomado de Mora et al., (2002).

La caracterización visual del kerógeno es posible debido a que el kerógeno conserva características propias de la materia orgánica, se puede definir si proviene de material algáceo amorfo, de material herbáceo maderáceo o de mezcla de los anteriores.

Este método es el más preciso puesto que se caracteriza por medio de observación directa el tipo de materia orgánica, una desventaja es que se requiere de tiempo para la preparación de la muestra, elaboración de la sección delgada e interpretación microscópica de la muestra. Para más detalle del método consultar Tissot & Welte (1984).

2.2.2.2. Pirolisis Rock Eval

Merrill, 1991, señala que los tipos de kerógeno son establecidos por las relaciones del hidrógeno y el oxígeno con el carbono (H/C - O/C) de la materia orgánica.

De acuerdo a Mora & Goncalves (2005), los tipos de kerógeno pueden describirse de la siguiente manera:

Kerógeno tipo I: Presenta alto contenido de hidrógeno, constituido principalmente por liptinita. Se genera en ambientes lacustres de agua dulce, de alta productividad biológica y bajo aporte de material detrítico. Es menos común y se presenta típicamente en ambientes lacustres de agua dulce (estratificados) o hipersalinos. Genera principalmente aceite. Ver **Figura 6**.

Kerógeno tipo II: Se denomina exinita, es el más frecuente en muchas rocas generadoras del mundo. Es rico en hidrógeno pero en menor concentración que el tipo I. Normalmente se relaciona con sedimentos marinos reductores en los que se ha depositado una mezcla de fitoplancton, zooplancton y microorganismos (bacterias). También se puede asociar a material herbáceo abundante en polen, esporas y cutículas de hojas y tallos. Es buen generador de hidrocarburos líquidos y gas húmedo.

Kerógeno tipo III: Se denomina vitrinita. Es claramente estructurado; generalmente maderáceo. Este tipo de Kerógeno normalmente se asocia a materia orgánica

derivada de plantas continentales. Si genera hidrocarburos estos corresponden a gas húmedo y metano. Se forma en pantanos, canales abandonados, etc.

El método por pirolizador consiste en la determinación de los índices de hidrógeno (IH) y de oxígeno (IO) para poder ser graficados en el diagrama de Van Krevelen modificado.

$$IH = \frac{(S_2 \times 100) \text{ mg/g}}{\% \text{ TOC}} \quad IO = \frac{(S_3 \times 100) \text{ mg/g}}{\% \text{ TOC}}$$

Kerógeno tipo IV: Este tipo de kerógeno está compuesto por material retrabajado o inerte, no se le considera generador de hidrocarburos. En la **Tabla 3** se muestra el tipo de kerógeno de acuerdo al índice de hidrógeno (IH) propuesto por Magoon & Dow (1994).

Tipo de kerógeno	Índice de Hidrógeno	Principal producto generado al pico de madurez
I	> 600	Aceite
II	300 - 600	Aceite
II / IIIb	200 - 300	Aceite y Gas
III	50 - 200	Gas
IV	< 50	-

Tabla 3. Tipo de kerógeno de acuerdo al índice de Hidrógeno. Tomado de Magoon & Dow (1994).

2.2.3. Madurez Térmica de la Materia Orgánica

De acuerdo a Allen & Allen (2005), la subsidencia en cuencas sedimentarias causa madurez termal de forma directa con el enterramiento de las capas sedimentarias. Indicadores de la historia termal incluyen parámetros orgánicos y parámetros mineralógicos.

Los factores más importantes en la maduración de la materia orgánica son la temperatura y el tiempo, la presión es relativamente importante.

Existen diversos métodos para evaluar la madurez de la materia orgánica, a continuación se describen los principales:

2.2.3.1. Reflectancia de la Vitrinita (%Ro)

Este método es un estándar a nivel mundial para medir la madurez termal de una cuenca, su origen se dio en la caracterización del carbón, en la que se hizo necesario un método para medir el estado de madurez o el rango del carbón.

Posteriormente el método fue adoptado por la industria petrolera donde se empezó a aplicar la técnica en los *shales* y niveles carbonosos dentro de la columna sedimentaria para construir el modelo termal de una cuenca.

El procedimiento de laboratorio consiste en la preparación de una muestra por medio de la elaboración de una probeta pulida, para posteriormente ser evaluada por medio de un microscopio provisto de un objetivo de inmersión y un fotómetro.

La técnica consiste en hacer incidir un haz de luz sobre partículas de vitrinita de la probeta, un sensor detecta la cantidad de luz reflejada y la compara con la cantidad emitida, entre más luz reflejada, mayor el valor de %Ro. Usualmente se realiza un número considerable de mediciones para obtener una población de datos y tener un resultado estadístico representativo de reflectancia de la vitrinita o %Ro.

Debido a que reflectancia aumenta a expensas del gradiente geotérmico, es posible correlacionar este parámetro con la temperatura asociada a las ventanas de generación de hidrocarburos. **Figura 7.**

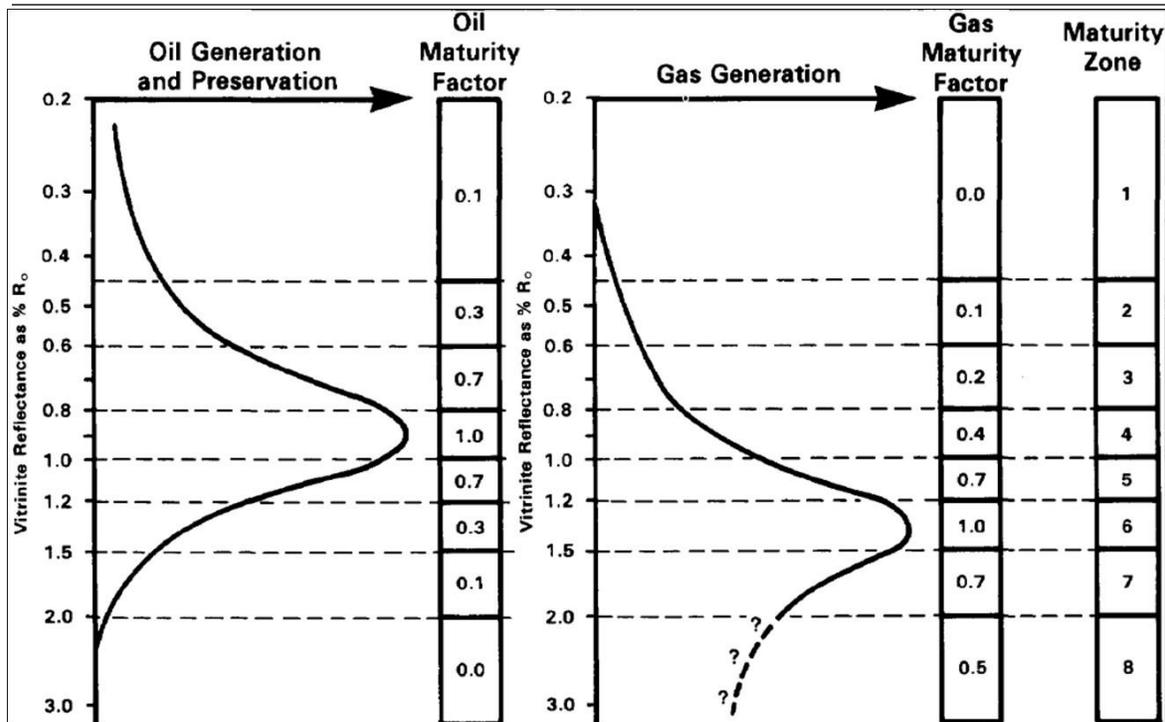


Figura 7. Reflectancia de la Vitrinita vs Hidrocarburos expulsados. Tomado de Dembicki, H. and Pirkle, F., 1985.

Las mediciones se realizan y calibran bajo estándares y normas internacionales con el fin de obtener resultados confiables. Una vez realizado el *set* de mediciones se toma el valor estadístico más representativo de todas las mediciones (usualmente es el valor *mean*).

En general rocas generadoras inmaduras, presentan valores inferiores a 0.6, rocas en la ventana de generación de aceite, entre 0.6 y 1.3 y rocas sobre-maduras >1.35%. **Tabla 4.**

Estado de madurez termal para aceite	Reflectancia de la vitrinita Ro (%)
Inmaduro	0,2 - 0,6
Maduro	
Temprana	0,6 - 0,65
Pico	0,65 - 0,9
Tardía	0,9 - 1,35
Sobremaduro	> 1,35

Tabla 4. Estado de madurez termal de la roca a partir de %Ro. Tomado de Magoon & Dow (1994).

2.2.3.2. Temperatura Máxima (Tmax)

De acuerdo a Peters (1986), la temperatura máxima (Tmax), proviene del análisis de *Pirolisis Rock Eval*, corresponde a la temperatura del horno (°C) en el momento de la generación máxima (pico S₂). Se considera una medida de la madurez térmica del kerógeno y normalmente está controlada por el tipo de materia orgánica.

Los valores de referencia para caracterizar muestras de roca con este parámetro son presentados a continuación en la **Tabla 5**.

Estado de madurez termal para aceite	Tmax (°C)
Inmaduro	< 435
Maduro	
Temprana	435 - 445
Pico	445 - 450
Tardía	450 - 470
Sobremaduro	> 470

Tabla 5. Estado de madurez termal de la roca a partir de Tmax. Tomado de Magoon & Dow (1994).

2.2.3.3. Índice de Coloración de Esporas (ICE)

Esta técnica derivada de la microscopia se basa en la coloración oscura que van adquiriendo las esporas a expensas de su madurez termal, en términos generales entre más traslucida la espora, más inmadura de sección estratigráfica que representa, y entre más oscura la espora, mayor madurez termal. En intervalos con un grado de madurez alto, las esporas pueden estar tan oscuras que es imposible establecer su clasificación.

La **Figura 8** muestra la escala de referencia de Pearson (1984), con la cual las muestras son comparadas visualmente y se hace un estimado de la madurez. A diferencia de las técnicas ya mencionadas, esta técnica es más cualitativa y depende del criterio del intérprete.

Un ejemplo de la técnica es aplicado por Staplin (1969) en el oeste de Canadá, las muestras utilizadas para la evaluación termal corresponden a secciones delgadas de edad Devónico y Cretácico Inferior. En la parte izquierda de la **Figura 9** se muestran fotografías de las secciones delgadas, y en la parte derecha su descripción e índice termal.

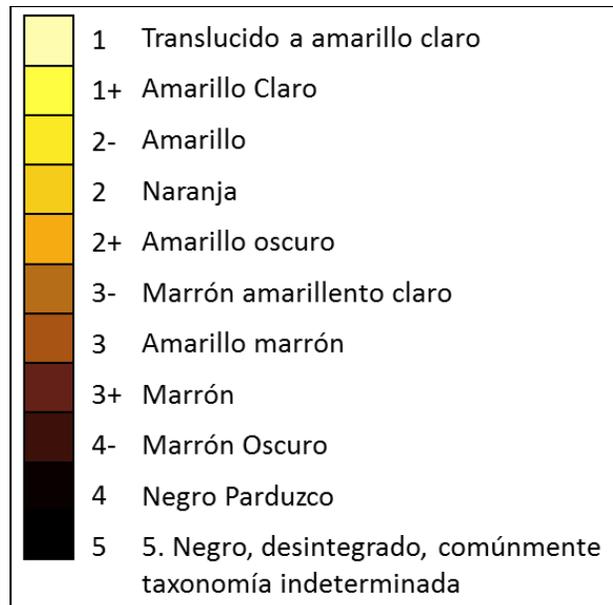


Figura 8. Escala de referencia del índice de coloración de esporas (ICE). Tomada de Pearson (1984).

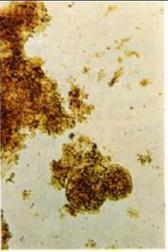
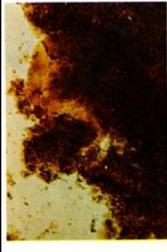
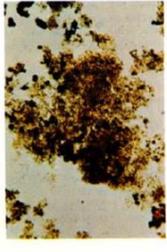
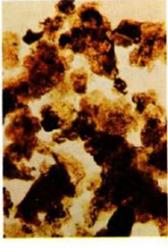
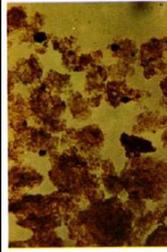
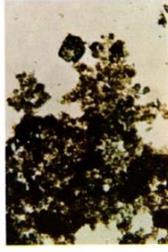
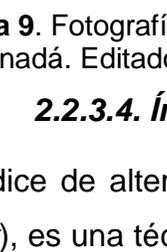
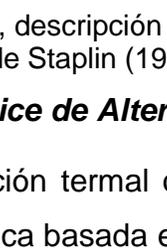
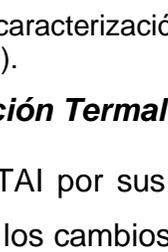
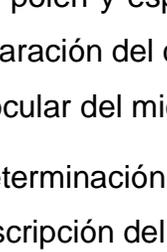
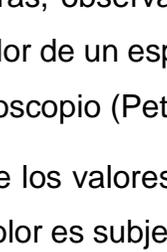
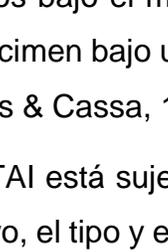
			Fig.	Descripción	Índice Termal	
1	2	3	1	Polen, cutícula y carbón mineral	2.0	
			2	Cutícula foliar Índice térmico	2.0	
4	5	6	3	Residuos amorfos sapropélicos, con esporas de plantas que han perdido su estructura	2.2	
			4			5
7	8	9	6	Tejidos sapropelizados y restos amorfos	2.3	
			7	Desechos sapropelizados, posible naturaleza fecal	2.4	
10	11	12	8	Cutícula vegetal y esporas vegetales	3.7	
			9	Desechos sapropélicos	4.0	
13	14	15	9			

Figura 9. Fotografías, descripción y caracterización termal de secciones delgadas al oeste de Canadá. Editado de Staplin (1969).

2.2.3.4. Índice de Alteración Termal (TAI)

El índice de alteración termal o TAI por sus siglas en inglés (*Thermal Alteration Index*), es una técnica basada en los cambios de coloración de palinomorfos, tales como polen y esporas, observados bajo el microscopio. El análisis consiste en la comparación del color de un espécimen bajo un ocular con el color estándar bajo el otro ocular del microscopio (Peters & Cassa, 1994). **Tabla 6.**

La determinación de los valores TAI está sujeto a muchos factores entre ellos que la descripción del color es subjetivo, el tipo y espesor de los palinomorfos afectan el resultado y muchas muestras contienen pocos palinomorfos, a pesar de ello, esta técnica puede proveer buena data cuando otros parámetros de madurez fallan (Peters & Cassa, 1994).

Sin embargo si se cuenta con las muestras es posible realizar una estimación muy rápida de la madurez termal de un intervalo de roca.

Estado de madurez termal para aceite	TAI
Inmaduro	1,5 - 2,6
Maduro	
Temprana	2,6 - 2,7
Pico	2,7 - 2,9
Tardía	2,9 - 3,3
Sobremaduro	> 3,3

Tabla 6. Estado de madurez termal de la roca a partir de TAI. Tomado de Magoon & Dow (1994).

2.2.3.5. Relación de Biomarcadores (Mackenzie, 1984)

Los marcadores biológicos son moléculas fósiles complejas derivadas a partir de organismos vivientes. Principalmente se componen de carbono e hidrógeno y están presentes en el petróleo y el bitumen, su estructura se mantiene casi intacta con respecto al compuesto original. Sin embargo desaparecen a niveles de madurez muy alta, por tal razón están ausentes en condensados y gases.

De acuerdo a Hunt et al., 1996, los biomarcadores son compuestos individuales, sin embargo su caracterización por familias pueden dar elementos de interpretación en la evaluación de crudos y la rocas generadoras.

En la **Tabla 7** se pueden observar los biomarcadores más usados y su interpretación.

Fracción de Hidrocarburo	Parámetros de biomarcadores medidos en la fracción de hidrocarburo	Efecto del incremento de la madurez	Comentarios
Hidrocarburos Saturados	C ₂₉ Esteranos [20S/(20S+20R)]	Incremento	Útil en ventana de generación media a temprana. Disminuye en niveles de madurez muy altas.
	C ₂₉ Esteranos [abb/(abb+aaa)]	Incremento	Útil en ventana de generación media a temprana.
	Moretano/Hopano	Decrecimiento	Útil en ventana de generación temprana.
	C ₃₁ Hopano[22S/822S+22R]]	Incremento	Útil en rocas inmaduras hasta el inicio de ventana de generación temprana.
	Ts/(Ts+Tm)	Incremento	Influenciado por la litología de la roca generadora.
	Terpanos tricíclicos/Hopanos	Incremento	Útil en ventana de generación avanzada, se eleva también a altos niveles de biodegradación.
	Diasteranos/Hopanos	Incremento	Útil en ventana de generación avanzada, afectado también por litología de la roca generadora (bajo en carbonatos, alto en lutitas); se eleva a altos niveles de biodegradación.
Hidrocarburos Aromáticos	Esteroides Monoaromáticos: (C ₂₁ +C ₂₂) [C ₂₁ +C ₂₂ +C ₂₆ +C ₂₇ +C ₂₈]	Incremento	Útil en ventana de generación avanzada; resistente a efectos de biodegradación.
	Esteroides Monoaromáticos: (C ₂₀ +C ₂₁) [C ₂₀ +C ₂₁ +C ₂₆ +C ₂₇ +C ₂₈]	Incremento	Útil en ventana de generación temprana a avanzada; resistente a efectos de biodegradación.
	Triaromatico / (Monoaromático + esteroides Triaromáticos)	Incremento	Útil en ventana de generación temprana a avanzada; resistente a efectos de biodegradación.

Tabla 7. Algunos biomarcadores indicativos de madurez de la roca generadora (Oiltracers-Weatherford Laboratories Service, 2011).

La desventaja de este método es que se requieren muestras de hidrocarburos líquidos (aceite o extractos de roca), los cuales se analizan por cromatografía gaseosa acoplada a espectrometría de masas.

2.3. Contexto Geológico del Área de Estudio

A continuación se realiza una breve descripción estratigráfica de cada una de las unidades geológicas encontradas en el área (**Figura 10**).

2.3.1. Basamento

De acuerdo a Lopez (2016), el basamento de la porción marina de la Península de la Guajira ha sido considerado históricamente de afinidad netamente oceánica, basado en los datos de los pozos exploratorios que han llegado hasta el tope de este y modelos gravimétricos regionales plateados en la década de los años 70 (Case & MacDonald, 1973). Sin embargo, la presencia en afloramientos con escamas imbricadas de Permotriásico con rocas cretácicas en el flanco oriental de la Serranía de Jarara, pozos exploratorios que han perforado secuencias metamórficas de edad Permotriásica y secuencias sedimentarias del Cretácico Superior perforadas al norte de la Serranía de Jarara, plantean que no existe un límite neto entre los dominios oceánicos y continental en el área.

Lopez (2016), también se plantea que la distribución de las rocas de afinidad oceánica expuestas en la Serranía de Jarara haría parte de complejos acrecionados entre microcontinentes formados durante el Cretácico inferior y yuxtapuestos durante el Paleógeno.

2.3.2. Eoceno (Formación Macarao)

De acuerdo a Ingeominas (2009), esta unidad fue propuesta por Renz 1960 y redefinida por Rollins (1965). El término deriva del antiguo nombre dado por los indígenas a la zona de afloramiento.

Petrográficamente estas rocas corresponden a sub-litoarenitas de grano fino a medio, de coloración marrón y verdosa, ligeramente calcáreas, compuestas principalmente por fragmentos de cuarzo, feldespatos, principalmente plagioclasa sericitizada, minerales opacos y moscovita, las cuales presentan porosidades por disolución calcárea. Estas arenitas se intercalan con capas de limolitas, ligeramente calcáreas y con venillas de yeso de carácter secundario. La unidad también presenta capas delgadas de biomicritas, de coloración amarillo clara con abundante fauna fósil de bivalvos.

Ambiente de Depósito: La litología de esta formación se relaciona a condiciones marinas someras a medias, ubicándose en “*shoreface*” medio a distal. La

abundancia de fragmentos de conchas, bivalvos y otros moluscos embebidos en las arenitas a la base sugiere zonas intermareales y ambientes de alta energía, posiblemente costas y mares someros. En el área *offshore* los ambientes van migrando a un ambiente de talud.

En el área *offshore* de acuerdo a Ramirez V.O. (2007), basado en el pozo Puerto Estrella-1, el Eoceno incluye conglomerados y areniscas hacia la base y areniscas calcáreas, limolitas y arcillolitas hacia la parte superior, se estima un ambiente nerítico (menor a 200 m).

2.3.3. Oligoceno (Formación Siamaná)

De acuerdo a Ingeominas (2009), esta unidad fue propuesta por Renz 1960 y redefinida por Rollins (1965), y toma su nombre de la Ranchería Sillamahana, ubicada en el borde noreste de la Serranía de Cosinas. El término “Siamaná”, es una deformación del nombre de dicha ranchería.

En general, la unidad está constituida por rocas terrígenas y calcáreas. Las primeras están representadas por capas medias a gruesas, tabulares, plano-paralelas, sin estructuras internas, de arenitas calcáreas de grano fino a muy fino, fosilíferas, esporádicamente conglomeráticas, de coloración amarilla-café con abundantes guijos de cuarzo lechoso, esquistos, neises y ocasionalmente fragmentos de rocas graníticas. La segunda litología corresponde a rocas calcáreas tipo bioesparitas, en capas gruesas que alcanzan hasta los 2 m. de espesor, planoparalelas, tabulares, sin estructuras internas y con coloración clara en tonos amarillos, rosados y cafés. También se reportan niveles de limolitas calcáreas cuya ocurrencia depende de la presencia de las capas arenosas.

Ambiente de Depósito: Por la abundancia de restos de arrecifes coralinos en la Formación Siamaná, se interpreta un ambiente de aguas claras, someras, tranquilas, todas en la zona fótica superior. En el área *offshore* los ambientes van migrando a un ambiente de talud.

En el área *offshore* de acuerdo a Ramirez V.O. (2007), la secuencia incluye estratos de areniscas blancas, arcillolitas, caliza y arenisca calcárea que se acumularon en condiciones marinas. El ambiente se interpreta de litoral a sublitoral (menor a 200m).

2.3.4. Oligoceno-Mioceno Temprano (Formación Uitpa)

De acuerdo a Ingeominas (2009), esta unidad fue propuesta por Renz 1960 y redefinida por Rollins (1965), toma su nombre de la denominación indígena del manantial de Uitpa, ubicado en el borde sureste de la Serranía de Jarara. El término se emplea para describir capas de lodolitas abigarradas y limolitas amarillo-cafés.

Litológicamente, la Formación Uitpa agrupa de base a tope una secuencia grano-decreciente de arenitas muy finas y limolitas en su mitad inferior y de lodolitas en su parte superior.

Ambiente de Depósito: Por su litología y fauna reportada se propone para la Formación Uitpa un ambiente somero que, aunque estable, rápidamente alcanzó grandes profundidades, condición que se mantuvo constante por bastante tiempo, lo que se deduce por el espesor de las lodolitas. Hacia el tope de la secuencia se insinúa una rápida somerización de la cuenca. A la base, la secuencia litológica sugiere ambientes cercanos a la playa, con escaso aporte de material terrígeno. En el área *offshore* los ambientes van migrando de plataforma a ambiente de talud.

En el área *offshore* de acuerdo a Ramirez V.O. (2007), la secuencia consiste de arcillolitas, limolitas y calizas, con capas menores de areniscas. El ambiente interpretado es sublitoral externo a batial ($\approx 160-2000$ m)

2.3.5. Mioceno Medio (Formación Jimol)

De acuerdo a Ingeominas (2009), esta unidad fue propuesta por Renz 1960 y redefinida por Rollins (1965), la formación toma su nombre del Cerro Jimol y describe una secuencia de limolitas arenosas masivas de color café, expuestas en la parte central de la bahía de Cocinetas. Rollins (1965) redefine la unidad aclarando que “desafortunadamente, la descripción de los cuerpos de roca de la sección tipo

proporcionados por Renz (1960) no son claros, y propone que las rocas que afloran en el Cerro Jimol pertenecen a la Formación Siamaná

Litológicamente, la unidad consta de arenitas calcáreas, bioesparitas y limolitas. La Formación Jimol se compone de una secuencia de capas medias a gruesas de arenitas calcáreas de 50 cm. a 1 m. de espesor, con estructuras internas de láminas medias a gruesas y estratificación inclinada con contactos netos entre capas. Estas arenitas se enriquecen en carbonato a medida que se asciende estratigráficamente, gradando en su parte media a bioesparitas impuras con fragmentos de bivalvos en las que hay niveles arenosos. Se torna al tope como una unidad en la que predominan las arenitas finas intercaladas con limolitas, con abundante carbonato.

Estas arenitas son duras, masivas, de grano medio a fino aunque posee algunos niveles de grano gruesos; se presentan en capas medias a muy gruesas, algunas veces masivas sin estructuras sedimentarias, en otros se observa laminación inclinada y planar.

Ambiente de Depósito: Por su litología, las estructuras sedimentarias, la fauna fósil registrada y el estado de la misma, buena parte en posición de vida, se supone para la Formación Jimol un ambiente de depositación de aguas marinas someras.

En el área *offshore* de acuerdo a Ramirez V.O. (2007), En la Alta Guajira, la secuencia consiste en arcillolita, localmente calcárea con capas menores de calizas, limolitas y areniscas. El ambiente se interpreta de sublitoral externo a batial (≈ 160 -2000 m), en la Alta Guajira, profundizándose a batial (200 – 2000 m) en el *offshore* de la Baja Guajira.

2.3.6. Mioceno Tardío-Plioceno (Formación Castilletes)

De acuerdo a Ingeominas (2009), el nombre Formación Castilletes hace alusión a una población en el extremo noreste de la frontera Colombo-Venezolana, en el sector de Bahía de Cocinetas. Es propuesta por Rollins (1965), quien a su vez la formula como una redefinición de la Formación Tucacas de Renz (1960). La idea de Rollins (1965) de sustituir el término “Tucacas” por “Castilletes” obedece a que el

primero planteaba confusión con el nombre de una población en el estado de Falcon de Venezuela.

La Formación Castilletes se caracteriza por presentar bioesparitas, arenitas calcáreas y lodolitas calcáreas dispuestas en capas medias a gruesas, con geometrías tabulares, usualmente no están fracturadas, diaclasadas o falladas. No obstante, hacia el sector de Punta Taroa, Puerto Estrella y Punta Chichibacoa se encuentran con inclinaciones en las capas entre 3 y 4° hacia el noreste. En el sector del Cabo de La Vela están inclinadas en igual proporción pero hacia el sureste y en la Bahía de Cocinetas se encuentran horizontales.

Ambiente de Depósito: Se propone un ambiente marino somero, (presencia de *backgrounds*) con una temperatura posiblemente superior a la actual dado que el tamaño de los fragmentos fósiles es mayor al de los organismos actuales, posiblemente de playa, o cercano a esta, de aguas claras, y poco sedimento disuelto en el fluido, condiciones evidenciadas en la presencia de las algas rojas y de sedimentos depositados en un régimen energético alto.

En el área *offshore* de acuerdo a Ramirez V.O. (2007), en la Alta Guajira, la secuencia se caracteriza por la presencia de areniscas de color oscuro, calizas y arcillas grises. El ambiente es interpretado como batial inferior a sublitoral externo ($\approx 160-2000$ m).

2.3.7. Plio-Pleistoceno

De acuerdo a Ingeominas (2009), en la Alta Guajira se presenta una amplia variedad de depósitos recientes, algunos de los cuales aún están en formación en procesos que ocurren de manera simultánea pero unos más activos que otros. Son cuerpos semi-consolidados e inconsolidados de gran extensión areal, ya que recubren las topografías desarrolladas por las unidades ígneas, metamórficas y sedimentarias descritas anteriormente. Dichos depósitos son: Abanicos y Coluviones, Lagunar, Cauce Aluvial, Evaporíticos Recientes, Eólicos, Llanura de Inundación y Llanura Inter-mareal.

En el área *offshore* de acuerdo a Ramirez V.O. (2007), las secuencias están compuestas por areniscas, calizas arenosas, arcillas y carbón, localmente con calizas bioclástica. Los ambientes de depositación indican un cambio ascendente de los ambientes sublitorales externos a internos.

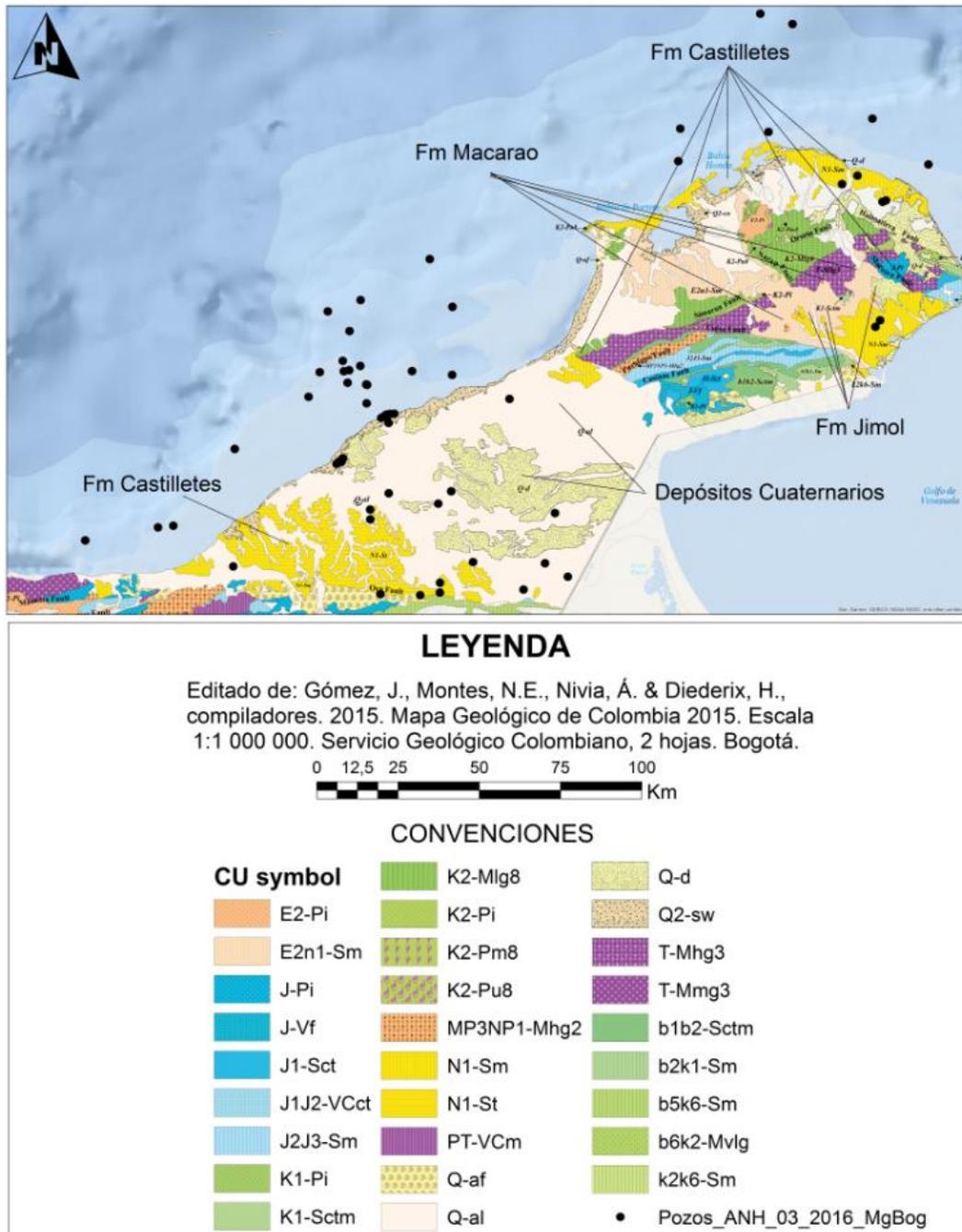


Figura 10. Mapa geológico de la península de la Guajira. Editado de Ingeominas (2015).

3. METODOLOGIA

3.1. Revisión Bibliográfica

Como primera fase se realizó revisión bibliográfica buscando atacar 2 frentes, el primero, enfocado a revisar el marco tectónico, cronoestratigráfico, sedimentológico, interpretación sísmica, información de pozo, geoquímica, etc.

En este aspecto Ecopetrol SA[®], proporcionó información de estudios e informes internos con el marco crono-estratigráfico del área, trabajos basados en amarres sísmica-pozo construidos con estudios bioestratigráficos, dataciones y correlaciones.

Esta información sirvió de base para el amarre en edad absoluta desde cubos sísmicos con información de pozo, hacia el área de estudio del presente trabajo donde no hay pozos perforados.

El segundo frente fue enfocado a la búsqueda de información referente a identificación, caracterización y predicción de roca generadora en ambientes de aguas profundas.

En este aspecto la mayor fuente de información son publicaciones en bases de datos como la AAPG, *Science Direct*, *Elsevier*, etc. Adicionalmente el personal de OF-Mod-Sintef, proporcionó bastante literatura sobre el tema la cual es relacionada en el presente documento.

3.2. Selección de la Información

En el área de estudio se cuenta con información sísmica 2D en el dominio tiempo de los años 70 y 90. Adicionalmente líneas regionales (SPAN-2004) con dominio en profundidad muy útiles para la calibración y correlación de las 2D. Finalmente parte del área tiene cubrimiento por un programa sísmico 3D con datos en PSDM (datos en profundidad). **Figura 11.**

En cuanto a pozos perforados en el *offshore* del Caribe colombiano hay alrededor de 28, de los cuales se tomó información que incluyó datación, litología, edad, registros eléctricos, nucleares y litológicos.

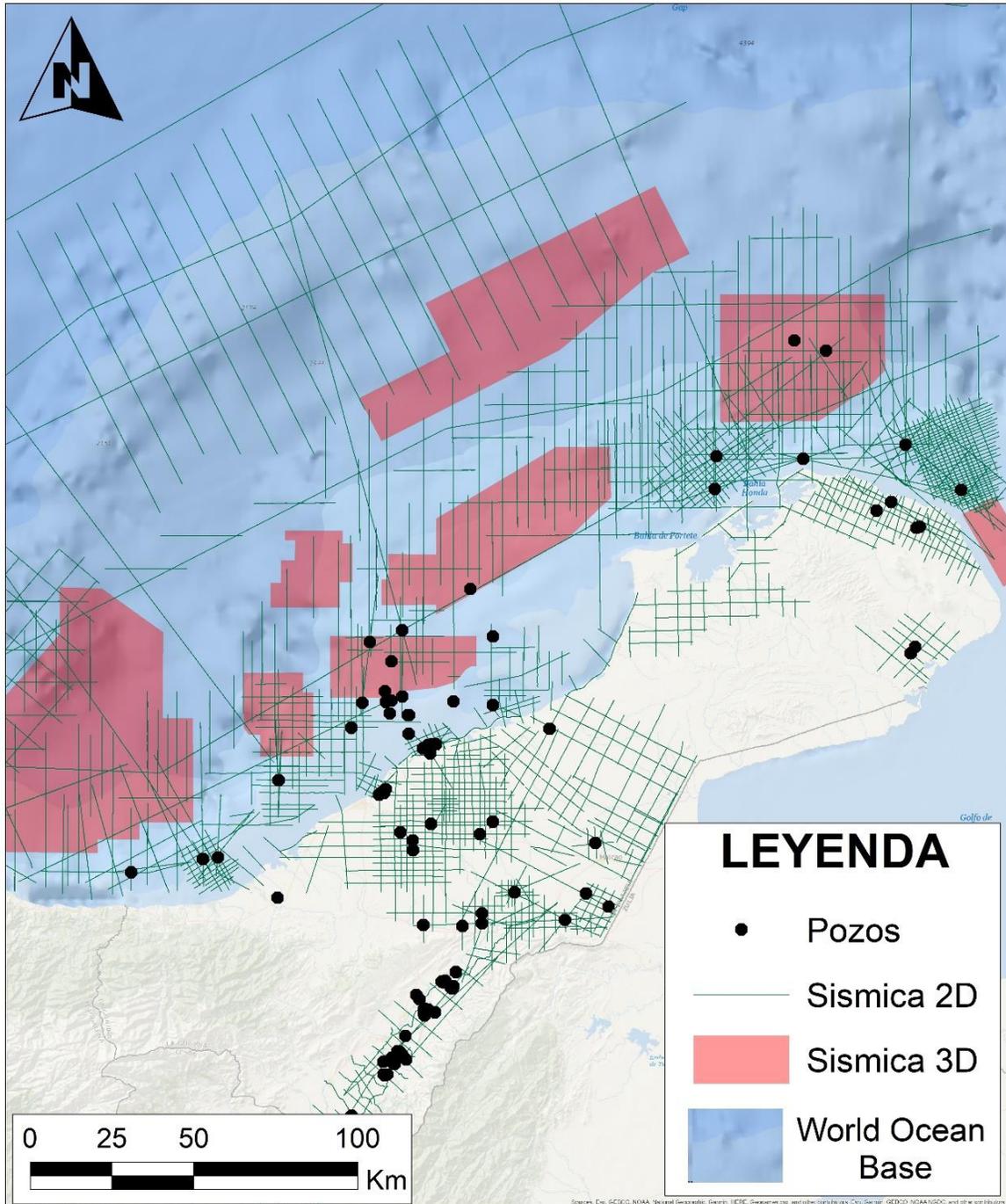


Figura 11. Mapa de información disponible en la Cuenca Guajira.

3.3.1. Análisis Directo

A partir de análisis geoquímicos realizados a muestras de roca (ripios, afloramiento, corazones), es posible caracterizar la roca de forma muy precisa, dentro de estos análisis incluye análisis de carbono orgánico total (TOC), *Pirolisis Rock Eval* y análisis por microscopía como análisis visual del kerógeno (AVK), adicionalmente es posible aplicar técnicas para predecir la madurez termal de la materia orgánica, dentro de estas tenemos reflectancia de la vitrinita (%Ro) índice de coloración de esporas (ICE), Índice de alteración termal (TAI), temperatura máxima (Tmax), etc. Técnicas descritas en el **Capítulo 2**.

3.3.2. Correlación

Por métodos de correlación lito-estratigráfica, crono-estratigráfica, bioestratigráfica, registros eléctricos y nucleares, etc, es posible hacer la correspondencia o relación recíproca entre dos áreas o secciones estratigráficas. Lo anterior tomando como referencia una cuenca con un sistema petrolífero conocido, es decir con correlación crudo-roca positiva donde se tenga bien caracterizada la roca generadora en términos de edad, ambiente de depositación, litología, condiciones de oxídicidad, etc. En la **Figura 13** se presenta como ejemplo una correlación de dos columnas utilizando la metodología anterior.

Con todo lo anterior sumado a análisis geoquímicos descritos en el **Capítulo 2**, es posible realizar la evaluación de cuencas frontera a partir de correlación con una cuenca madura, todo como una primera aproximación en el proceso exploratorio.

Este método cobra gran importancia en áreas *offshore* como la Cuenca Guajira, donde la roca generadora se encuentra muy profunda (en tabla de agua y sobrecarga) y probablemente nunca se perfore.

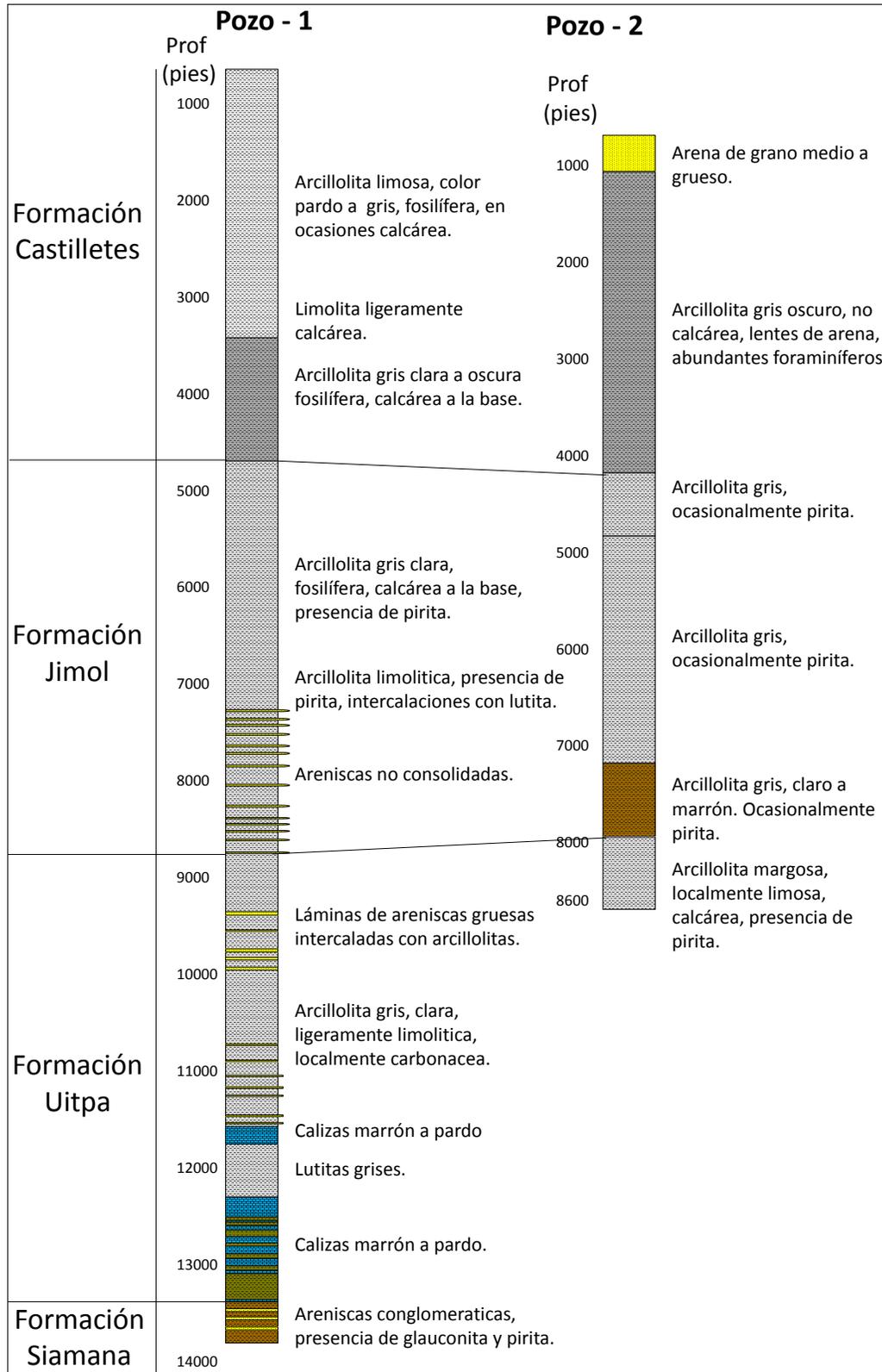


Figura 13. Ejemplo de correlación litológica entre dos pozos.

3.3.3. Registros Eléctricos y Nucleares

De acuerdo a Mendelson (1985), la materia orgánica como constituyente de las rocas generadoras de hidrocarburos tienen una relativa baja densidad, baja velocidad de propagación de las ondas y un alto contenido de hidrógeno, adicionalmente estas rocas presentan un bajo contenido de agua y una alta concentración de Uranio (Leventhal et. al., 1983; Lebreton et. al., 1981; Fertl and Reike, 1979).

Gracias a las anteriores circunstancias es posible realizar su evaluación y caracterización por medio de registros eléctricos y nucleares, los cuales por medio de principios físicos y químicos miden estas propiedades dentro de un pozo.

A continuación se hace un resumen de los registros utilizados para la evaluación de roca fuente y su principio físico.

3.3.3.1. Registro Densidad (RHOB)

Este registro utiliza como medio de energía una fuente radioactiva que bombardea la formación con rayos *gamma*. Los rayos *gamma* impactan los electrones de la formación a altas velocidades. El sensor de la herramienta tiene un dispositivo que mide los rayos *gamma* dispersos liberados en cada colisión y que al final como lectura final genera la densidad de electrones.

Schmoker (1979) y Smit (1969), estudiaron la relación entre la cantidad de la materia orgánica y el registro densidad, los resultados fueron la existencia de una relación inversa entre el TOC y la densidad.

De acuerdo a Kindhorn et al., (1983) la densidad promedio de la materia orgánica esta alrededor de 1.0 g/cc. Lo anterior si se considera una roca generadora como la mezcla de una matriz mineral, materia orgánica y un fluido dentro de los poros, y se quiere discriminar densidades por componente constitutivo de la roca.

De acuerdo a Mendelson (1985), un incremento del 10% de TOC en una roca, puede verse traducido en un descenso de cerca de 0.5 g/cc en la densidad total de la roca, valor significativo que puede observarse en el registro de densidad.

La densidad de kerógeno también es muy baja en las rocas maduras de petróleo y gas debido a la porosidad interna de kerógeno de hasta un 50% (Sondergeld et al., 2010).

3.3.3.2. Registro Neutrón

La herramienta utiliza una fuente radioactiva que bombardea la formación con neutrones, que al tener una masa muy similar al hidrógeno dan una medida del agua o hidrocarburo que está saturando espacios vacíos, es decir proporciona una medida de la porosidad de la formación.

Este registro se utiliza para determinar la porosidad y junto con el registro de densidad se puede evaluar la presencia de hidrocarburos.

En términos de predicción de materia orgánica (TOC), Zhao et al., (2016), desarrolló una nueva metodología que combina registro densidad (DEN), neutrón (CNL) y Gamma Ray (GR).

3.3.3.3. Gamma Ray Espectral (Uranio)

Este registro se basa en la radioactividad natural de las rocas, esto gracias a la presencia de elementos radioactivos (Uranio, Thorio y Potasio) dentro de la composición química de algunos minerales.

El registro de *gama ray* espectral mide por separado los valores de uranio, torio y potasio. Dando la posibilidad de evaluar anomalías de estos elementos las cuales pueden ser asociadas a alguna característica geológica o ambiental.

En el caso del uranio, existe evidencia sólida de que su abundancia está directamente relacionada linealmente al TOC (Adams & Weaver, 1958).

La materia orgánica es un ligante del uranio disuelto en el agua de mar, por lo tanto los *shales* negros presentan concentraciones anómalas de este elemento en relación con el *background* natural del área.

De acuerdo a Swanson (1961), el fosfato, generalmente en forma de nódulos de carbonato-fluorapatito, es un componente común y distintivo de muchas *shales*

negros, con concentraciones al de alrededor de 0.02 a 0.1 por ciento, en otros casos los *shales* uraníferos contienen solo 0.001 a 0.003 por ciento de uranio.

3.3.3.4. Registro Sónico (DT)

El registro sónico consiste en un trasmisor que manda un pulso de sonido el cual pasa a través de la formación, una vez hace su recorrido la información es captada por los sensores en el otro extremo de la herramienta, así, el registro sónico mide el tiempo que necesita la onda acústica para atravesar una distancia dada.

El tiempo de tránsito en materia orgánica aislada nunca se ha reportado, sin embargo Schlumberger (1984), reporta un valor medio de 130 $\mu\text{sec}/\text{ft}$, valor típico para un carbón y 230 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ para un petróleo típico, valores que pueden servir de referencia en una evaluación de registros.

De acuerdo a Mendelson (1985), el mismo aumento del 10% en el contenido orgánico debería causar un aumento en el tiempo de viaje de 40-50 $\mu\text{sec} / \text{ft}$.

A diferencia del efecto sobre la densidad, el efecto del kerógeno en el tiempo de viaje puede depender de la forma de la inclusión (Toksoz & Cheng, 1978; Kuster & Toksoz, 1974). Por lo tanto en materia orgánica altamente laminada la alteración de la velocidad puede ser mayor.

3.3.3.5. Resonancia Magnética (RMN)

La resonancia magnética es una técnica que consiste en estimular por medio de magnetismo los átomos de hidrogeno presente en los espacios vacíos de la roca. Por medio de la amplitud de la señal resultante de este procedimiento, se pueden analizar la cantidad de átomos de hidrogeno.

A partir de esta técnica y con base en la diferencia de densidad de grano orgánico e inorgánico, Jacobi et al. (2008) introdujo una técnica para estimar el contenido orgánico. La densidad en la fracción orgánica se calcula con RMN y DEN, mientras que por registros químicos se calcula la densidad de la fracción mineralógica.

De acuerdo a Zhao et al., 2016, la diferencia entre las dos densidades puede usarse para estimar el contenido orgánico previa calibración con datos medidos.

En resumen, las áreas con baja porosidad y resistividad relativamente alta, pueden considerarse rocas potencialmente generadoras, lo ideal es tener valores medidos de TOC con el fin de calibrar las curvas y obtener mejores predicciones.

3.3.3.6. Cruce de Curvas (GR, DEN y Resistividad)

Un método alternativo es el desarrollado por Passey et al., (1990). Este fue denominado por los autores como técnica $\Delta \log R$, el método utiliza un registro de porosidad (usualmente la curva del registro sónico) y la curva de resistividad (preferiblemente la curva de lectura profunda). Adicionalmente se usa el registro *gamma ray* para eliminar los intervalos que tengan características de roca reservorio como areniscas que presentan alto contenido de feldspatos y micas. **Figura 14.**

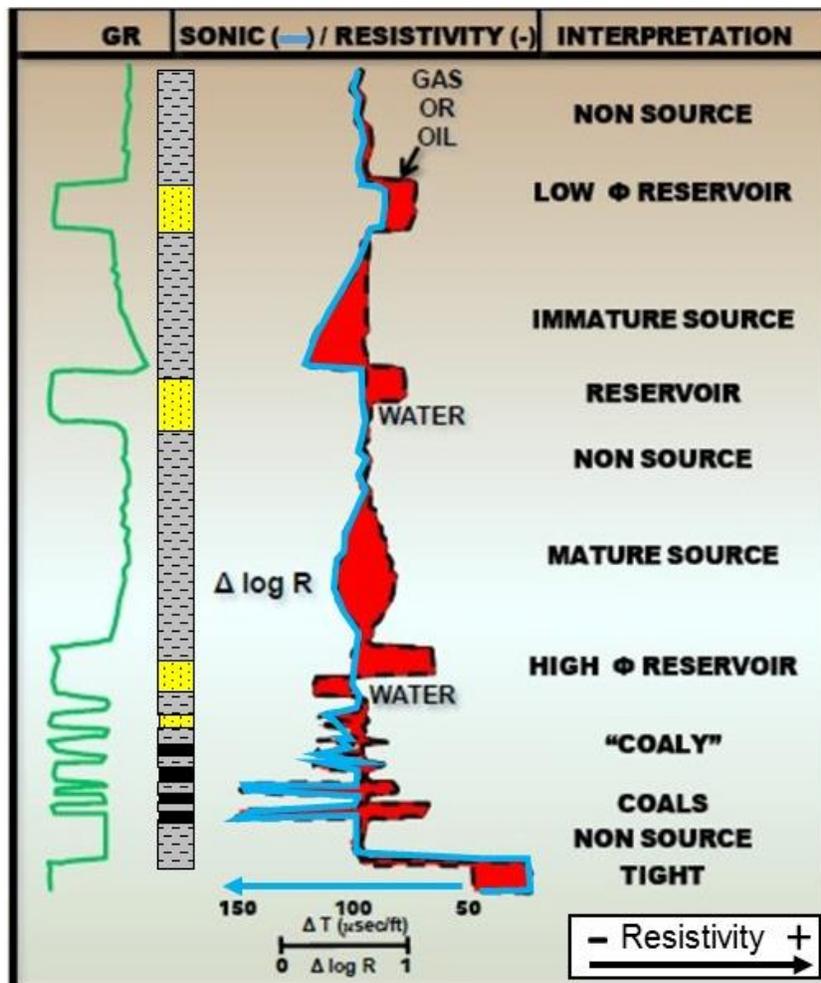


Figura 14. Diagrama esquemático del cruce de curvas sónico y resistividad. (Modificado de <https://spec2000.net/11-vshtoc.htm>).

Según la técnica, una vez se cuenta con los registros descritos anteriormente se procede a *plotear* la curva del registro sónico con la curva de resistividad profunda, las curvas se solapan en sedimentos de grano fino sin propiedades generadoras.

Así con la línea base establecida los intervalos con características generadoras pueden ser reconocidos por la separación o no paralelismo de las líneas. La separación entre líneas, designada por Passey et al., (1990), como $\Delta \log R$, puede ser medida en cada intervalo de profundidad y puede ser relacionada directamente con el TOC en función de la madurez. **Figura 15.**

El método consiste en hacer superposición de las curvas a una escala adecuada, una vez se define la línea base de solape entre las curvas que corresponden a intervalos no generadores de rocas de grano fino.

Una vez identificado el nivel de base, la separación entre las dos curvas señalan los niveles ricos en materia orgánica ($\Delta \log R$) a través de la siguiente ecuación:

$$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{baseline}) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{baseline})$$

Donde:

- $\Delta \log R$ = Representa la separación entre las curvas de los registros (escala log)
- R = lectura de resistividad del intervalo de interés (ohm.m)
- R_{baseline} = resistividad de la base (ohm.m)
- Δt = tiempo de tránsito del intervalo de interés ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
- $\Delta t_{baseline}$ = tiempo de tránsito de la base ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
- 0.02 constante dada por la relación -50 μ/pie por ciclo de resistividad

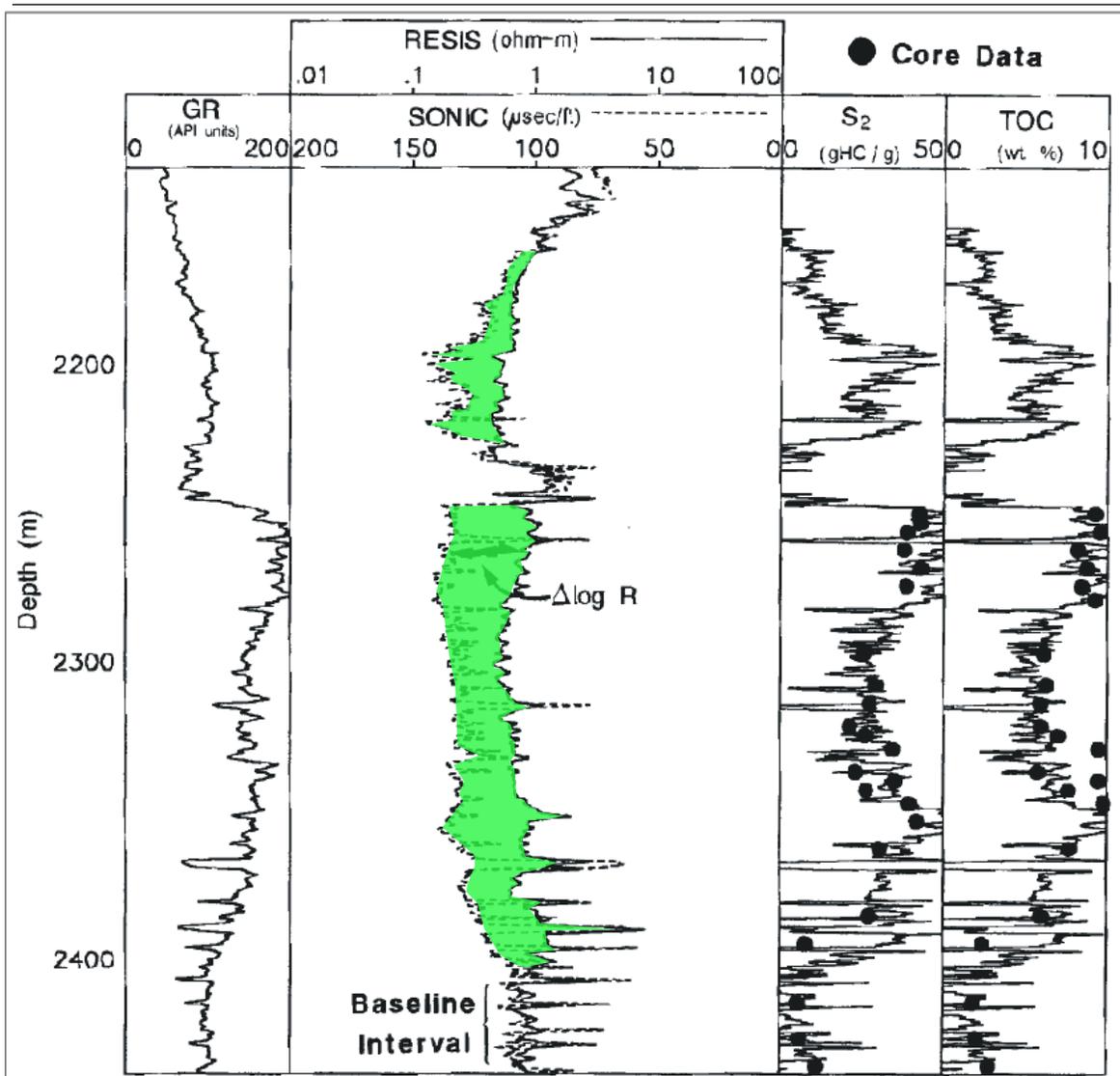


Figura 15. Método Passey con las curvas sónico y resistividad, en verde se resalta la separación $\Delta \log R$ en intervalos con contenido orgánico importante. Tomado de Passey et al., (1990).

3.3.4. Métodos Sísmicos

De acuerdo a Løseth et al. (2011), los estudios de propiedades de rocas arcillosas ricas en materia orgánica muestran que la impedancia acústica (IA), que es el producto de la velocidad y densidad de compresión, disminuye de forma no lineal al aumentar el porcentaje de carbono orgánico total (TOC).

Løseth encontró que arcillas con contenidos orgánicos superiores a 3% de TOC, además de las bajas densidades presentan una IA más baja y mayor anisotropía

que arcillas sin contenido orgánico similares. Por tal razón las reflexiones que suprayacen a la roca generadora presenta altas amplitudes negativas, mientras que las rocas que subyacen presentan altas amplitudes positivas asociadas a un aumento del ángulo de reflexión.

Por otra parte el estudio de Loseth et al. (2011), señala que las rocas con espesores superiores a 20 metros y con contenidos orgánicos mayores al 3% de TOC presentan amplitudes muy altas en comparación a la roca circundante. Por lo tanto, las reflexiones de roca generadora (referido como SR por sus siglas en ingles), del tope y la base se identifican fácilmente en secciones sísmicas. En general, las amplitudes de las interfaces en las rocas generadoras aumentan con el aumento del contenido orgánico. **Figura 16.**

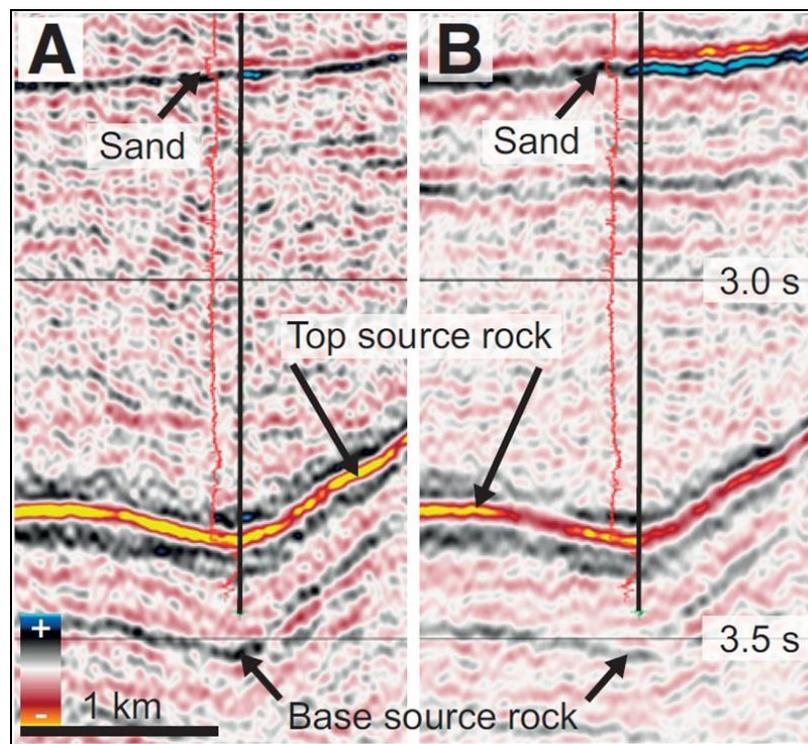


Figura 16. Sección sísmica de la Formación Spekk en Noruega. **A** Ángulos cercanos y **B** Ángulos lejanos. La sección **A** presenta mayor amplitud que la sección **B** de acuerdo a las observaciones de Loseth et al. Tomado de Loseth et al. (2011).

Como se mencionó en el numeral 3.3.3.1 las rocas generadoras en general presentan una baja densidad debido a la presencia de kerógeno ($1.1-1.4 \text{ g/cm}^3$ - Passey et al. (2010). Razón por la cual al identificar zonas de baja densidad en la

sísmica (a partir de una inversión sísmica, **numeral 4.3**), es posible relacionarlas con rocas con materia orgánica.

Adicionalmente se esperan altos tiempos de tránsito asociados a niveles ricos en materia orgánica como lo señala Mendelson (1985), quien estima que un aumento en el tiempo de viaje de 40-50 $\mu\text{sec} / \text{ft}$ puede traducirse en un incremento de TOC de hasta 10%.

Estas dos últimas variables se pueden obtener a partir de una inversión sísmica, la cual es una técnica geofísica mediante la cual, las amplitudes de las trazas sísmicas son transformadas en valores de impedancia acústica: el producto de la densidad y la velocidad sísmica, dos parámetros petrofísicos intrínsecos de la roca. En esta técnica tradicional, el volumen de datos sísmicos es convertido en un volumen de impedancia acústica, el cual está constituido por pseudo-registros de pozo en cada posición de las trazas sísmicas. Este volumen de impedancias es una herramienta de interpretación complementaria a la interpretación sísmica convencional. **Figura 17.**

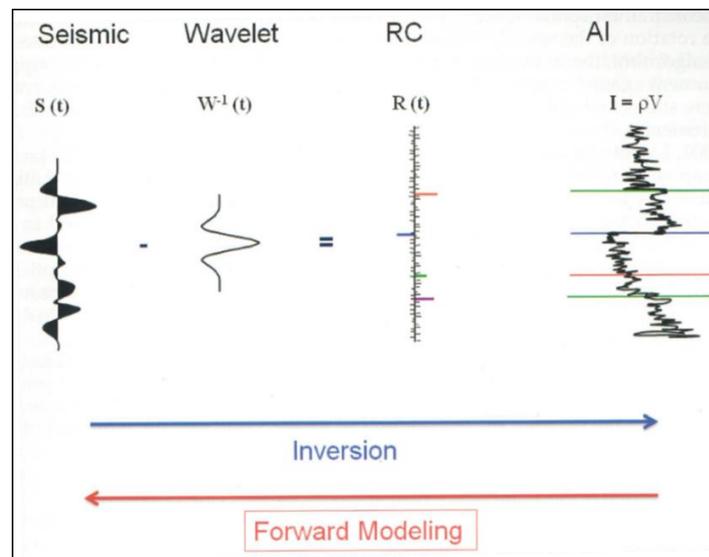


Figura 17. Diagrama señalando el principio de la inversión sísmica. Imagen tomada de Latimer (2011).

En el caso del presente estudio se utiliza la técnica conocida como Inversión Cero, que consiste en simplificar el problema generando todo desde el cubo de velocidad

de intervalo para restringir el proceso de inversión en valores de Impedancia P, S y densidad.

3.3.5. Software de Predicción

Uno de los *software* con más aceptación en la industria petrolera es *Organic Facies Model* (OF-Mod), desarrollado por SINTEF, la cual es una de las organizaciones de investigación más importantes de Europa.

Según la página web oficial <https://www.sintef.no/en/software/organic-facies-prediction-of-mod/>, este software modela la depositación y preservación de la materia orgánica en términos de cuenca. Su aplicación está enfocada a ambientes siliciclásticos tanto del pasado como del presente.

La simulación proporciona una distribución horizontal y vertical de la materia orgánica en áreas con escasa información como es el caso de cuencas frontera. La metodología consiste en probar diferentes escenarios en las variables de entrada, de esta forma se pueden obtener diferentes opciones de distribución de materia orgánica.

Para el presente trabajo fue utilizado OF-Mod, por lo cual de antemano el autor agradece a SINTEF® quien muy amablemente facilitó una licencia 3D de su versión 2.1.

4. RESULTADOS

4.1. Análisis Directo

Se recopilaron e interpretaron datos de carbono orgánico total (TOC) y *pirolisis rock eval* de muestras de ripios de algunos de los pozos del *offshore* del Caribe colombiano, se discriminó por edad y se graficaron los valores con el propósito de evaluar el tipo de materia orgánica y el estado de madurez termal de la sección que representa, los resultados se muestran a continuación:

En el diagrama de Van Krevelen modificado de la **Figura 18-A** se señala el tipo de kerógeno para cada una de las principales unidades estratigráficas, para el caso del

Mioceno se observa desde kerógeno tipo III, hasta kerógeno tipo II, con los mejores valores para el Mioceno Medio con kerógeno tipo II con capacidad de generación de aceite.

El Oligoceno y el Eoceno presentan valores de índice de hidrógeno entre 300 y 600 mg HC/g TOC, correspondientes a kerógeno tipo II con capacidad de generación de aceite.

En cuanto a madurez térmica de la materia orgánica señalada en la **Figura 18-B**, se observa que la roca está termalmente inmadura, con valores de temperatura máxima (Tmax) por debajo de 435° C en la mayoría de la sección. Sin embargo en áreas más profundas con mayor columna litostática se espera madurez suficiente para generar y expulsar hidrocarburos.

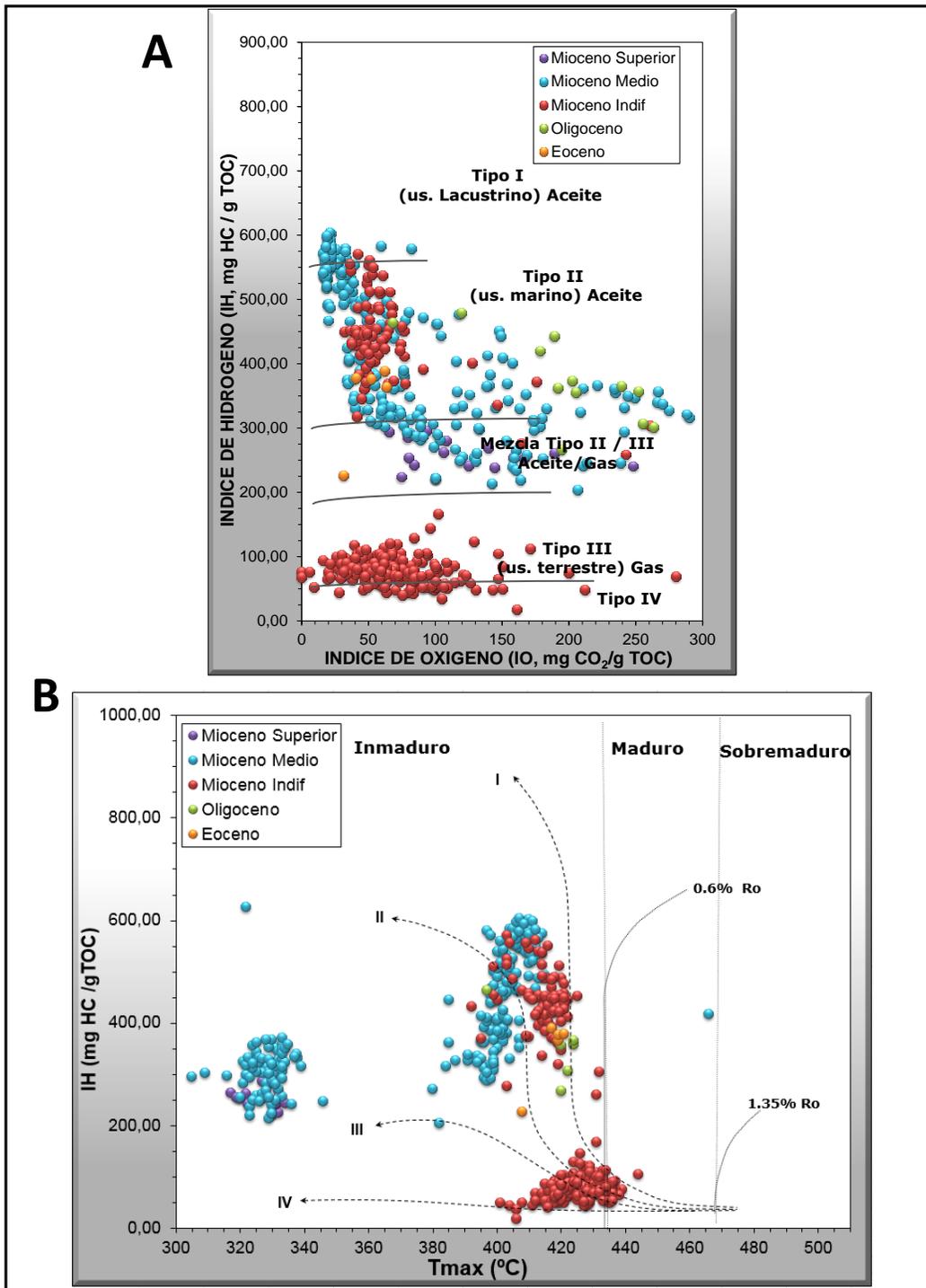


Figura 18. Análisis geoquímicos organizados por edad, disponibles para la Guajira Offshore. **A.** Diagrama de Van Krevelen modificado (IO Vs IH), indicando el tipo de materia orgánica. **B.** Estado de madurez térmica de la materia orgánica a partir de Tmax. Datos tomados de diferentes pozos offshore de la Guajira.

4.2. Correlación y Registros

A partir de áreas circundantes donde se tienen las mismas unidades estratigráficas, con condiciones similares de ambiente de depositación, acumulación y preservación de la materia orgánica, y lo más importante, con caracterización geoquímica de roca generadora (análisis de TOC y Pirolisis), es posible extrapolar propiedades geoquímicas en una unidad estratigráfica de un área a otra.

Este es el caso del presente estudio donde a partir de métodos de correlación se llevó a cabo la predicción de presencia de roca generadora de hidrocarburos con el siguiente flujo de trabajo:

En el cubo sísmico de correlación se aplicó el sismograma sintético proporcionado por Ecopetrol[®] SA con el fin de tener un correcto amarre en profundidad entre la sísmica y el pozo.

El sismograma sintético se construye utilizando el registro sónico y de densidad (es ideal que el registro sónico sea calibrado con la relación tiempo – profundidad obtenida del registro de sísmica de pozo bien sea *check shot* o *vertical seismic profile VSP*). Dicha calibración garantizará una mejor calidad debido a la estimación del dato por diferentes técnicas.

A partir de la anterior información se calcula un registro de impedancia acústica (producto del registro sónico y la densidad) que será convolucionado con una ondícula teórica o extraída de la sísmica de referencia y así crear una traza sintética de la sísmica a partir de información de pozo a lo largo de la trayectoria del mismo, que debe ser comparada con la traza de la sísmica igualmente a lo largo de dicha trayectoria. A mayor coeficiente de correlación mayor similaridad entre ambas trazas por lo tanto un mejor amarre sísmica-pozo, los valores del coeficiente son medidos entre 0 y 1, siendo 1 correlación perfecta y 0 correlación nula, para el caso del sismograma del presente trabajo el valor es de alrededor de 0.65, lo cual es un valor aceptable para áreas *offshore*.

De esta manera se obtiene un amarre sísmica-pozo en términos de relación tiempo vs profundidad (velocidad), lo cual permite dar confianza a la información representada en la sísmica tanto en tiempo como en profundidad.

En la **Figura 19** se muestra el sismograma sintético construido con los registros de pozo y la sísmica.

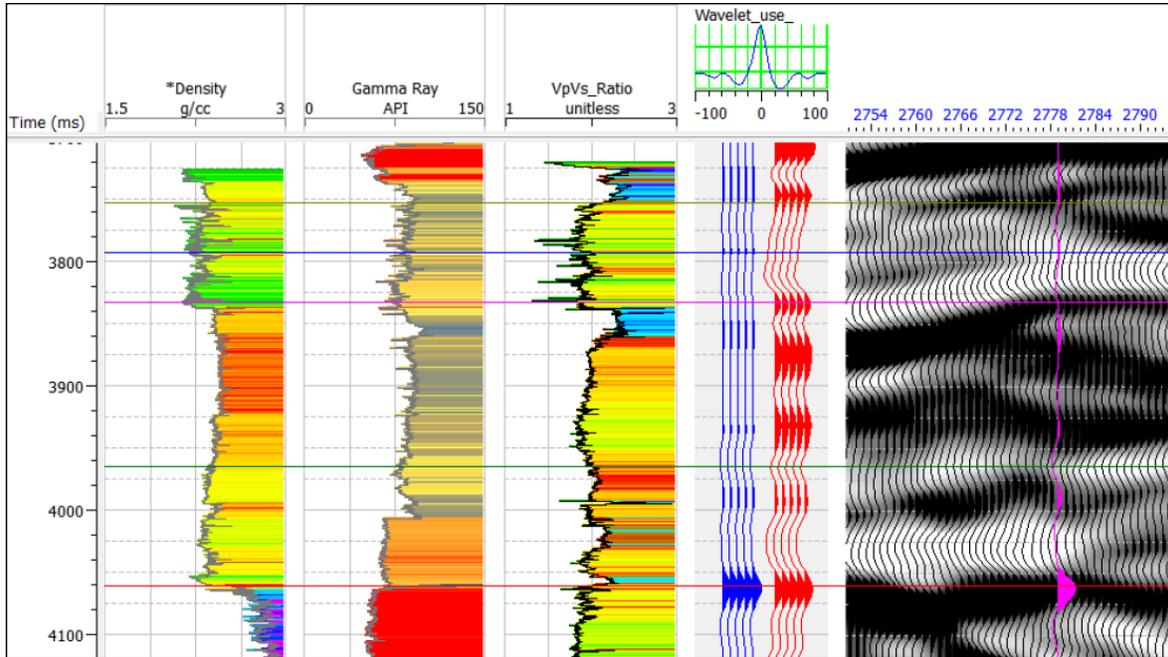


Figura 19. Sismograma sintético que ilustra el amarre entre el pozo y los datos sísmicos. Una vez identificados los intervalos generadores y tomando como soporte el registro *litolog*, es posible definir los niveles de interés y su correspondiente equivalente en el perfil sísmico.

Con la información bio-estratigráfica del pozo y amarres de edad desde otros pozos, se puede generar un marco crono de referencia para posicionar los reflectores en una escala temporal, lo anterior cobra relevancia cuando existen cambios laterales de facies reflejados en cambios horizontales de la respuesta sísmica.

Con lo anterior es posible conectar dos áreas a través de una línea *span* (línea sísmica 2D con dominio en profundidad), y localizar los reflectores que corresponden a la roca generadora en el cubo sísmico inexplorado. **Figura 20.**

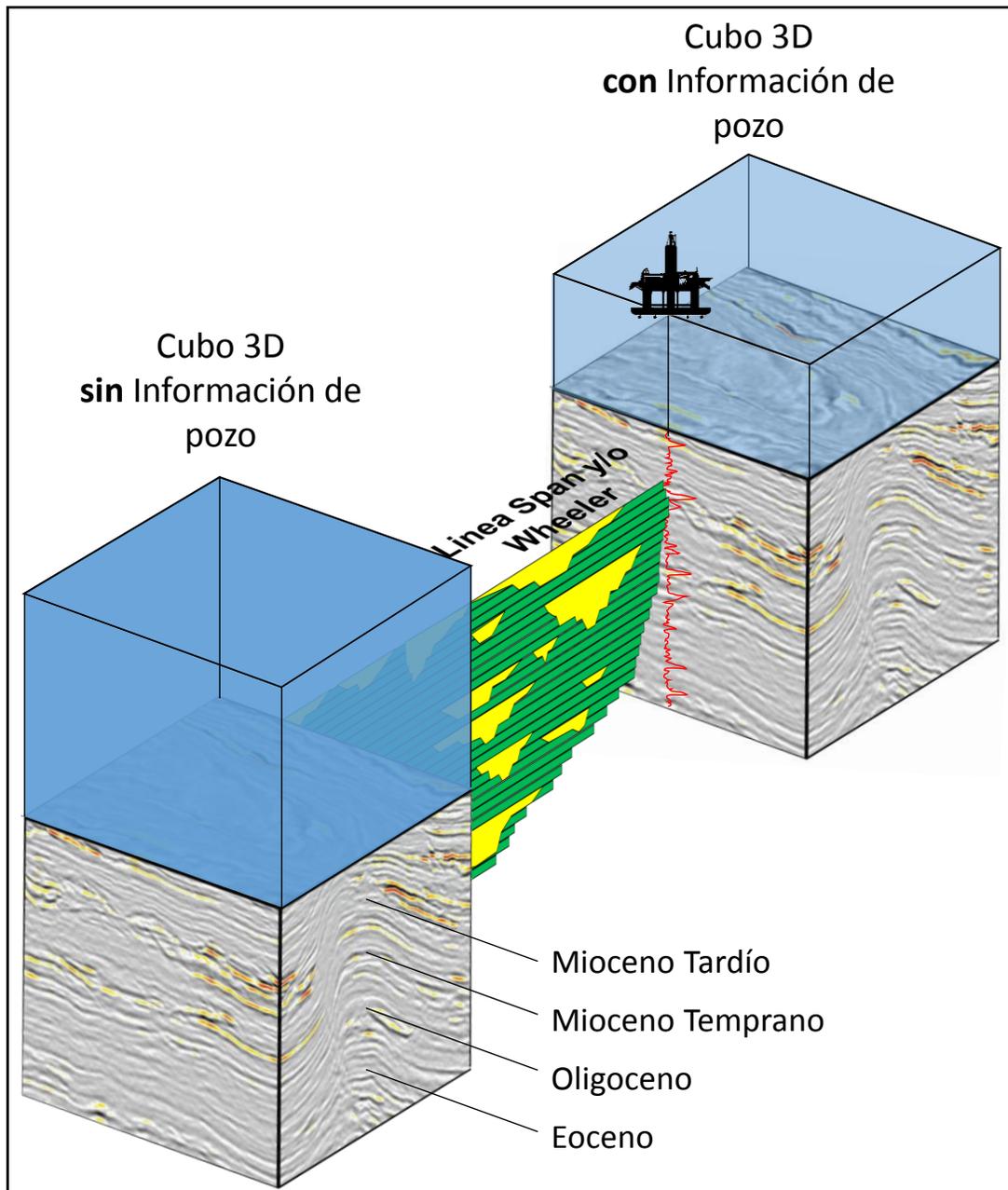


Figura 20. Amarre esquemático de información sísmica desde un área con información crono-estratigráfica a un área frontera. Imagen cubo sísmico tomada y editada de <https://www.seismicatlas.org>.

En la **Figura 21** se muestra una sección compuesta por sísmica del cubo de referencia, una línea sísmica SPAN-2004 y sísmica 3D en el área de trabajo, en esta se señalan los principales reflectores calibrados en el cubo sísmico de referencia y llevados hacia el área de estudio.

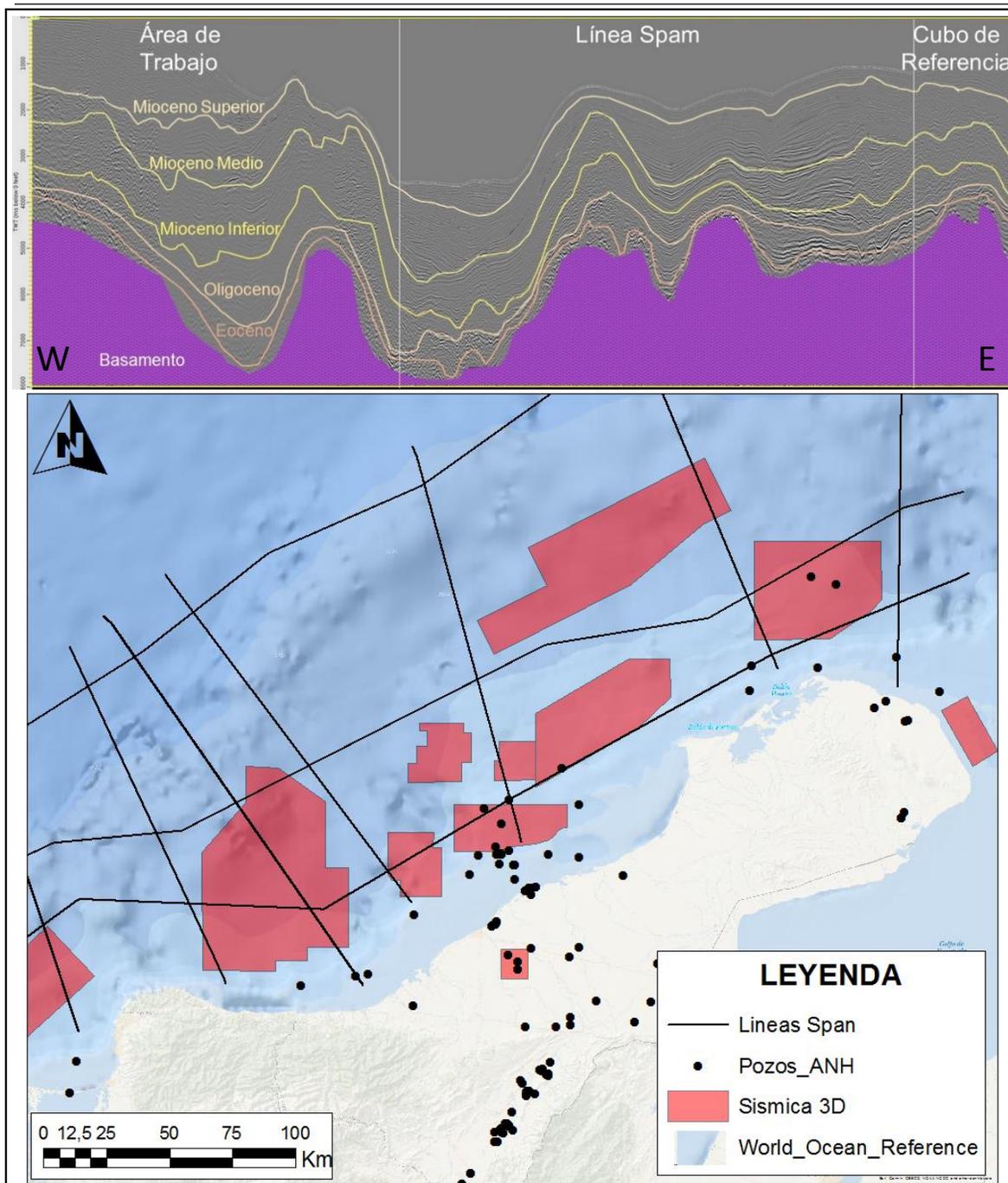


Figura 21. Perfil de amarre utilizando líneas span-2004 para conectar el área de estudio con el cubo de correlación.

A partir de esta correlación inicial, se localizaron los principales eventos en el área de estudio y se interpretaron los principales horizontes en el área de trabajo.

Posteriormente a partir de la información litológica del pozo perforado en el cubo de referencia, se construye una prognosis litológica en el pseudo-pozo del cubo del área de estudio, lo anterior basado en la respuesta sísmica vs litología.

Paralelamente se realiza la evaluación geoquímica, teniendo como datos disponibles la evaluación en rípios (zanja húmeda), de TOC, pirolisis, Ro y AVK del Pozo-1, donde a partir de los análisis de laboratorio suministrados se señalan las siguientes unidades generadoras y sus propiedades geoquímicas en la **Tabla 8**.

Por otra parte como se mencionó en el **Capítulo 3**, la materia orgánica depositada en los fondos marinos atrae y concentra el uranio, razón por la cual a partir de esta curva es posible discriminar niveles estériles y niveles con materia orgánica.

En la **Figura 22** se observa la curva de respuesta a uranio vs profundidad, en esta se puede observar una zona “*background*” la cual se puede considerar la concentración base, que para el caso del área es de alrededor de 4 ppm en contraste se pueden observar zonas con valores anómalos (> 7 ppm) a diferentes profundidades que en la mayoría de los casos corresponden a los niveles con TOC más altos y que pueden ser considerados niveles generadores.

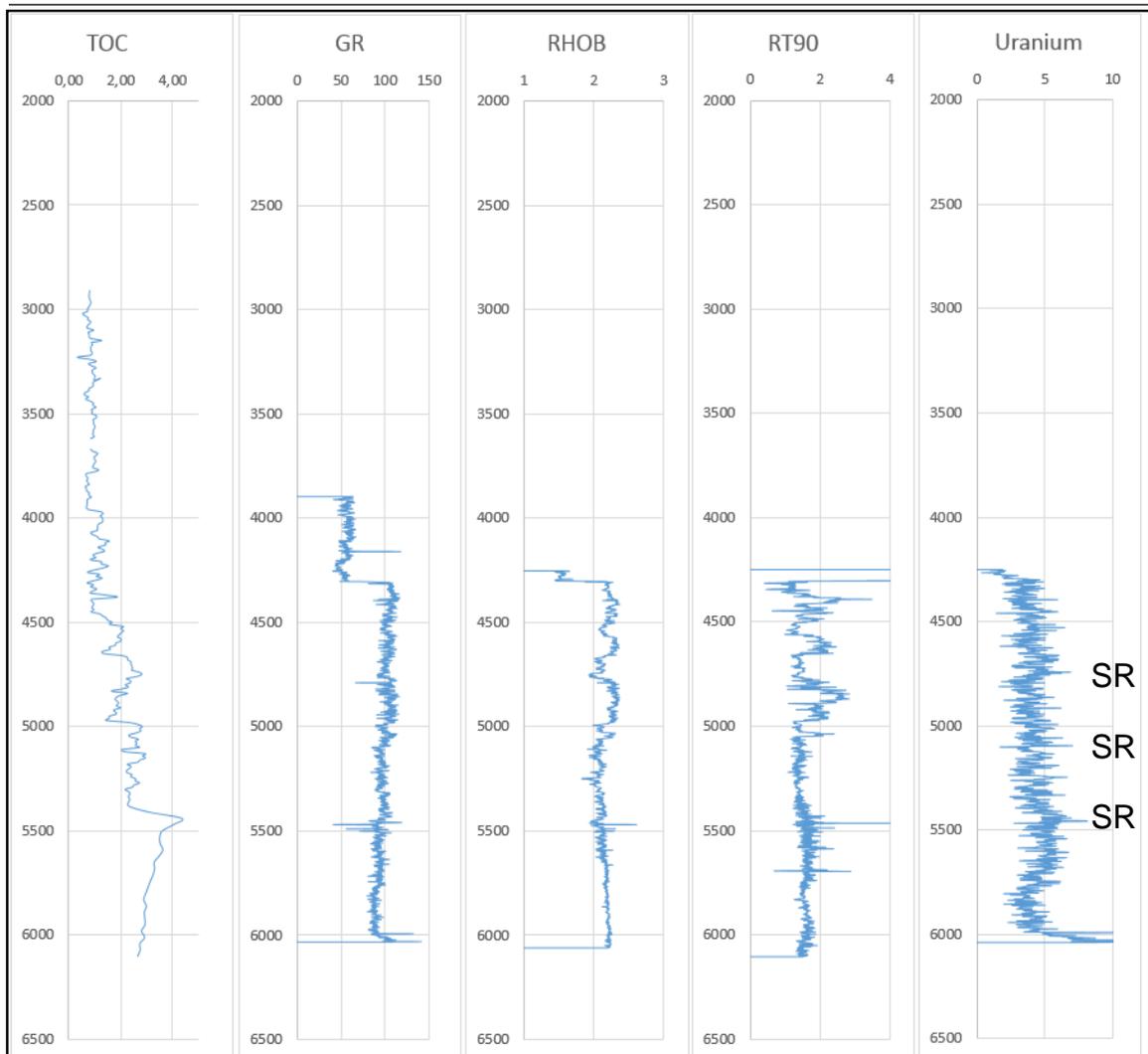


Figura 22. Curva de TOC, Gamma Ray, Densidad o RHOB, Resistividad y Uranio vs profundidad en uno de los pozos de referencia, las zonas anómalas corresponden a roca generadora (SR). Escala vertical en metros.

Así mismo se aplicó la metodología de $\Delta \log R$ (**numeral 3.3.3.6**) desarrollado por Passey et al. (1990), el cual a partir del análisis de los registros *gamma ray*, sísmico y de resistividad profunda, permite identificar zonas con riqueza orgánica.

A partir del método anterior se lograron obtener tres posibles zonas ricas orgánicamente, una en el Oligoceno Temprano y dos para el Eoceno Tardío, con valores estimados de TOC entre 1 y 1.5%, estos valores calculados calibran bien con los valores medidos (picos negros). Y predicen un intervalo para el Eoceno con

valores de alrededor de 3.5% a una profundidad cercana a los 5615 metros donde no hay valores de TOC medidos. **Figura 23.**

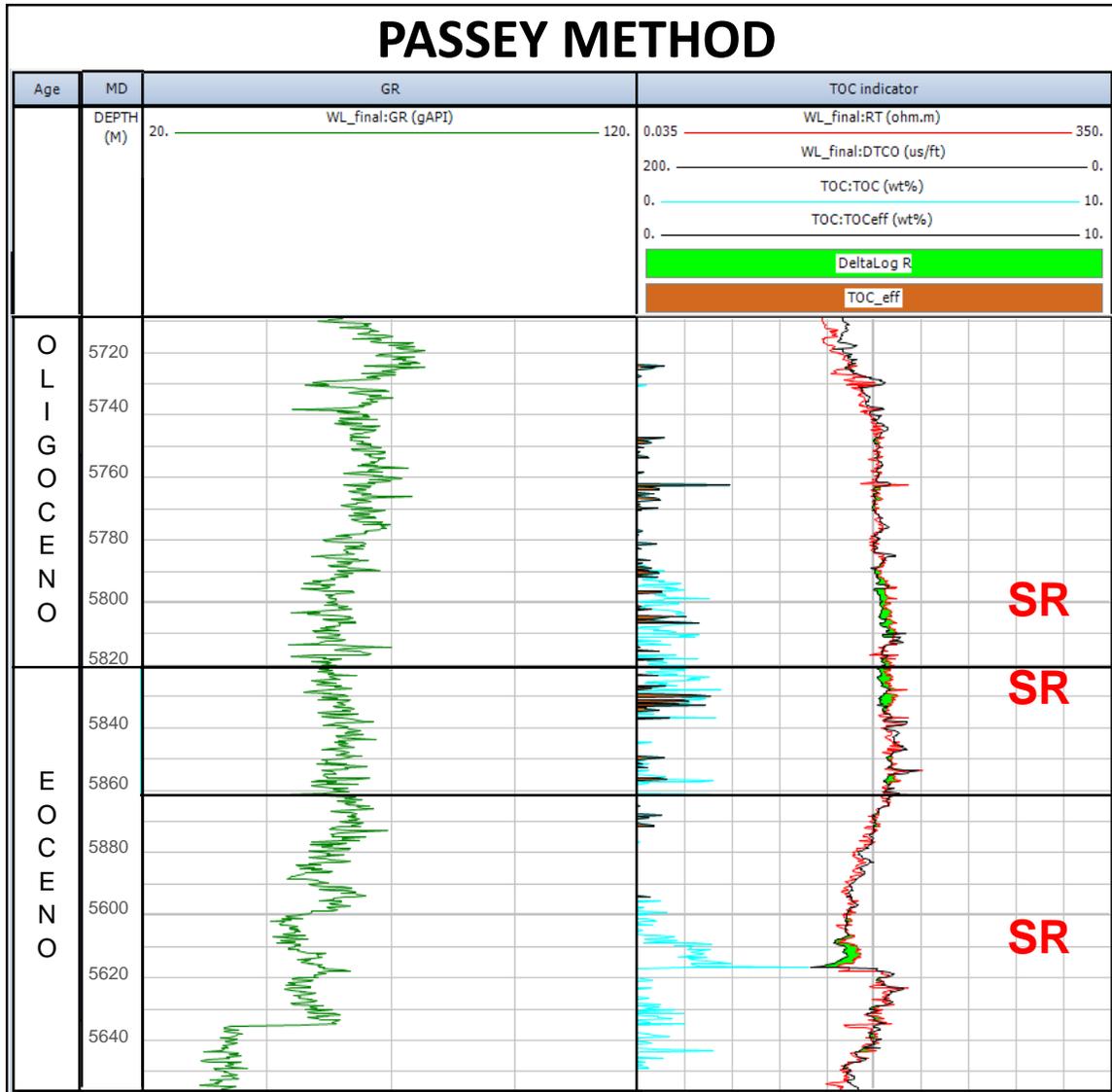


Figura 23. Predicción de TOC a partir de registros. El cruce de las curvas de resistividad y sónico en el panel derecho señalan zonas con contenido orgánico. Los picos negros son valores de TOC medidos en laboratorio. Los picos cian son los valores de TOC calculados. Con base en la información geoquímica, registros nucleares (curva de uranio) y el método de Passey et al. (1990). Se identificaron los siguientes niveles de roca generadora en la **Tabla 8.**

Edad	Rango de TOC	Tipo de Materia Orgánica	Madurez Térmica	Espesor (m)
Mioceno	1.2 - 3.5	Tipo II y III (Marina y terrestre)	Inmaduro	300-500
Oligoceno Inferior	0.8 - 2	Tipo II-III (Marina y terrestre)	Inmaduro	100 -250
Eoceno Superior	1 - 2	Tipo II (Marina)	Inmaduro	50-100

Tabla 8. Resumen de las principales características de los niveles con materia orgánica en la Cuenca *Offshore* de la Guajira.

Una vez identificados a partir de análisis geoquímicos los niveles de roca generadora en el pozo de correlación, se trasladan estas capas al pseudo-pozo del área de trabajo donde ya se cuenta con un amarre crono-estratigráfico y con una posible litología. **Figura 24.**

De esta manera es posible inferir niveles de roca generadora de hidrocarburos en un área frontera donde solo se cuenta con información sísmica.

Con este método es importante realizar chequeos con el fin de corroborar que se esté hablando de las mismas condiciones de depositación y preservación de los sedimentos y que la respuesta sísmica tenga propiedades similares en términos de frecuencia e impedancia.

4.3. Métodos Sísmicos

Como se mencionó en el **Capítulo 3**, las rocas generadoras de hidrocarburos tienen propiedades específicas que permiten ser identificadas en la sísmica, dentro de estas propiedades están las bajas densidades y las bajas velocidades sísmicas.

Con el fin de aplicar esta metodología al área de estudio, se realizó el siguiente procedimiento con el fin de detectar niveles ricos orgánicamente, todo el trabajo geofísico se desarrolló con la asesoría y acompañamiento del grupo de geofísica de la vicepresidencia de exploración de Ecopetrol SA®.

Como primera medida en el cubo sísmico de correlación (cubo de referencia con pozo perforado) se realizó el amarre sísmica-pozo utilizando los registros sónico y densidad, a partir de esta información y las velocidades del cubo sísmico se realizó el sismograma sintético para el pozo.

El siguiente paso es migrar los registros del cubo de referencia al cubo del área de estudio y de forma sintética llevar las velocidades de forma que empaten con las velocidades sísmicas del nuevo cubo.

Para el cubo del área de estudio se genera un pseudo-cubo de densidades utilizando el método de coeficiente de Gardner (Gardner et al. 1974) a partir de las velocidades intervalicas de la sísmica y valores regionales de calibración.

Gardner et al. (1974) realizaron una serie de mediciones controladas de campo y laboratorio de rocas sedimentarias saturadas y determinaron una relación entre la densidad y la velocidad de la onda P que se ha utilizado durante mucho tiempo en el análisis sísmico dado por la siguiente ecuación:

$$\delta = aV^b$$

Donde las unidades de densidad (δ) son en g/cm^3 , a es 0.31 cuando la velocidad (V) es en m/s y 0.23 cuando la velocidad (V) es en ft/s y b es 0.25.

La **Figura 25** tomada del estudio de Gardner et al., (1974) se da una ilustración del amplio rango de velocidades de las ondas P y del rango de densidades aparentes

para diferentes tipos de rocas sedimentarias, diferentes cuencas, edades geológicas y profundidades de hasta 25.000 pies.

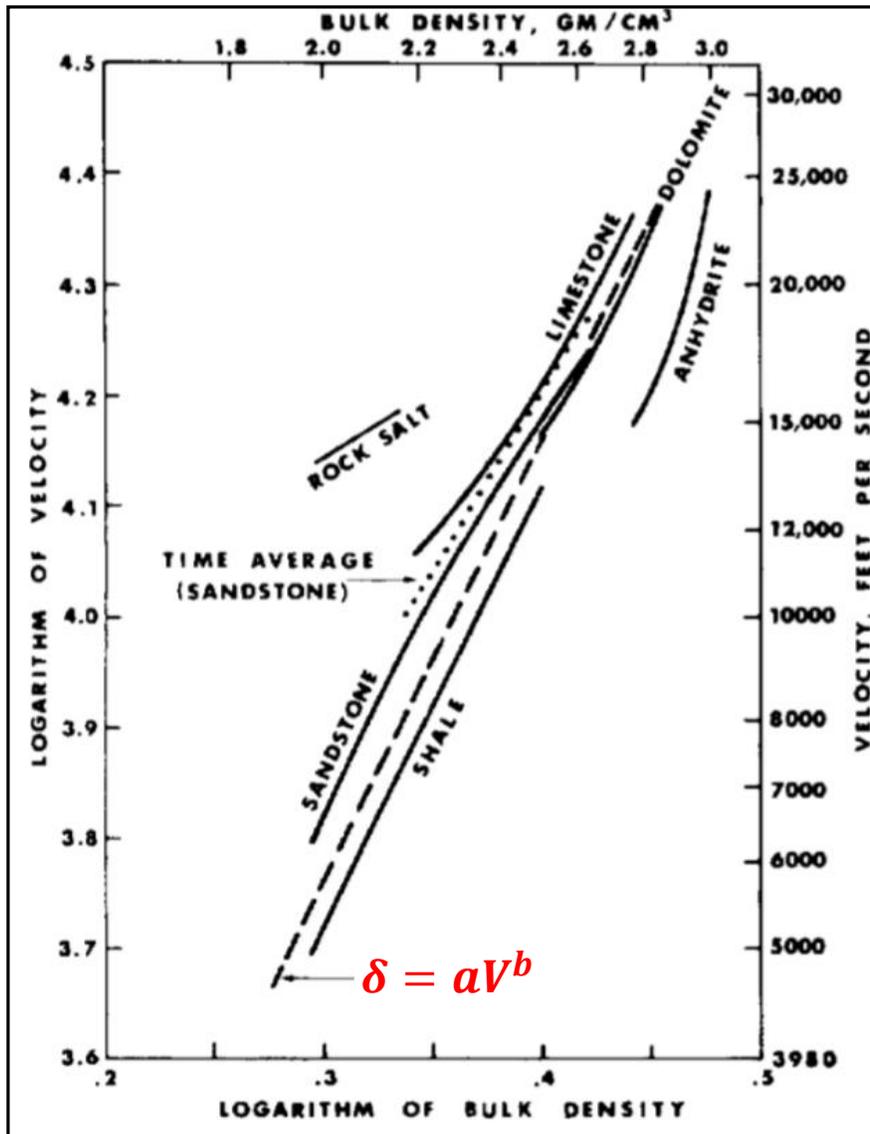


Figura 25. Relación entre la velocidad y la densidad medidas en diferentes tipos de roca. La línea a trazos representa los valores de la ecuación de Gardner. Las demás líneas corresponden a valores medidos en laboratorio. Tomado de Gardner et al. (1974).

En la **Figura 26** se observa una extracción 2D (Software HampsonRusell) del cubo de densidades generado a partir de los resultados de la inversión sísmica. Los colores cálidos (rojo, amarillo y verde), representan valores bajos de densidad, mientras que el azul y fucsia representan valores altos de densidad como es el caso del basamento que se delimita muy bien en este cubo.

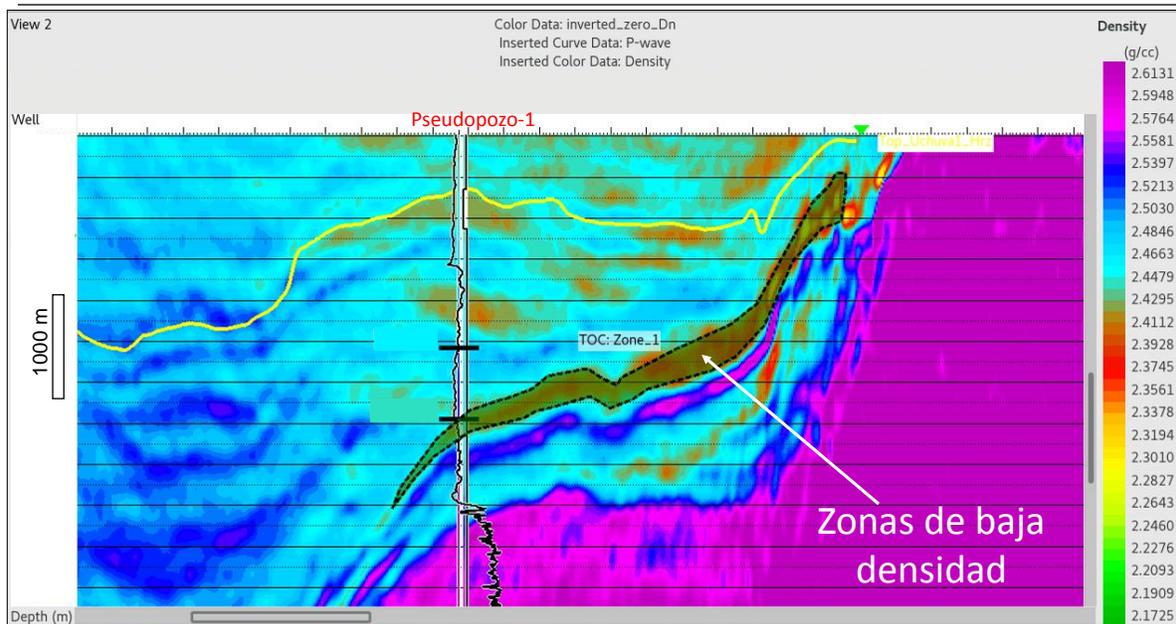


Figura 26. Extracción 2D del cubo de densidades producto de la inversión sísmica.

Paralelamente se genera el cubo de onda de corte o *shear* a partir del registro sísmico usando una ecuación tipo Castagna & Wood (1985), la cual se obtiene ploteando los valores de V_p vs V_s del pozo, la cual es una relación lineal empírica entre la velocidad de la onda P sísmica y la velocidad de la onda S en rocas siliciclásticas.

Así, utilizando los datos del pozo perforado dentro del cubo de referencia se obtiene la siguiente ecuación:

$$V_s = 0.865 * V_p - 1110$$

El procedimiento a desarrollar es realizar la inversión sísmica basada en la información de *gather*s reales y de velocidad de intervalo sísmico. En la **Figura 27** se muestra el cubo de onda P producto de la inversión sísmica.

Para fines de predicción de la roca generadora se utiliza el cubo de velocidad de onda P y densidad producto de la inversión.

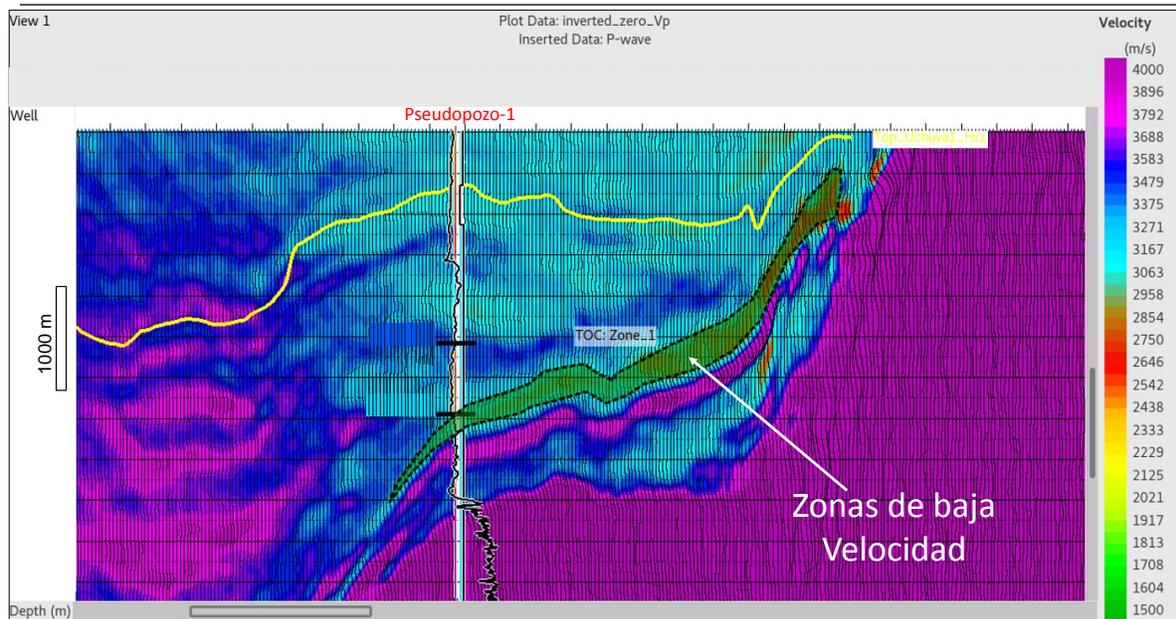


Figura 27. Extracción 2D del cubo de velocidades construido a partir de la inversión sísmica.

El siguiente paso es cruzar esta información con las curvas sónico y densidad (ambos parámetros son bajos en rocas con materia orgánica) y compararlos con el cubo producto de la inversión.

En la **Figura 28** se señala la nube de puntos de velocidad vs densidad resultado de la inversión sísmica, para la extracción de los geo-cuerpos que cumplan las características de bajas velocidades y bajas densidades, es necesario realizar una selección de los datos cumpliendo estos criterios, este proceso de filtrado de información es representado mediante la elipse señalada en la misma figura.

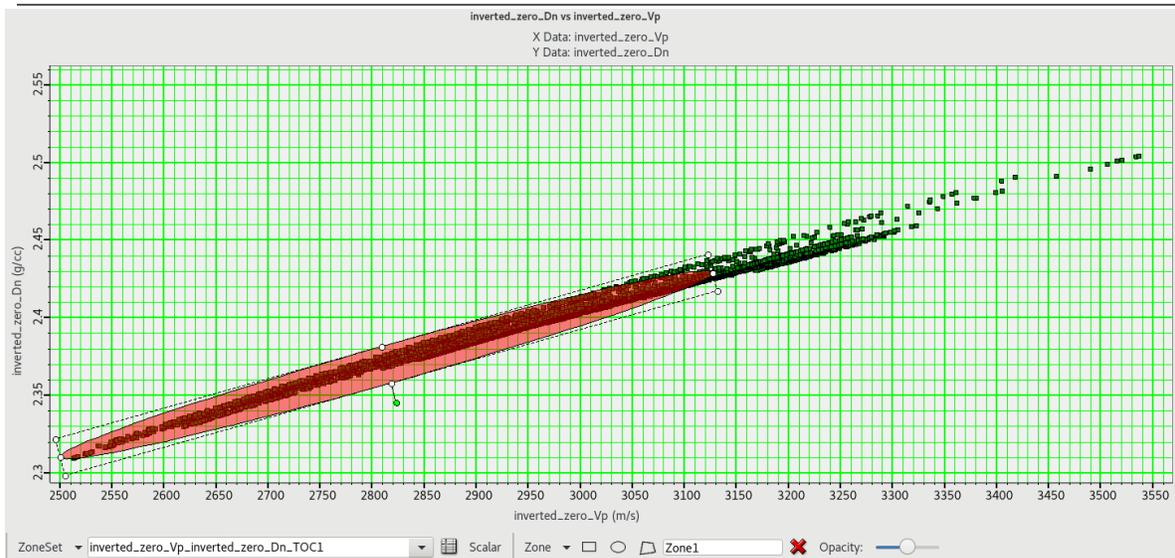


Figura 28. Onda P (m/s) vs densidad (gr/cm^3) para el área de estudio. Los valores seleccionados en la matriz para predecir los geo-cuerpos, corresponden a valores bajos en ambas variables característicos de rocas generadoras.

Una vez realizado este procedimiento se procede al cálculo de geo-cuerpos los cuales cumplen con las condiciones de baja velocidad y baja densidad, valores calibrados con la pseudo-curva de TOC trasplantada desde el cubo de referencia al área de estudio. **Figura 29.**

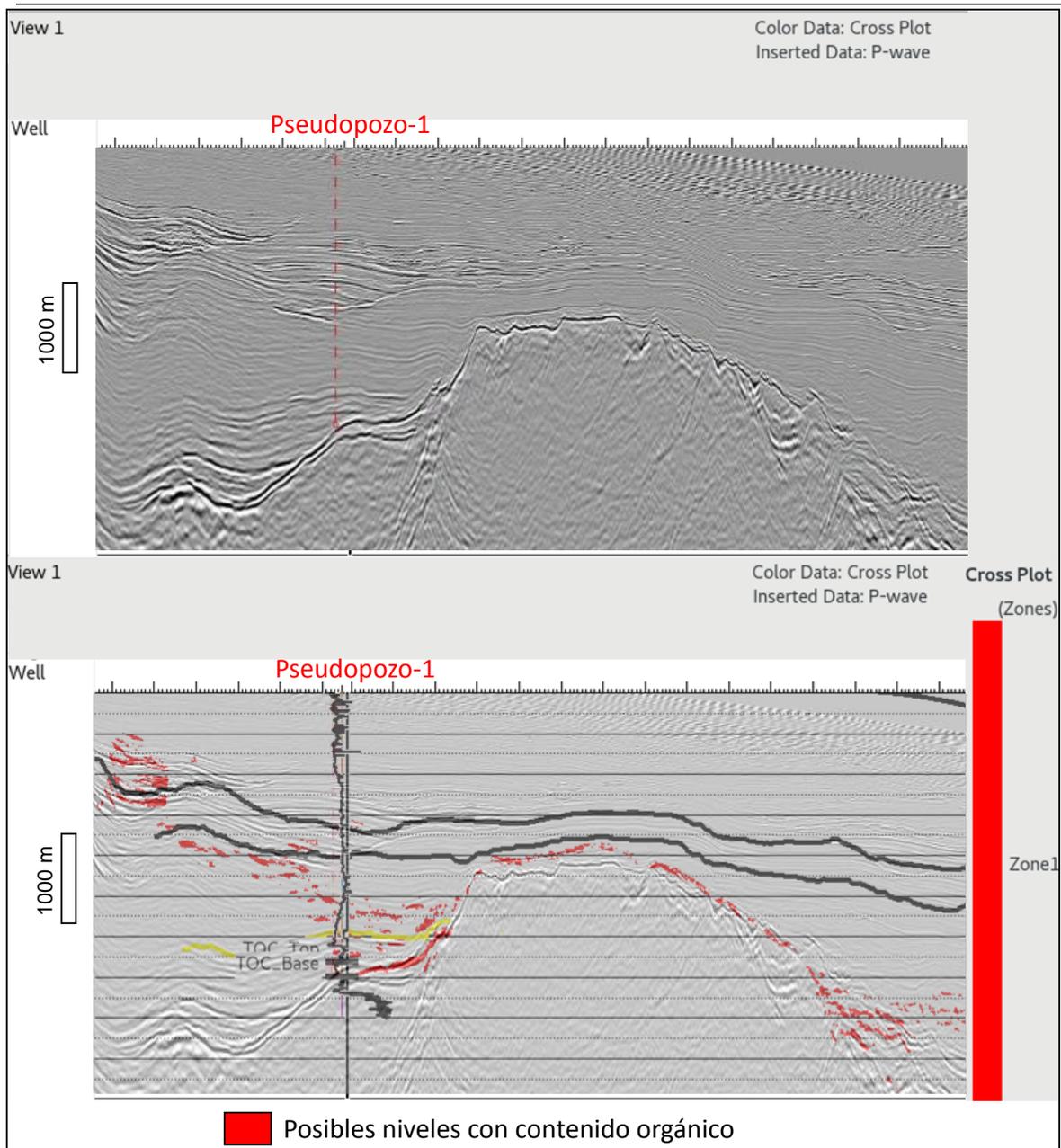


Figura 29. Niveles calculados a partir de la densidad y la onda P con posible contenido orgánico.

A partir de este método fueron identificados niveles con posibles unidades de roca generadora en el Oligoceno y algunos niveles del Mioceno Medio a Superior.

4.4. Software de Predicción

El principio de OF-Mod radica en la idea de que el tipo de kerógeno, la preservación post-depositación, y el relleno inorgánico de la cuenca, son las variables más

importantes en la distribución temporal y espacial de la materia orgánica en ambientes marinos.

En OF-Mod, la productividad primaria de la materia orgánica marina (PP) está directamente relacionada con la distancia a la línea de costa: la PP es más alta cerca de la costa, donde el la cantidad de nutrientes es mucho mayor que en áreas estériles mar adentro. Además, se pueden definir áreas de mayor productividad como entradas de ríos o zonas de *upwelling*.

El *input* necesario para aplicar esta metodología es el siguiente:

*Superficies sísmicas

*Mapas de Facies

* Mapas de paleo profundidad del agua, o por sus siglas en ingles *Paleo Water Depth* (PWD)

*Información geoquímica

El procedimiento simplificado del modelado de facies orgánicas en OF-Mod es señalado a continuación:

4.4.1. Interpretación de las Superficies Sísmicas

El *input* base son las superficies sísmicas a tiempo cero interpretadas previamente para cada edad, para la carga de esta información se utilizan los formatos clásicos ASCII y binario.

Las consideraciones básicas para cada una de las superficies se describen a continuación:

*Las superficies deben estar en el dominio profundidad, las unidades horizontales y verticales deben ser metros.

*No puede haber cruce entre superficies.

*Los mapas pueden trabajarse en la *grid* original o pueden ser interpolados en OF-Mod.

La interpretación sísmica se llevó a cabo en el software de mapeo e interpretación *Decision Space Geosciences* (DSG), la sísmica utilizada en el área de interés corresponde a un cubo 3D, la versión es un *pre-stack depth migration* (PSDM), es decir el dominio en la vertical es directamente profundidad y no tiempo.

Como una fase preliminar se realiza un control de calidad del cubo sísmico en diferentes aspectos, el primero es verificar el sistema de coordenadas y realizar la carga de forma correcta y no tener desplazamientos horizontales.

El segundo aspecto es el chequeo de la polaridad de la sísmica, una forma sencilla de hacer esta revisión en sísmica marina es realizar el control con el fondo marino, el cual en polaridad normal en nomenclatura americana el primer reflector corresponde a un positivo (paso de un medio menos denso a uno más denso).

Un tercer y último aspecto es identificar si la sísmica está en fase mínima o en fase cero, información que puede ser visualizada en el informe de procesamiento de la sísmica.

Por ultimo si la reflexión indica un incremento de la impedancia acústica, la polaridad es positiva y por convención se muestra como un pico.

Una vez realizado este chequeo, y teniendo en cuenta que para el área de estudio no hay pozos perforados que permitan realizar la calibración crono-estratigráfica de las superficies sísmicas, el amarre crono de las superficies se llevó a cabo utilizando un diagrama *Wheeler* suministrado por Ecopetrol SA® y cuyo procedimiento fue detallado en el **Capítulo 3**.

Este amarre parte desde un área con pozos con buena calibración bioestratigráfica, y a partir de líneas sísmicas regionales 2D (líneas *SPAN* con dominio en profundidad), se puede llevar la información al cubo 3D del área de estudio del presente trabajo. Ver **Figura 21**.

Una vez identificadas las principales superficies sísmicas (Basamento, Eoceno, Oligoceno, Mioceno Temprano, Mioceno Medio, Mioceno Tardío, y Plio-

Pleistoceno), se localizaron los reflectores correspondientes en el área de estudio y se realizó la interpretación de la información en el cubo sísmico. **Figuras 30 y 31.**

En el área de estudio no hay procesos tectónicos de inversión o fuerte fallamiento que genere repetición de sección, rotación de bloques, erosiones de gran magnitud etc, que dificulten o influyan en la interpretación.

Como se mencionó en el **Capítulo 1** la secuencia sedimentaria más antigua interpretada a la fecha en esta área del Caribe colombiano corresponde a rocas del Eoceno hasta el reciente, bajo este marco crono-estratigráfico las superficies interpretadas de la más antigua a la más reciente fueron:

BASAMENTO

Sísmicamente el basamento acústico puede seguirse fácilmente en la mayoría del Caribe, sin embargo en algunas áreas su localización es interrogada y su interpretación debe ser apoyada en gran medida por la correlación de pozos y atributos sísmicos que en general resalten la amplitud, uno de ellos el *reflection strength*.

EOCENO

Su presencia en algunos de los pozos de la Alta Guajira que han llegado hasta este nivel, permiten su amarre con la sísmica, es el caso de pozos como Puerto Estrella-1, Chimare-1 y San Jose-1. Desde los cuales se puede seguir el reflector sísmico hasta el área de interés.

Es importante mencionar que por el carácter tectónico de *horst* y *grabens* de esta zona del caribe colombiano, la paleo-topografía está dominada por altos y bajos, por lo que la depositación de los sedimentos más antiguos se desarrolló rellorando las zonas bajas y no corresponde a una capa uniforme en toda la cuenca.

OLIGOCENO

Sísmicamente puede ubicarse en pozos de la Alta Guajira que han llegado hasta este nivel, en pozos como Puerto Estrella-1 y San Jose-1. En el área de la Cuenca de Bahía, al oeste de la Sierra Nevada de Santa Martha, el pozo Araza-1 según

registro bioestratigráfico perforo el Oligoceno Tardío. Desde estos pozos se puede seguir el reflector sísmico hasta el área de interés.

MIOCENO INFERIOR

El Mioceno Inferior puede seguirse desde diferentes pozos que lo han perforado, como los pozos Chuchupa-1, Chuchupa-6, Chuchupa-3, Almeja-1, etc.

Al igual que el Eoceno y el Oligoceno, el Mioceno Inferior se depositó en las zonas bajas haciendo *onlap* contra los paleo-altos del *offshore* de la Guajira.

MIOCENO MEDIO

El Mioceno Medio se puede correlacionar desde diferentes pozos que lo han perforado, como los pozos de campo Chuchupa, campo Ballena y Campo Riohacha (Baja Guajira) y diferentes pozos tanto *offshore* como *onshore* en la Alta Guajira.

De acuerdo a la interpretación sísmica y bioestratigráfica, el tope del Mioceno Medio (Serravalliense), es una superficie regional fácilmente identificable, con valores geoquímicos que corresponden a una superficie de máxima inundación que se puede seguir a lo largo de la cuenca, siendo el reflector más antiguo que cubre la mayoría de altos estructurales.

PLIO-PLEISTOCENO

En el *offshore* es la secuencia más joven identificada y con edad Plioceno – Pleistoceno. El tope es definido por el fondo marino, en sección sísmica, está compuesta internamente por reflectores paralelos a sub-paralelos, continuos, amplitudes altas y frecuencias altas.

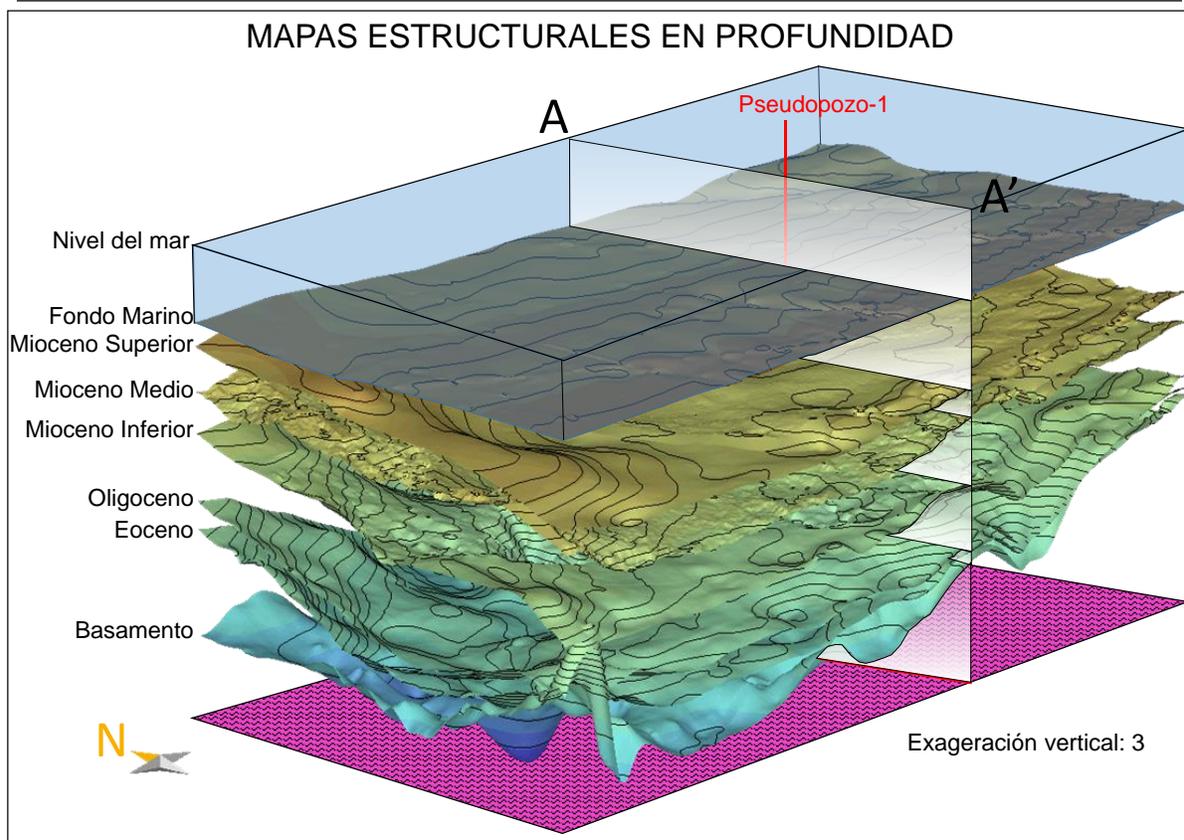


Figura 30. Superficies sísmicas interpretadas para el área de estudio y localización del pseudo-pozo.

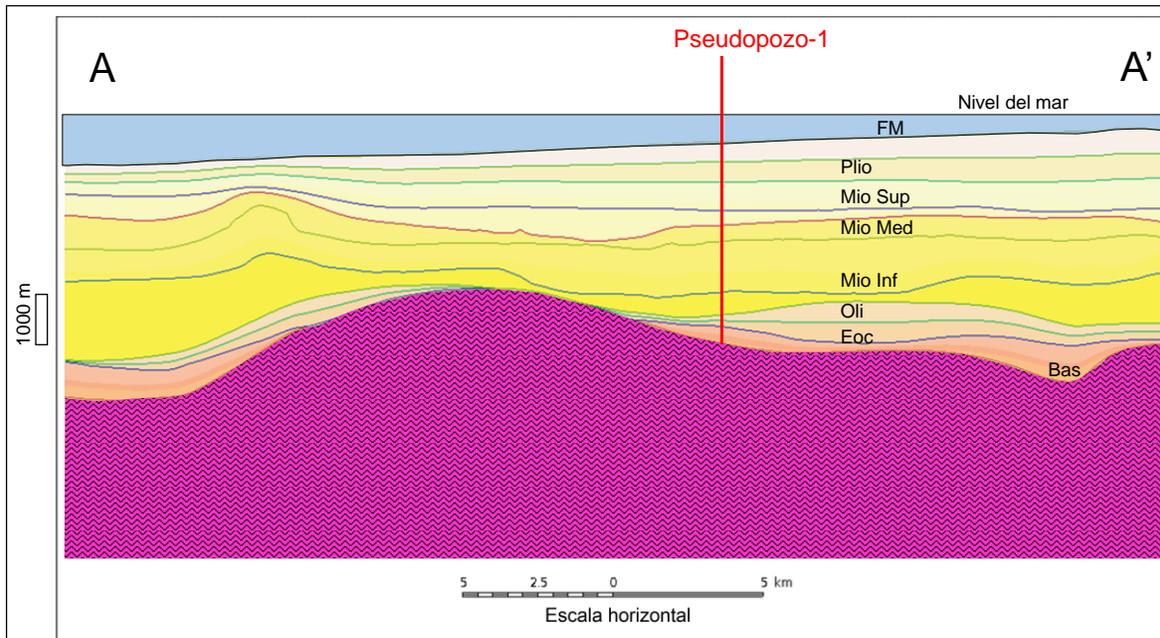


Figura 31. Perfil estructural en dirección norte-sur con la interpretación de los principales horizontes.

4.4.2. Interpretación de Facies

Con el objetivo de conocer la distribución espacial de las facies y su posible proporción de arena/arcilla para cada intervalo de tiempo geológico, se realizó la interpretación de geo-cuerpos por medio de atributos sísmicos, estos atributos permiten diferenciar posibles zonas arenosas (lóbulos, canales, *Crevasse splay*, *channel-levee complex*, etc) de zonas lodosas, que configuran arealmente la mayor proporción de una cuenca sedimentaria.

La interpretación se llevó a cabo en el software Paleoscan® desarrollado por el Ellis S.A.S., el cual permite de una manera muy ágil y rápida hacer una interpretación de un número grande de horizontes en un tiempo relativamente corto.

Este es uno de los métodos más avanzados en la actualidad que funciona con *auto-tracking*, y se basa en la “siembra de semillas” para extraer horizontes mediante la correlación de amplitudes entre trazas vecinas.

El flujo de trabajo simplificado se describe a continuación:

Como primera medida se realiza la carga de la información sísmica (*.sgy), en las unidades horizontales y verticales adecuadas, (metros, pies en la horizontal o pies o milisegundos en la vertical).

Se corrobora la polaridad de la sísmica, esto puede realizarse con el fondo marino, el cual en polaridad normal es un positivo.

Posteriormente se realiza la interpretación de las principales superficies sísmicas, es importante limitar el modelo tanto al tope como a la base, normalmente se hace con el fondo marino y el basamento respectivamente (sísmica *offshore*).

Alternativamente las superficies pueden ser importadas de otro *software* de interpretación, sin embargo, se debe revisar que las superficies interpretadas ajusten muy bien con los reflectores de la sísmica.

Una vez se tiene la anterior información se procede a realizar la simulación del modelo base. Los parámetros de simulación como radio de búsqueda, resolución vertical, etc se ajustan de acuerdo al dato sísmico. El tiempo de cómputo de la

simulación depende del tamaño y nivel de detalle que se le dé al modelo, sin embargo, puede estar en el orden de unas cuantas horas.

Luego de la simulación se chequea el modelo de salida, se verifica la geometría de los reflectores y la correlación con la sísmica, en caso de no estar conforme con el producto se hacen correcciones y se realiza nuevamente la simulación. Este proceso debe repetirse hasta que el modelo geométrico represente fielmente la sísmica.

Una vez se tiene la geometría del área, se procede a la generación de los diferentes atributos sísmicos, los cuales de acuerdo a la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), los atributos se pueden definir como medida derivada de la información sísmica, usualmente basada en mediciones de tiempo, amplitud, frecuencia, y/o atenuación. En determinadas circunstancias pueden ser más útiles que la imagen sísmica tradicional (<https://wiki.seg.org>).

Los usos son diversos, predicción de litología, predicción de fluidos, fallas, geo-cuerpos, geo-presiones, etc. En el presente trabajo se utilizaron los siguientes atributos:

4.4.2.1. Atributos de Amplitud (Rms)

Este atributo resalta las variaciones de impedancia acústica, y su valor RMS es directamente proporcional a estas variaciones. Dadas las anteriores características este atributo es útil para la predicción de reservorios, particularmente en ambientes *offshore* geoformas como canales o lóbulos son bien definidos con este atributo. Desafortunadamente el atributo no solamente enfatiza en la señal sino también en el ruido.

4.4.2.2. Atributos de Frecuencia (Descomposición Espectral)

La descomposición espectral tiene como principio la descomposición de las frecuencias de forma individual, con la ventaja que cada frecuencia puede ser trabajada e interpretada como un atributo independiente. El atributo se basa en la

transformada de Fourier y su principal uso es la interpretación estratigráfica de capas delgadas.

De acuerdo a la SEG, este atributo es muy utilizado en la exploración de hidrocarburos debido a su excelente capacidad de discriminación de cuerpos estratigráficos. En combinación con la varianza (también conocido como semblanza, coherencia), los canales se pueden identificar y analizar más fácilmente. La ventaja de su uso integrado es que el atributo coherencia resalta muy bien los límites del canal y la descomposición espectral representa su espesor, por lo que en conjunto se tiene un arreglo tridimensional del geo cuerpo. **Figura 32.**

Este atributo es un muy buen complemento al RMS para la identificación de cuerpos arenosos y por lo tanto paleo-ambientes.

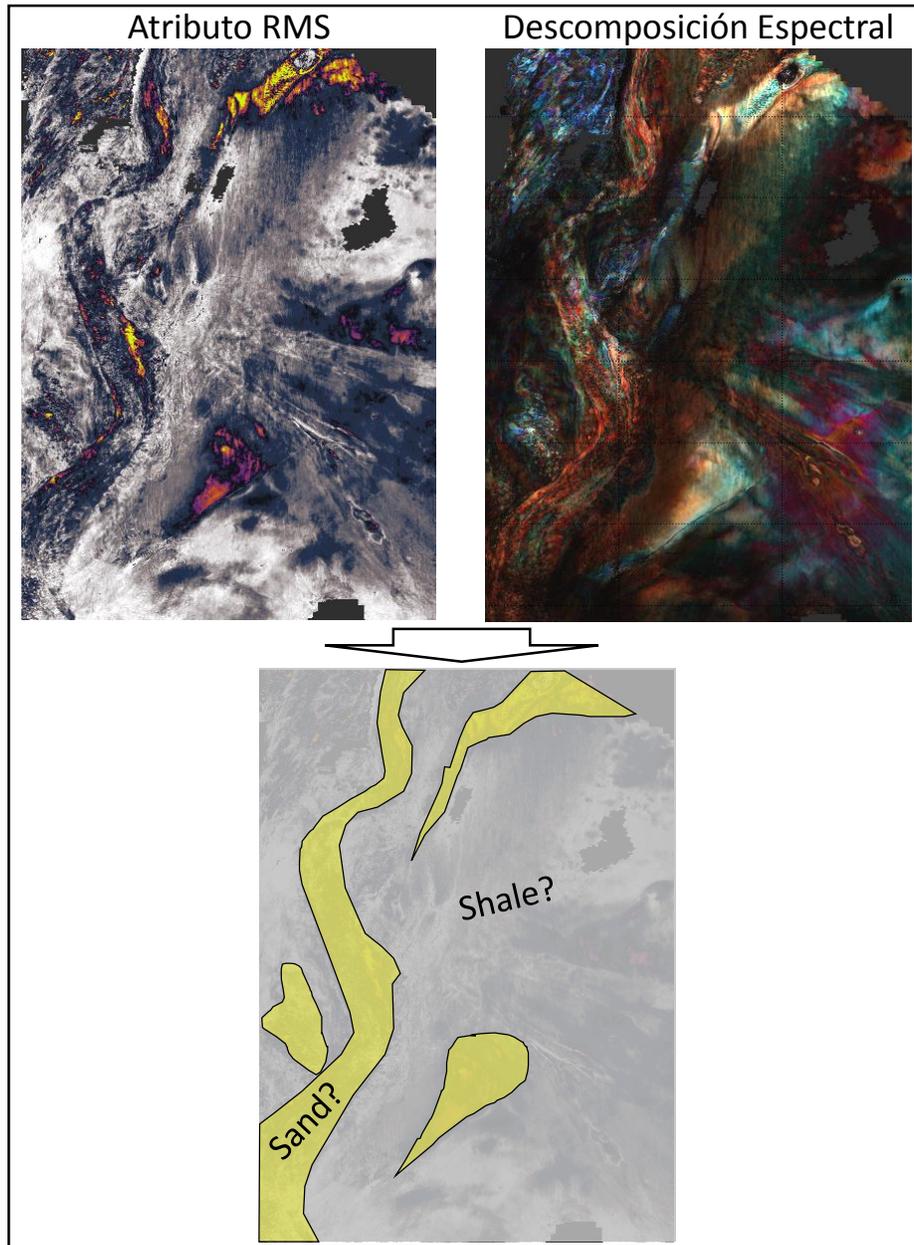


Figura 32. Metodología de interpretación de facies utilizando atributos sísmicos. Software Paleoscan®.

Una vez realizado el análisis de atributos sísmicos para cada edad, se procedió a la construcción de los mapas de facies (**Figura 33**).

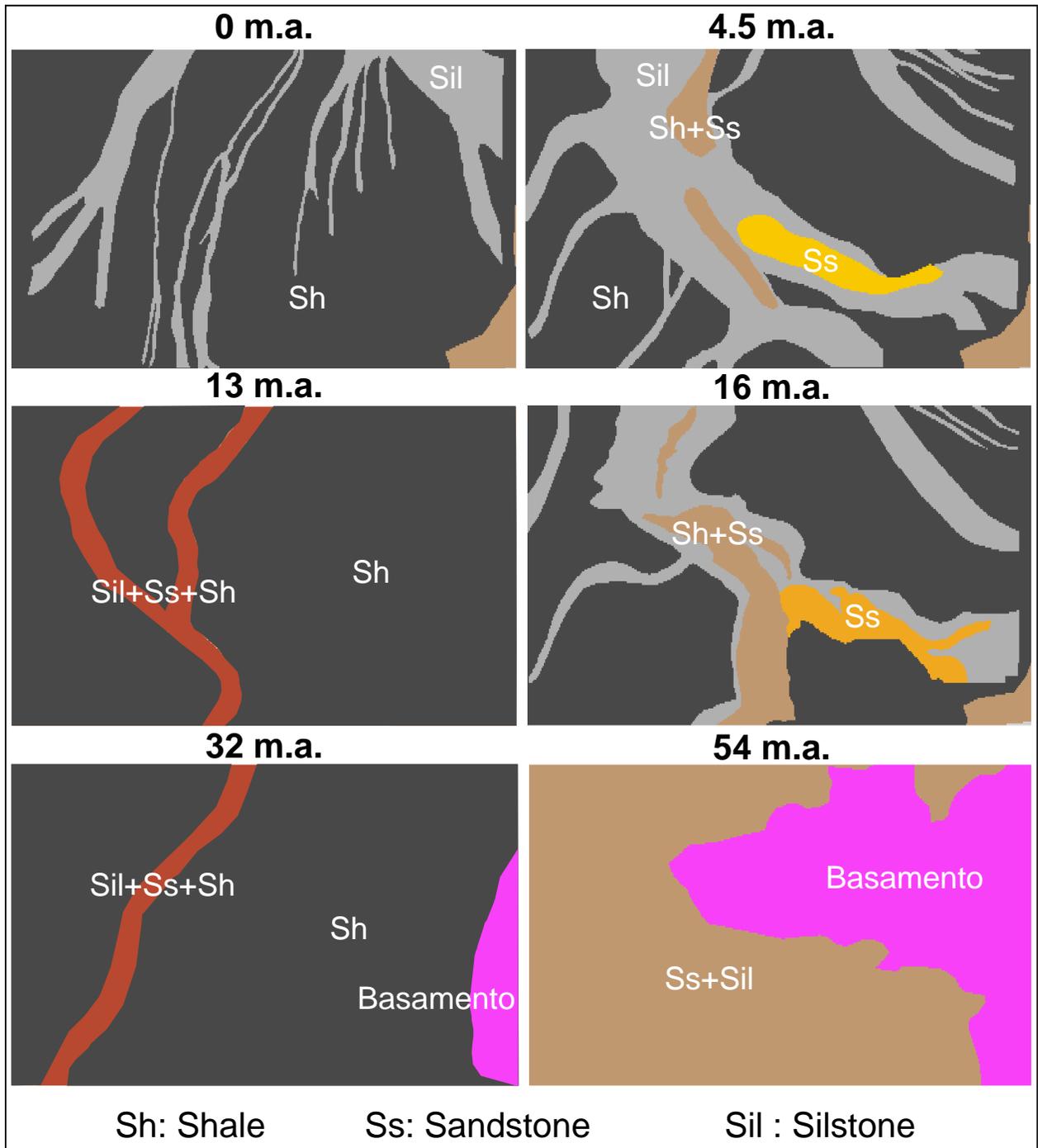


Figura 33. Interpretación de facies utilizando atributos sísmicos. Litológicamente se realiza la discriminación entre arcillolita (Sh), arenisca (Ss) y limolita (Sil).

4.4.3. Paleo Profundidad de Agua (PWD) y su efecto

La paleo-profundidad del agua o *Paleo Water Depth* (PWD) por sus siglas en inglés es la columna de agua al momento de la deposición de una unidad sedimentaria y es un elemento de alto impacto en los modelos de distribución de la materia orgánica.

La paleo-batimetría es la PWD en el momento de la deposición, que determina la posición del fondo marino en relación con un dato (Immenhauser, 2009).

Al principio, se calculan las PWD iniciales para las capas límite de una unidad sedimentaria, corrigiendo los efectos de la isostasia y la compactación (sin corrección por hundimiento tectónico).

En segundo lugar, el espacio entre las dos capas se llena con un modelo sedimentario de lógica difusa (Nordlund, 1999) que calcula la distribución de la fracción de arena.

Al conocer el espesor de los sedimentos a través del tiempo, es posible realizar una reconstrucción de las unidades sedimentarias y reconstruir las geometrías de la superficie de la Tierra durante el momento de la deposición (Allen y Allen, 2013).

Para efectos del presente trabajo, los mapas de PWD fueron suministrados por Ecopetrol SA® a cinco diferentes tiempos en el pasado. **Figura 34.**

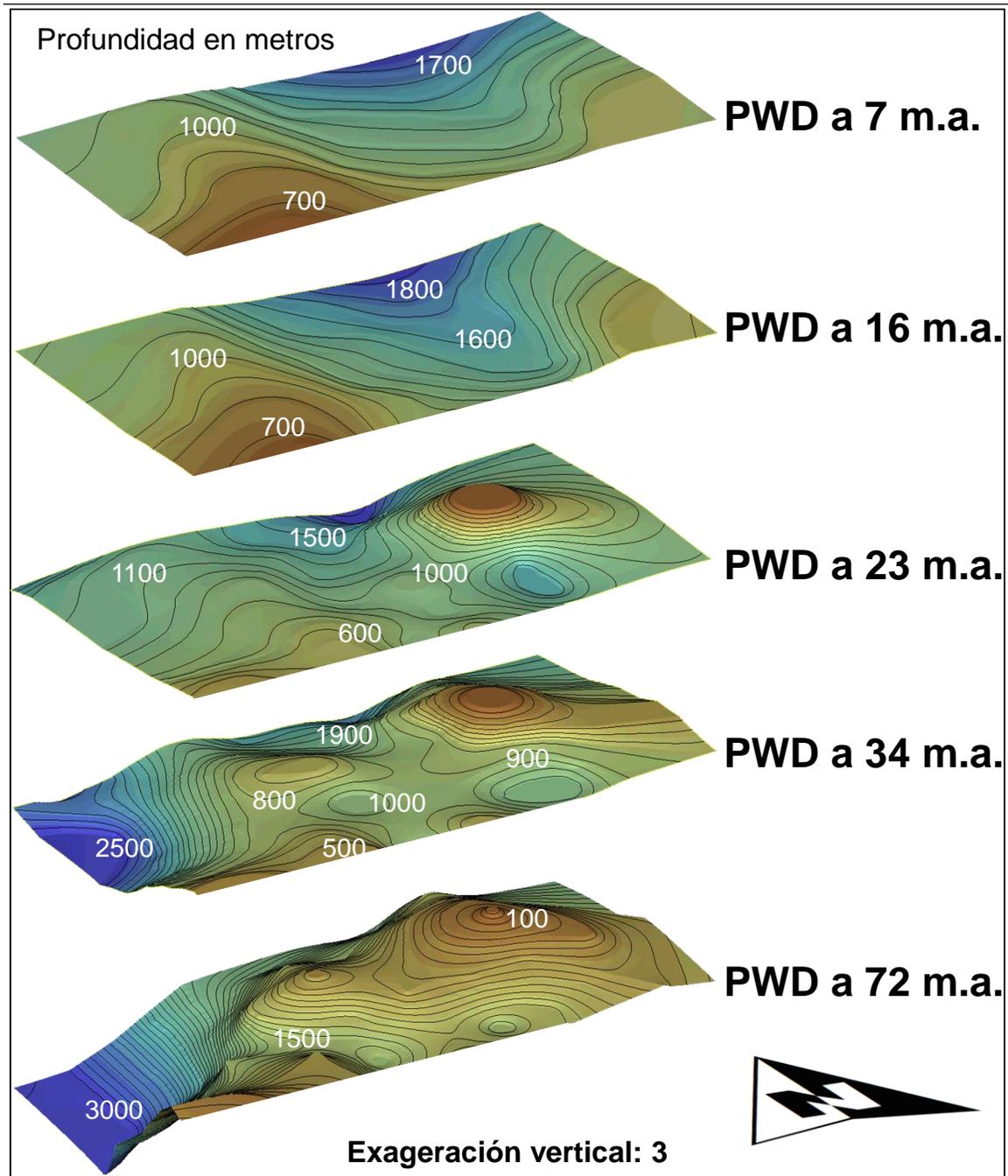


Figura 34. Mapas de PWD a diferentes tiempos en el pasado.

4.4.4. Consideración Sobre la Materia Orgánica en OF-Mod

De acuerdo a www.sintef.no, OF-Mod tiene en cuenta materia orgánica marina y continental.

La materia orgánica de origen marino depende de la productividad primaria en los primeros metros de la columna de agua del océano, la materia orgánica terrestre proviene del continente por medio de ríos, y dependiendo de la distancia con desembocaduras de ríos se tiene mayor o menor proporción de este tipo materia orgánica.

En la **Figura 35** se muestra una imagen del presente tomada por la NASA donde se ilustran las zonas con mayor riqueza orgánica (color rojo), en contraste con áreas con valores muy pequeños (color azul).

De acuerdo a www.neo.sci.gsfc.nasa.gov la clorofila-a es un pigmento que se encuentra en todas las plantas fotosintéticas. Su concentración en el océano se utiliza como índice de biomasa de fitoplancton y, como tal, es un insumo clave para los modelos de productividad primaria. Las imágenes de resolución moderada tomadas con el espectroradiómetro (MODIS), a bordo de los satélites Terra y Aqua de la NASA mide el color del océano todos los días, de donde se derivan las concentraciones globales de clorofila.

Las imágenes son capturadas con el sensor MODIS instalado en el satélite Aqua de la NASA.

Es de notar que las áreas más ricas orgánicamente se encuentran cercanas a la línea de costa y en zonas ecuatoriales. Lo anterior acorde al principio de la **Figura 36**.

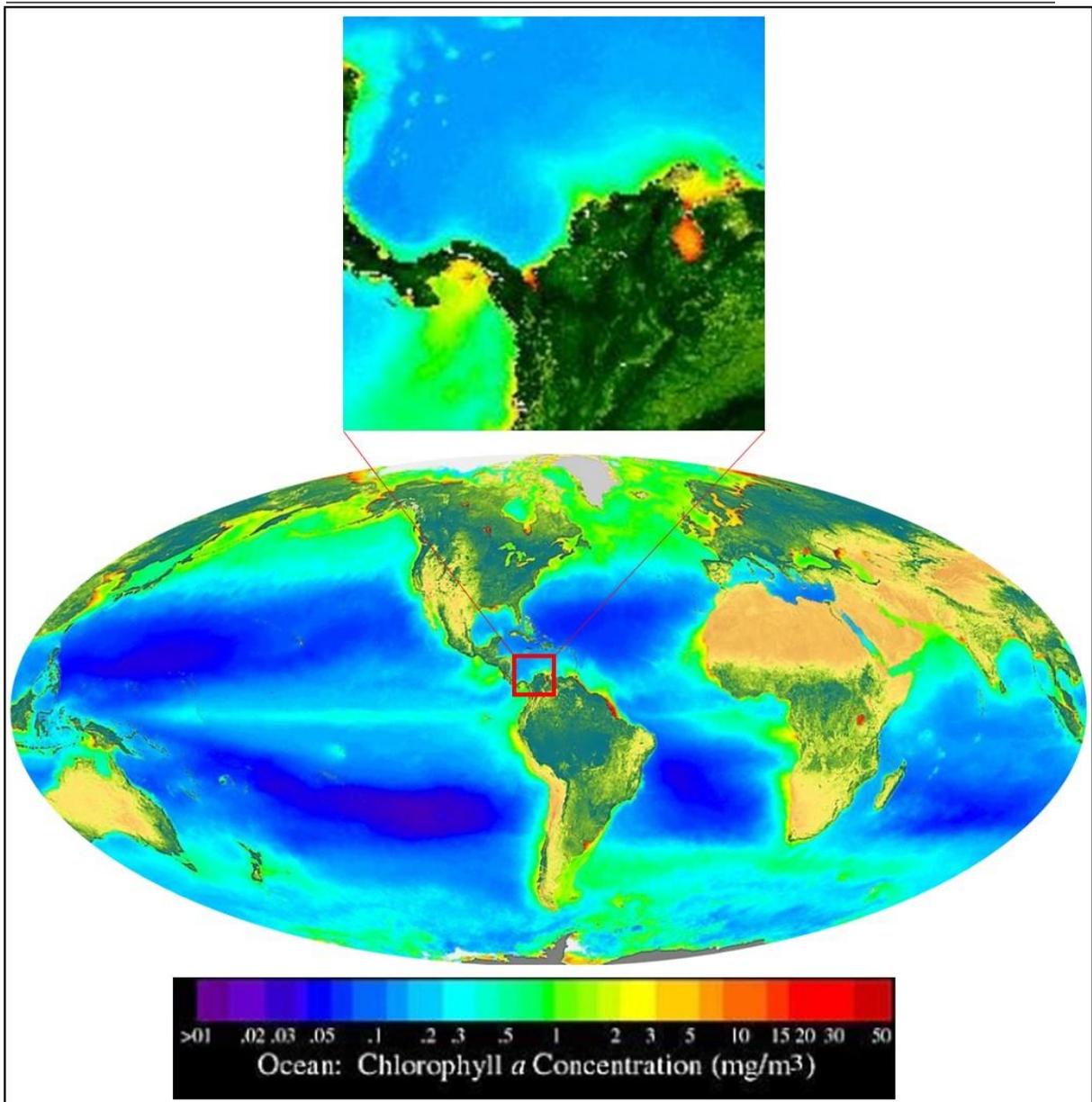


Figura 35. Mapa global de distribución de clorofila en la superficie del mar. Colores cálidos mayor contenido de clorofila y colores fríos menor contenido. Tomado de <https://earthobservatory.nasa.gov>.

4.4.4.1. Materia Orgánica Marina

De acuerdo a www.sintef.no en OF-Mod, la productividad primaria (PP) de la materia orgánica marina se define como una función de la distancia desde la orilla: el PP es mayor cerca de la costa, donde se produce un mayor suministro de nutrientes en el interior, que en las posiciones distales de la cuenca. Adicionalmente como datos de

entrada se pueden incluir zonas de mayor productividad biológica como zonas de *upwelling* o deltas de ríos.

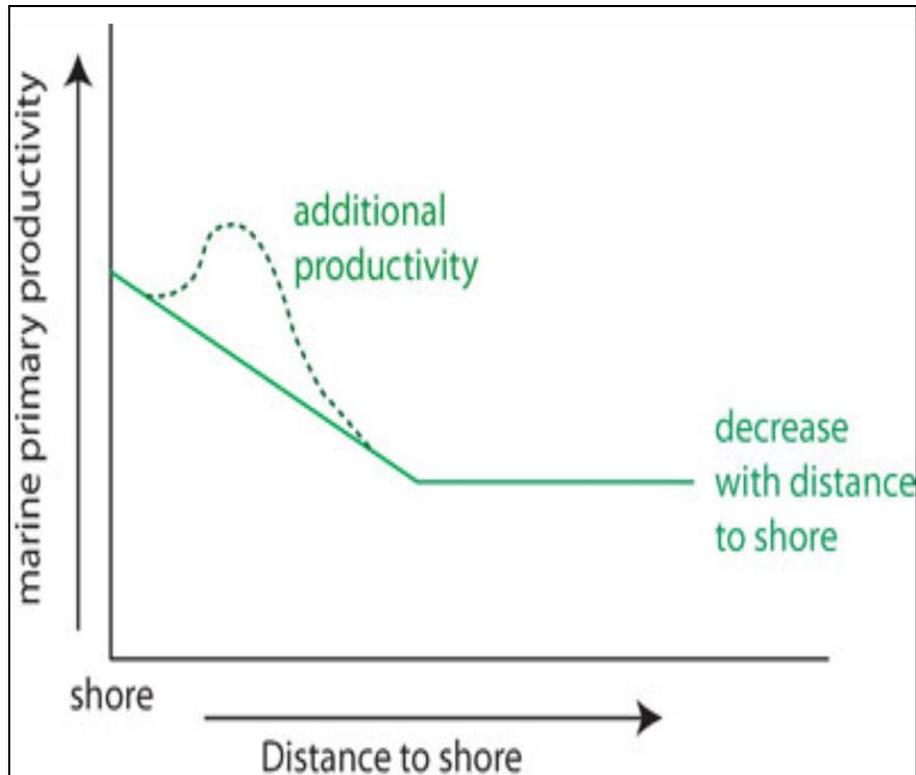


Figura 36. Diagrama señalando la distancia a tierra relativa vs la productividad biológica, a mayor distancia de la línea de costa menor productividad. Tomado de <https://www.sintef.no/en/software/organic-facies-prediction-of-mod/>.

Por otra parte varios autores han correlacionando la materia orgánica primaria producida (PP en $\text{gC}/\text{m}^2/\text{a}$) en el fondo del mar con la profundidad del agua. Este mismo principio es usado por OF-Mod para la predicción de facies generadoras y se observa de forma gráfica en la **Figura 37** donde se señala la reducción de los valores de flujo de carbono con la profundidad del agua.

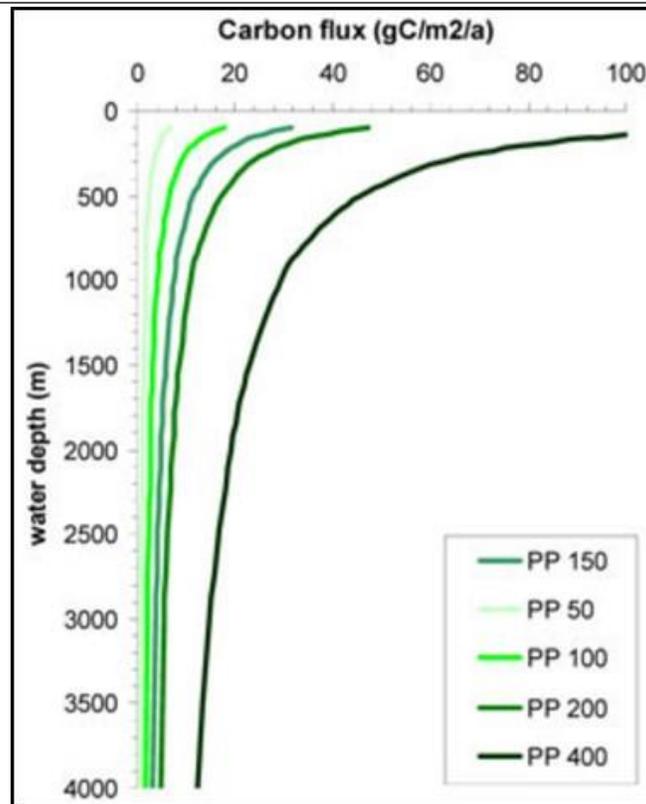


Figura 37. Relación flujo de carbono - profundidad del agua según Stein (1991).

4.4.4.2. *Materia Orgánica Terrestre*

En cuanto a la materia orgánica terrestre, en OF-Mod, la fracción de materia orgánica autóctona se modela en función de la distribución del tamaño de grano inorgánico (Bergamaschi et al., 1997; Keil et al., 1994). Los restos de plantas terrestres en partículas se acoplan a las fracciones del tamaño de grano grueso (arena) ya que ambas son más comunes en áreas cercanas a la costa. Mientras que la materia orgánica alóctona degradada y / o residual se relaciona con sedimentos de grano fino.

4.4.4.3. *Preservación*

La preservación de la materia orgánica está relacionada directamente con la disponibilidad de oxígeno en la columna de agua, a menores niveles de oxígeno mayor preservación de la materia orgánica

Se requieren tasas de sedimentación intermedias para que se dé una preservación efectiva, tasas de sedimentación muy altas preservan la materia orgánica pero esta se diluye demasiado y se traduce en valores bajos de TOC. Tasas de sedimentación muy lentas generan que la materia orgánica este demasiado tiempo expuesta a los elementos por lo que puede degradarse, esto ocurre en regiones marinas distales de aguas profundas con tasas de sedimentación extremadamente bajas.

De acuerdo a Mann & Zweigel (2008), los procesos de sedimentación y preservación de la materia orgánica marina, se basan en tres procesos principales que regulan la depositación en condiciones de oxícidad normal:

1. Productividad primaria y su movimiento a través de la columna de agua
2. Disolución de la materia orgánica en los sedimento en el fondo del mar
3. Descomposición / preservación durante el enterramiento

4.4.4.4. Distancia a la Línea Costa

Debido a que muchas variables en OF-Mod se definen en términos de su distancia a la costa (por ejemplo, productividad marina), este es un parámetro importante. Cada capa debe tener una línea costera en el área del modelo para determinar la distancia a la costa.

Los archivos de línea de costa se utilizan como entrada para el cálculo de la distancia del área de trabajo a tierra, todos los puntos costeros deben colocarse fuera del área del modelo, lo anterior para evitar conflictos en el área del modelo.

4.4.5. Resultados del Modelo

Con el propósito de evaluar el efecto en la variación de algunos de los elementos de *input* dentro del modelo y su efecto en la predicción de niveles de roca generadora de hidrocarburos, se corrieron diferentes escenarios, arrojando ligeras variaciones en los valores de los resultados, pero en general manteniendo anomalías orgánicas vs zonas de *background*.

Dos escenarios extremos muy representativos, son un modelo con datos geoquímicos y petrofísicos de calibración (Índice de Hidrógeno, TOC y porosidad) y otro modelo sin ninguna clase de calibración.

Los resultados señalan una ligera sobre-estimación en los valores orgánicos cuando no se incluyen datos de calibración (alrededor del 10%), sin embargo las zonas de anomalía vs las zonas de *background* se mantienen, lo que representan resultados muy positivos en términos de predicción para áreas frontera donde no existen datos de calibración.

De acuerdo a las simulaciones realizadas en OF-Mod, se pueden observar posibles niveles con contenidos importantes de materia orgánica, estos niveles se muestran en la **Figura 38** donde se señala el contenido original de TOC producto de la simulación.

En términos de contenido orgánico el nivel estratigráfico con valores más altos es el Eoceno Tardío, con valores promedio de TOC cercanos al 2% y valores máximos de hasta 5%. El Oligoceno Temprano presenta valores promedio de alrededor 1.5% y valores máximos de 4.5% de TOC.

En cuanto a los posibles espesores el Oligoceno es la secuencia más espesa, sin embargo en el área donde los espesores son más grandes el contenido orgánico es menor, probablemente por dilución de la materia orgánica debido a las mayores tasas de sedimentación del área. **Figura 39.**

En términos de potencial de roca fuente alrededor del 50% del área es caracterizada entre buena y muy buena para el Eoceno. Para el Oligoceno cerca de un 30% del área se estima que tiene potencial bueno. **Figura 40.**

Un tercer nivel con valores importantes de contenido orgánico es el Mioceno Tardío, con valores máximos de TOC de 3% y valores promedio de 2%.

En esta secuencia los espesores máximos son alrededor de 230 metros con valores promedio de alrededor de 150 metros, traducido en un potencial de roca fuente caracterizado como bueno en cerca del 70% del área.

Un cuarto nivel es el Mioceno Medio que regionalmente presenta buenas posibilidades como roca generadora, sin embargo en el presente modelo el potencial de roca generadora se caracteriza de regular a pobre con algunas áreas caracterizadas como buenas. Una posibilidad de este hecho es que la paleo-profundidad del agua para este tiempo geológico haya sido sobre estimada y por lo tanto el contenido de materia orgánica se vea reducido. **Figura 41.**

Un quinto y último nivel es el Plioceno, el cual presenta valores de TOC de hasta 1.6%, espesores cercanos a 200 metros, sin embargo el potencial como roca generadora se limita a regular en la parte oeste del área. Sumado al hecho que el nivel tiene una carga litostática muy baja, traducido en niveles muy bajos de madurez termal. Lo que limitaría su capacidad de roca generadora probablemente a gas microbial (temperaturas entre 35 y 70° C).

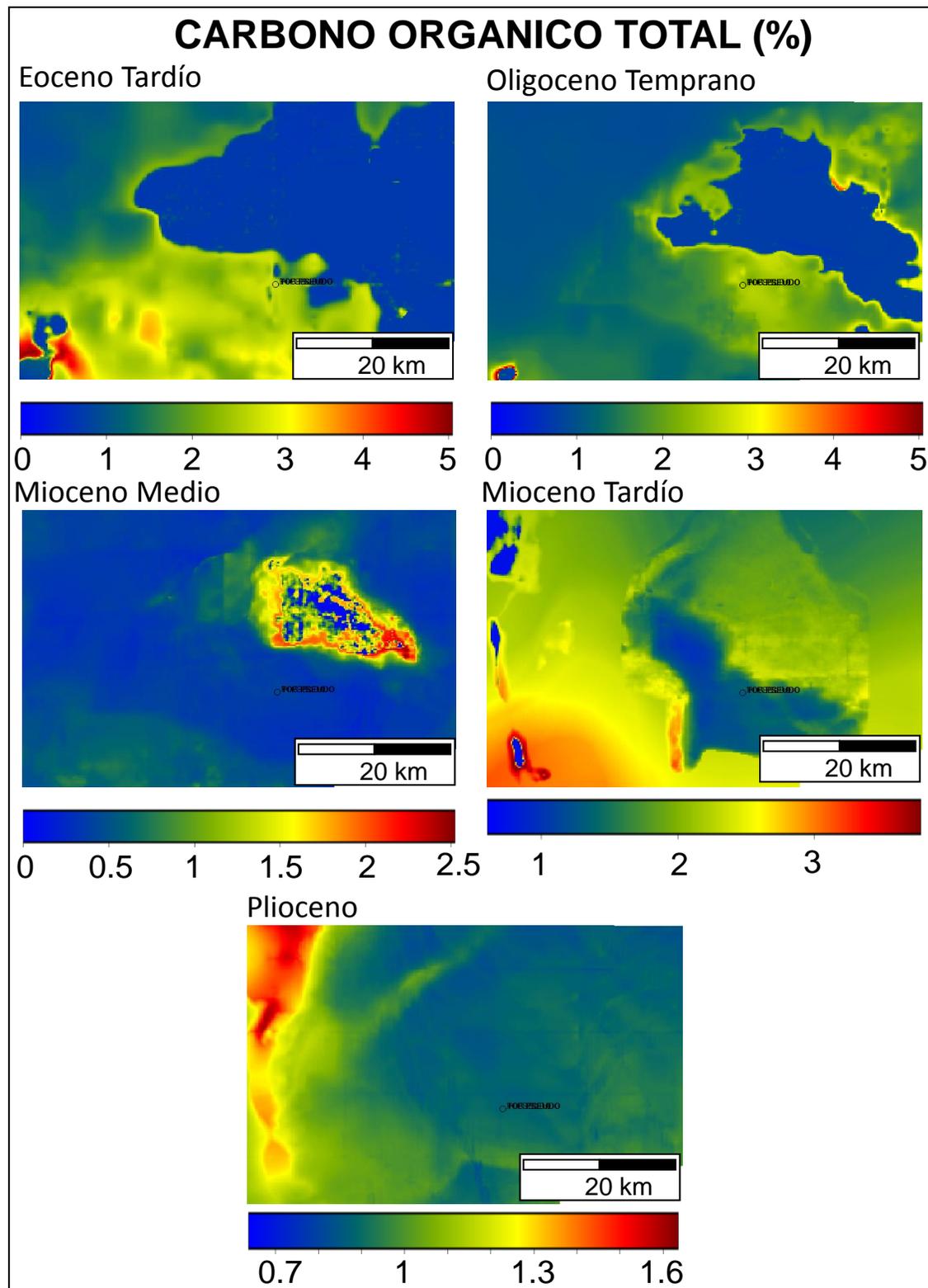


Figura 38. Mapa por edad del Carbono Orgánico Total (TOC), en colores fríos las áreas más pobres y en colores cálidos las áreas con mayor TOC.

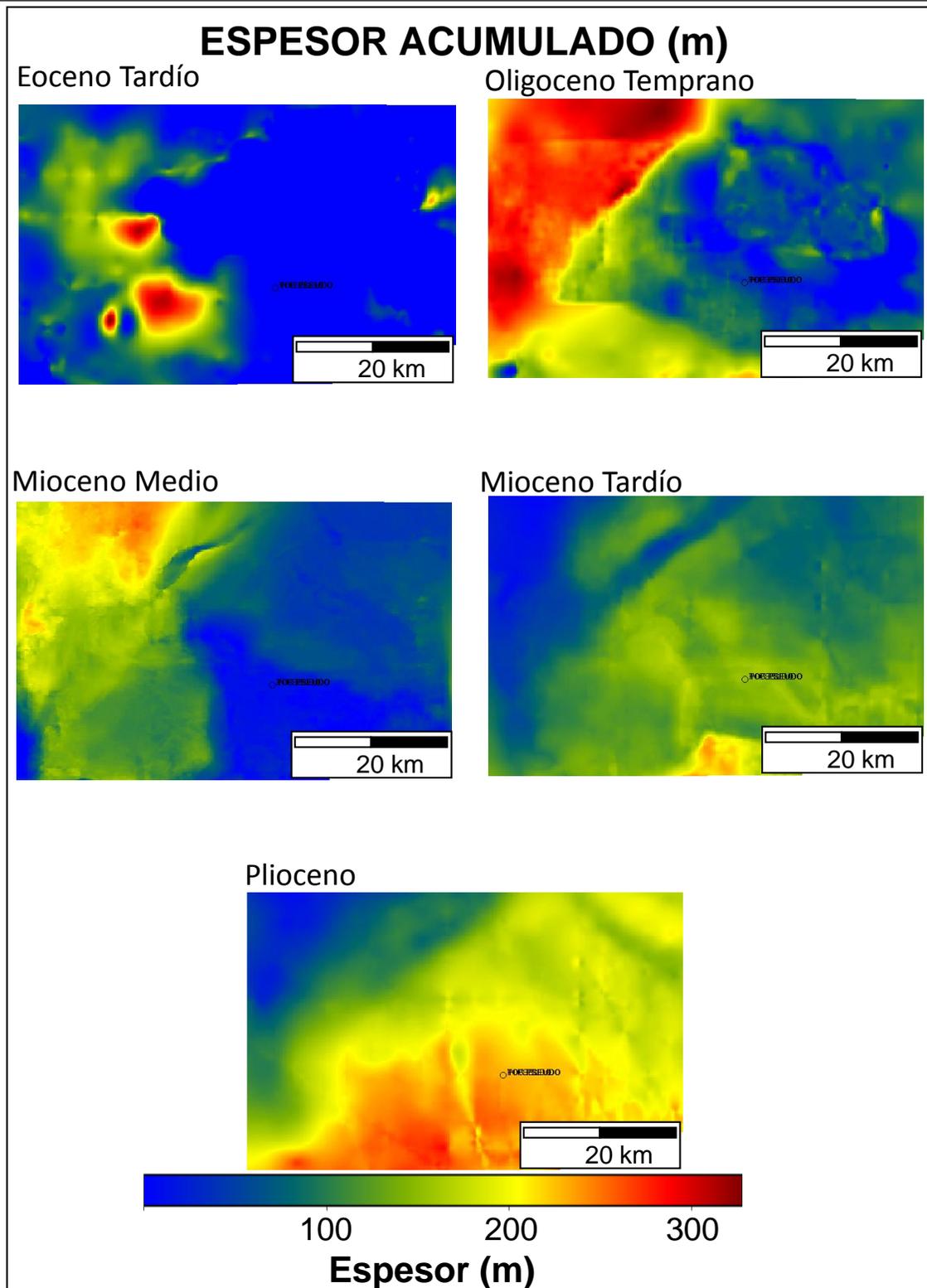


Figura 39. Mapa por edad del posible espesor de roca generadora, los colores fríos representan zonas de bajo espesor, mientras que los colores cálidos espesores mayores.

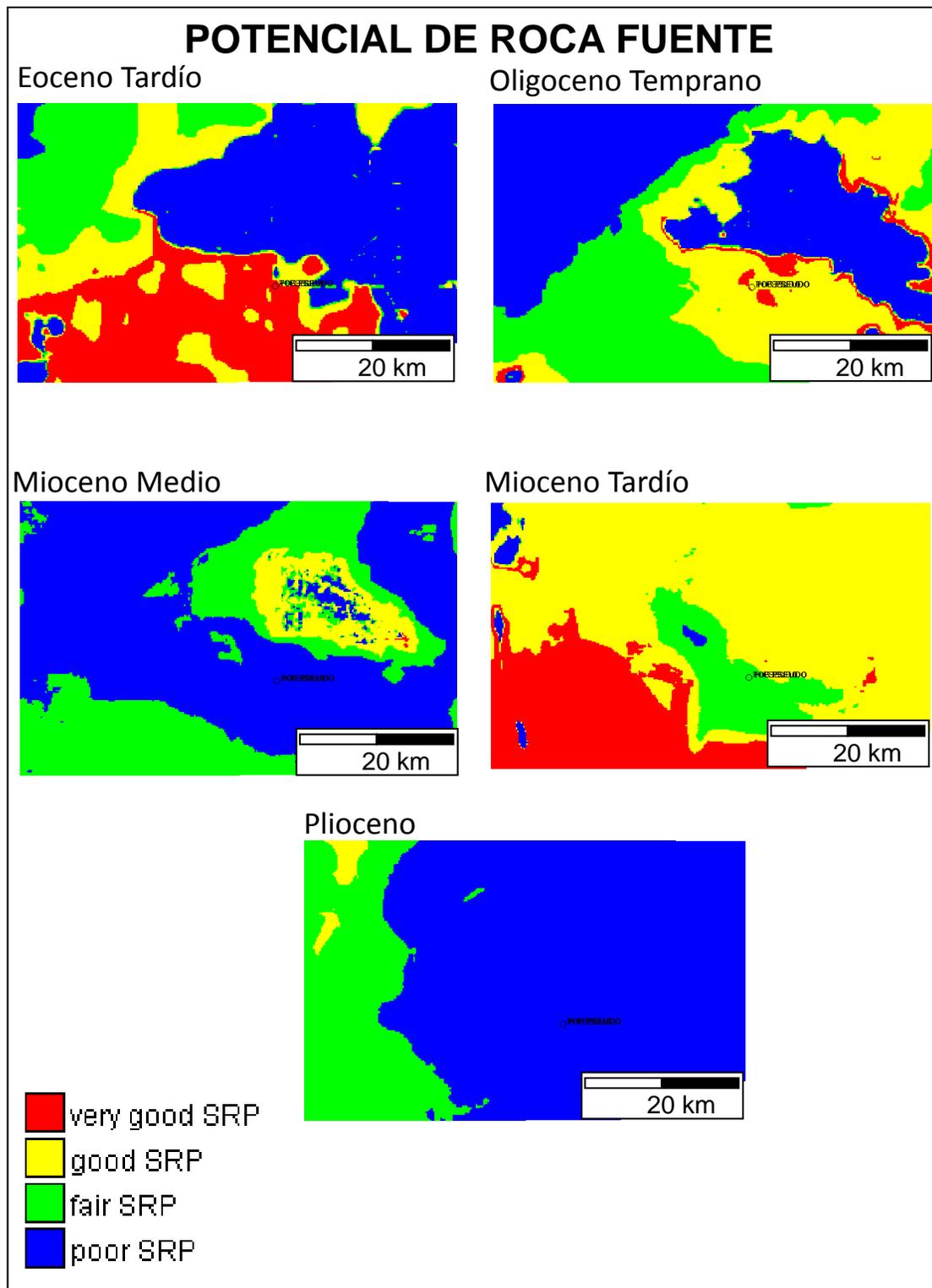


Figura 40. Mapa por edad del potencial de roca generadora, los colores fríos representan potencial bajo, mientras que los colores cálidos representan buen potencial. En la leyenda Source Rock Potential (SRP).

5. DISCUSIÓN

El área sur-occidental del Caribe es una provincia compleja tectónicamente, donde procesos relacionados a subducción y tectónica de rumbo han generado una paleogeografía de altos y bajos que controlaron la depositación de los sedimentos.

Esta configuración dio lugar a la depositación de rocas generadoras de hidrocarburos de edad Cenozoico, en cuencas restringidas con bajos niveles de oxígeno que permitieron la preservación de la materia orgánica.

Relacionados a estas rocas generadoras se tienen algunos ejemplos de sistemas petrolíferos Cenozoicos en esta área del Caribe:

Campo Perla en el *offshore* de Venezuela, con volúmenes cercanos a 17 TCF de gas termogénico o 3100 millones de barriles de petróleo equivalente (Castillo et al. 2017).

La Cuenca Falcón relacionada geológicamente a la Cuenca de Maracaibo la cual al año 2000 tenía una producción acumulada de 375 millones de barriles (www.geologiavenezolana.blogspot).

En el *onshore* de Colombia los campos del Valle Inferior del Magdalena con producción de crudo y gas que configuran reservas probadas para el 2005 de 71 millones de barriles de petróleo (Barrero et al. 2007).

En el *offshore* de Colombia en la Baja Guajira los campos de gas Chuchupa, Ballena y Riohacha, con producción acumulada de cerca de 6 TCF de gas. Mientras que en la Alta Guajira el reciente descubrimiento de gas seco en el pozo Orca-1.

Con base en la anterior información se evidencia un potencial importante para sistemas petrolíferos con rocas generadoras de edad Cenozoico. Complementario al sistema petrolífero Cretácico (Formación La Luna) y sus equivalentes estratigráficos que configuran una de las mejores rocas generadoras de la Tierra.

Para la identificación de estas estructuras de escape de fluidos, pueden utilizarse técnicas de muestreo de sedimentos del fondo marino como *piston core*, que en el

escenario de detectar hidrocarburos, por medio de análisis geoquímicos es posible identificar características de la roca que los generó, como edad, ambiente siliciclastico o carbonatico, tipo de kerógeno, oxícidad del medio, madurez termal, etc y lo más importante la presencia de un sistema petrolífero.

Los niveles de posibles rocas generadoras identificados a partir de las diferentes técnicas, al ser comparados con la curva de Haq (1987), calibran muy bien con los niveles altos del mar reportados a nivel mundial, siendo coherentes con la teoría básica de depositación de rocas generadoras en épocas de nivel alto del mar.

Figura 41.

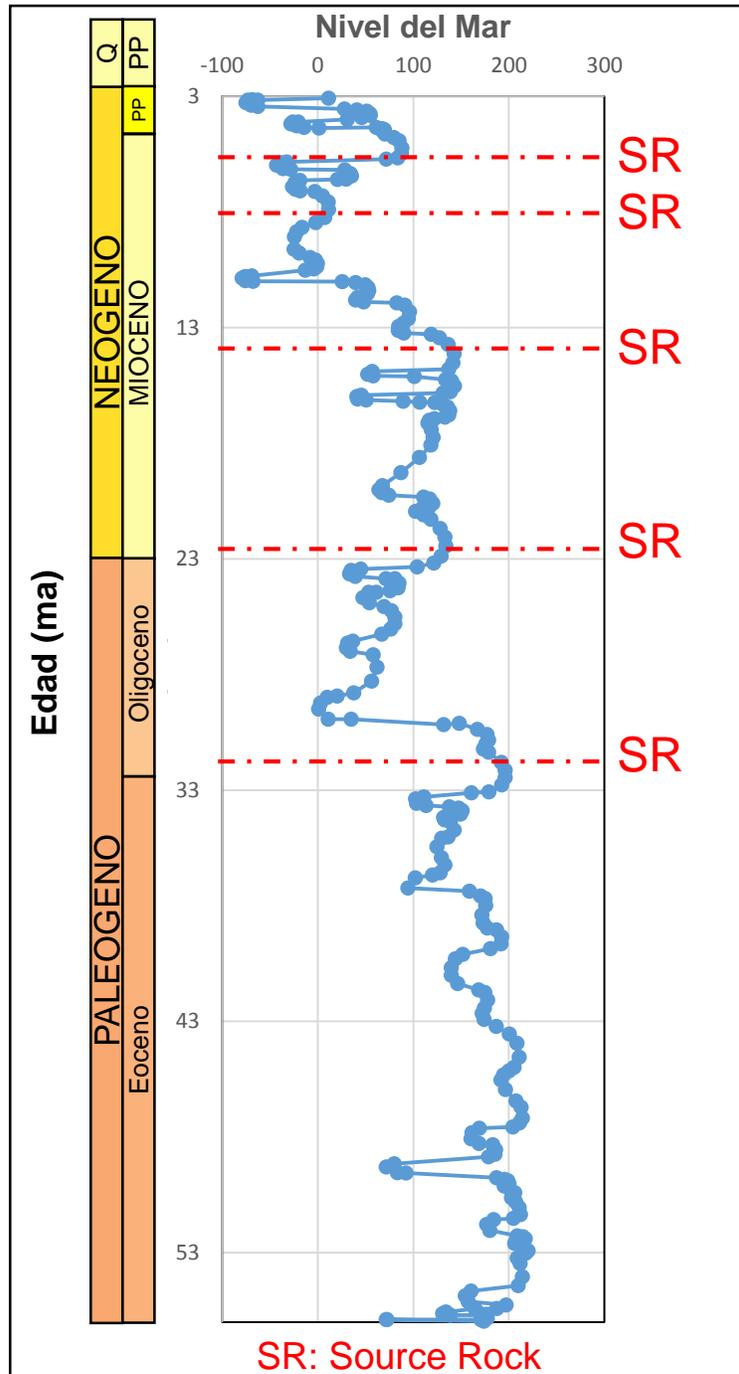


Figura 41. Curva de Haq (1987). Datos tomados de Hill (2015).

Con base en los resultados de OF-Mod, se observó que por este método la predicción para el nivel del Mioceno Medio no calibra bien con las demás técnicas y con el conocimiento regional de la Cuenca. Por lo que el autor considera que el mapa de paleo-profundidad del agua para este tiempo geológico puede tener

profundidades muy altas, por lo que el contenido orgánico se ve reducido en los resultados modelados por el software. Ver **Figura 42**. Por otra parte OF-mod predice muy bien la disminución del contenido de TOC debido a tasas de sedimentación altas, como se observa para algunas áreas del Oligoceno.

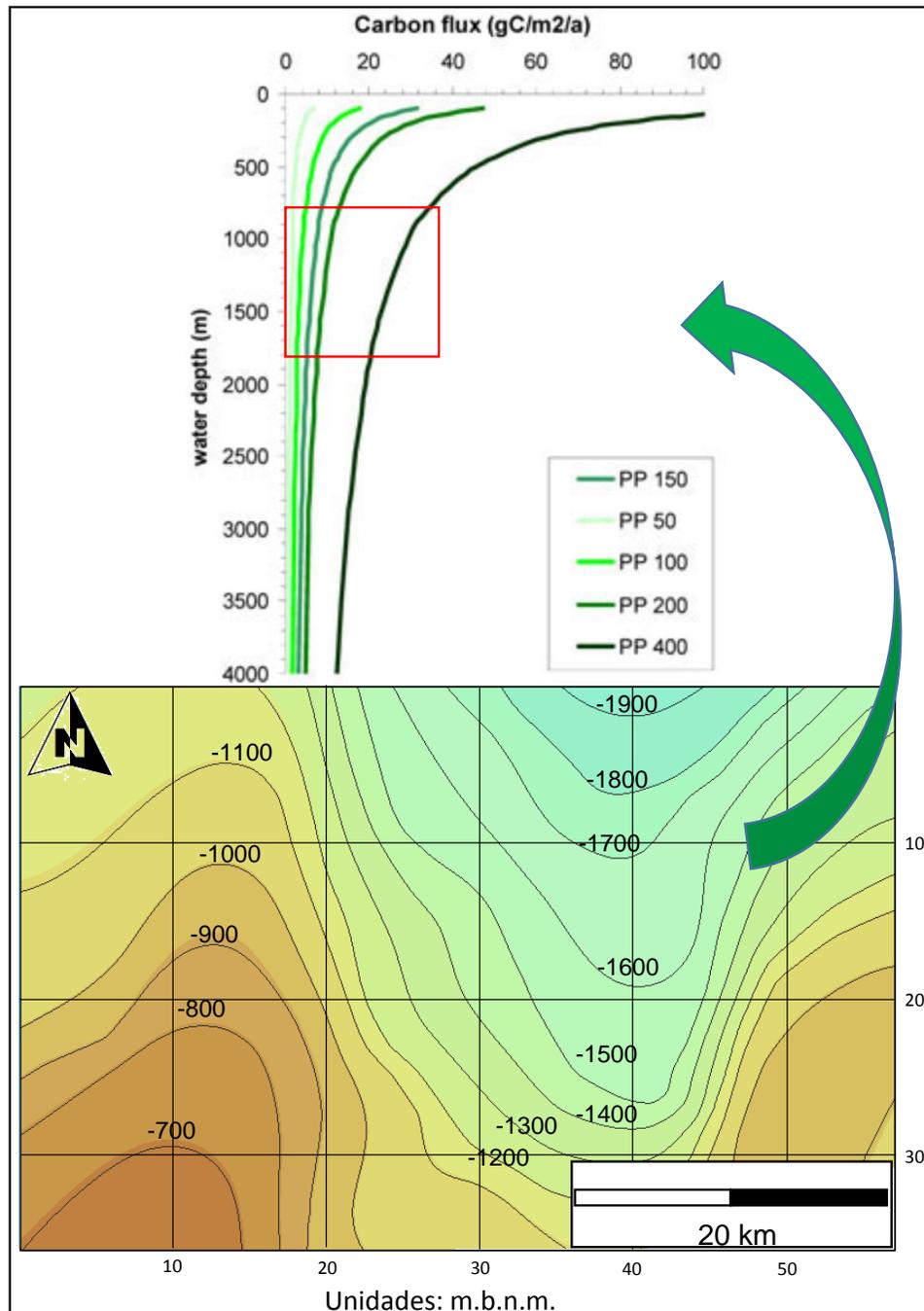


Figura 42. Mapa de paleobatimetría para el Mioceno Medio, los valores de profundidad corresponden a talud medio a Inferior.

Al aplicarse métodos indirectos y remotos existen incertidumbres intrínsecas a cada metodología, por tal razón ningún método debe tomarse como verdad absoluta, por el contrario deben ser utilizados de forma complementaria y a criterio del geocientífico, a continuación se presentan las principales incertidumbres en las metodologías aplicadas:

Una incertidumbre general es el amarre tiempo/profundidad, procedimiento que al no realizarse correctamente puede inducir a error en el amarre del pozo con la sísmica, lo que conlleva a extrapolar datos e información a niveles equivocados, generando errores en la correlación sísmica e interpretación de horizontes. El sismograma sintético utilizado presentó un coeficiente de correlación de alrededor de 0.65, valor aceptable para garantizar un buen amarre de los eventos.

En cuanto a la técnica de software de predicción, las mayores incertidumbres están asociadas a información de entrada, como los mapas de paleo-profundidad, mapas de facies, distancia a línea de costa, etc, por lo que una forma de mitigar estas incertidumbres es trabajar con diferentes escenarios controlando las diferentes variables y generando la mejor calibración con los datos duros que existan del área.

6. CONCLUSIONES

Es posible predecir intervalos de roca generadora de hidrocarburos en áreas frontera donde la información es muy limitada. Si bien existen técnicas de predicción con métodos modernos como los aplicados en el presente trabajo, es necesario partir de la teoría básica que incluye evaluación geológica, ambientes de depositación, curvas del nivel del mar, análogos, etc.

En general los métodos de observación directa como los análisis geoquímicos de roca, registros de pozo y el conjunto entre sísmica+pozo proporcionan muy buenos resultados, sin embargo en áreas *offshore* donde probablemente nunca se perfore la roca generadora, cobra gran importancia y utilidad los métodos remotos, como la correlación, los métodos sísmicos, utilización de *software* y por supuesto la presencia de hidrocarburos en *seeps* o *micro-seeps* en el fondo marino o en la superficie del agua.

En la Cuenca Guajira *Offshore* existen intervalos estratigráficos con muy buenas posibilidades de ser rocas generadoras de hidrocarburos (Eoceno Tardío, Oligoceno Temprano y Mioceno Medio), sin embargo como se mencionó en el **Capítulo 2**, además de la cantidad y la calidad de la materia orgánica, una roca generadora necesita madurez térmica suficiente para generar y expulsar hidrocarburos.

En términos de paleo-profundidad del agua se observa una tendencia a presentar mejores valores geoquímicos los ambientes de plataforma y talud superior, lo anterior acorde con la teoría de valores más altos de TOC a menor columna de agua y menos distancia a la línea de costa.

Basados en el anterior hecho, si bien se pueden tener niveles orgánicamente ricos, es necesario que estos tengan una carga litostática suficiente para craquear (romper por temperatura moléculas de hidrocarburos), la materia orgánica y generar hidrocarburos, por lo que basado en los gradientes geotérmicos del área de alrededor de 24°C/km, se necesitan profundidades superiores a los 5000 metros (incluida tabla de agua) para que se generen hidrocarburos termogénicos.

En estas condiciones los niveles que cumplen estos requisitos son el Oligoceno y el Eoceno, los cuales se consideran rocas generadoras en cuencas como Falcón y Maracaibo en Venezuela (Campo Perla) y en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena en Colombia.

El propósito del presente trabajo no es comparar ni concluir cual método es mejor, por el contrario todos los métodos tienen su sustento ya sea por análisis empíricos, principios físicos, observación directa o por modelos computacionales, y su aplicación o no es criterio del geo-científico a cargo de la evaluación de generación, migración y carga de la cuenca.

Cada método de predicción tiene sus incertidumbres y limitaciones propias de cada técnica, siendo los datos de calibración (térmica, geoquímica, bioestratigráfica, etc), la mayor fuente de incertidumbre, debido al limitado número de datos en cuencas profundas donde las perforaciones van enfocadas a buscar la roca reservorio y muy pocas veces se alcanza la profundidad suficiente para penetrar la roca generadora.

En este orden, métodos directos como la evaluación geoquímica de roca, crudos y gases, y el análisis de registros eléctricos y nucleares presentan la incertidumbre más baja al contar con datos medidos que representan las propiedades reales de las rocas. En contraste a técnicas basadas en la sísmica o software de predicción donde se hace necesario trabajar con diferentes escenarios debido a la incertidumbre en los datos de entrada y la singularidad de cada área.

Por tal razón su aplicación debe realizarse de forma integral y complementaria, partiendo del modelo geológico regional, cuencas análogas, y que los posibles niveles con materia orgánica cumplan las condiciones básicas para ser una roca generadora de hidrocarburos, como lo son periodos altos del nivel del mar, aguas cálidas, eventos de anoxia, cuencas restringidas, áreas de plataforma, productividad biológica, tasas de sedimentación, gradientes geotérmicos apropiados, etc.

En estos términos la evaluación de rocas generadoras no es un tema exclusivo del geoquímico o del modelador de cuenca, por el contrario es una evaluación que debe

hacerse de manera multidisciplinaria e involucrar diferentes geo-científicos, como el geólogo estructural, el sedimentólogo, bioestratígrafo, geofísico, petrofísico e interprete sísmico. De esta forma es posible garantizar un trabajo multidisciplinario e integrado que permita cubrir la mayoría de los tópicos relacionados al tema.

El software OF-Mod es una excelente herramienta para fines de modelado de facies orgánicas, el requerimiento de hardware es bajo, es muy versátil con los formatos de archivos de entrada, los tiempos de computo son cortos y la calibración con datos medidos es muy buena.

7. BIBLIOGRAFIA

- Adams, J.A.S. and Weaver, C.E. (1958) Thorium-to-Uranium Ratios as Indicators of Sedimentary Processes; Example of Concept of Geochemical Facies. American Association of Petroleum Geologist Bulletin, 42, 387-430.
- Allen, P. A. & Allen, J. R. (2005). Basin Analysis: Principles & applications, Oxford, 401 Blackwell Publishing, 549 pp.
- Barrero D., et al (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a new Proposal, ANH.
- Beers, R. F., (1945) Radioactivity and organic content of some Paleozoic shales: AAPG Bulletin, v. 29, p. 1-22.
- Bergamaschi, B. A., Tsamakis, E., Keil, R. G., Eglinton, T. I., Montluçon, D. B., & Hedges, J. I. (1997). The effect of grain size and surface area on organic matter, lignin and carbohydrate concentration, and molecular compositions in Peru Margin sediments. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 61(6), 1247–1260. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(96\)00394-8](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(96)00394-8)
- Case, J. W.D. Macdonald. And P. J. Fox, (1990). Caribbean crustal provinces; seismic and gravity evidence, in *The Geology of America*, vol, H: The Caribbean region, edited by G. Dengo and J. E. Case, pp. 15-36 geological society of America, boulder, CO.
- Castagna, J. P., Batzle, M. L., and Eastwood, R.L. (1985). Relationship between compressional wave and shear-wave velocities in clastic Rocks, *Geophysics* 50, 571-581.
- Castillo, V, Benkovics, L, Demuro, D, Franco A, (2017). Perla Field: The largest discovery ever in Latin America, in R.K.Merrill and CA Stembach, eds., *Giant fields of the decade 2000-2010 AAPG Memoir* 113, p141-152.
- Cerón, J. (2008). Crustal structure of the Colombian Caribbean Basin and margins, PhD dissertation, 165 pp., University of South Carolina, Columbia, South Carolina.

-
- Degens, E.T., W. Michaelis, A. Paluska (1981). Principles of petroleum source bed formation, in Energy - Present and Future Operations, John Wiley and Sons, New York.
 - Dembicki, H. and Pirkle, F., (1985). Regional source rock mapping using a source potential rating index, AAPG, v. 69, pp 567-581.
 - Etayo-Serna, F. et al. (1983). Mapa de Terrenos geológicos de Colombia. Ins, Nal.Inv. Geol-Min. Publ. Geol. Esp, N° 14, 235 p. Bogotá.
 - Fertl, W.H., H.H. Reike (1979). Gamma ray spectral evaluation techniques help identify fractured shale resevoirs and source rock characteristics, SPE 8454.
 - Gardner, G.H.F., Gardner, L.W., and Gregory, A.R., (1974). Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps: Geophysics, 39, 770-780.
 - Haq, B.U., Hardenbol, J., and Vail, P.R., (1987). The chronology of fluctuating sea level since the Triassic: Science, v. 235, p. 1156–1167, <https://doi.org/10.1126/science.235.4793.1156>.
 - Hill, Jon (2015). Haq sea level curve. figshare. Dataset. <https://doi.org/10.6084/m9.figshare.1005016.v2>
 - Hunt, J.M. (1996). Petroleum Geochemistry and Geology. 2nd Edition, W.H. Freeman, New York.
 - Immenhauser, A., (2009). Estimating palaeo-water depth from the physical rock record. Earth-Sci.Rev. 96, 107–139.
 - Ingeominas, (2009). Cartografía e Historia Geológica de La Alta Guajira.
 - Katz B., & Williams K., (2003). Biogenic gas potential *offshore* Guajira Peninsula, Colombia.
 - Jacobi, D., M. Gladkikh, B. Lecompte, G. Hursan, F. Mendez, J. Longo, S. Ong, M. Bratovich, G. Patton, and P. Shoemaker, 2008, Integrated petrophysical evaluation of shale gas reservoirs: Canadian International Petroleum Conference/SPE Gas Technology Symposium Joint Conference,

Calgary, Alberta, Canada, June 16–19, 2008, SPE-114925-MS, 23 p., doi:10.2118/114925-MS.

- Keil, R.G., Tsamakis, E., Bor, Fuh., Giddings, C., Hedges, J.C.J.I., 1994. Mineralogical and textural controls on the organic composition of coastal marine sediments: hydrodynamic separation using SPLITT fractionation. *Geochim. Cosmochim. Acta* 58, 879–893.
- Kinghorn, R.R.F., M. Rahman, (1983). Specific gravity as a kerogen type and maturation indicator with special reference to amorphous kerogens, *J. Petro Geol.*, 6, 2, 179-194.
- Kuster, G.T., and M.N. Toksoz, (1974). Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: part I. theoretical formulations, *Geophysics*, 39, 587-618, 1974.
- Lafargue E., Espitalie J, Marquis F, Pillot D (1998). Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production and soil contamination studies. *Inst Fr Pet* 53:421-437.
- Latimer RB. (2011). Inversion and Interpretation of Impedance Data. In: Brown AR. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*. Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, USA. p. 309–350. doi: 10.1190/1.9781560802884.ch9.
- Lebreton, F., J. Dellenbach, (1981). Criteres d'analyses des roches-meres argileuses par diagraphies, *Societe pour l'Avancement d'interpretation des Diagraphies*, Inf. Letters, Paris, May 1981.
- Leventhal, J.S., (1982). Limitations of rock-eval pyrolysis assay to characterize kerogen, *AAPG Bull.*, 64, 593-598, 1982.
- Lopez E., (2016). Características y Evolución Tectónica del Caribe Colombiano. Informe interno de Ecopetrol.
- Løseth, H., Wensaas, L., Gading, M., Duffaut, K., Springer, M., (2011). Can hydrocarbon source rocks be identified on seismic data?. *Geology* 39, 1167-1170.

-
- Mackenzie, A.S., (1984). Applications of biological markers in petroleum geochemistry, in Brooks, J., and Welte, D., eds., Advances in petroleum geochemistry: New York, Academic Press, v. 1, p. 115-214.
 - Magoon, L.B., and W.G. Dow, editors, (1994). The Petroleum System – From Source to Trap: AAPG Memoir 60, 655 p.
 - Mann, U., Zweigel, J., (2008). Modeling source-rock distribution and quality variations: The organic facies modelling approach. International Association of Sedimentologists Special Publication 40, 139-274.
 - Mann et al., (2013). Evaluation of Source Rock Distribution and Quality of the Cenomanian-Coniacian La Luna Fm. in the Middle Magdalena Valley, Colombia, by Applying Organic Facies Modelling (OF-Mod).
 - Mendelson, J., (1985). Petroleum Source Rock Logging, Massachusetts Institute of Technology. Earth Resources Laboratory.
 - Merrill, R.K., editor, (1991). Source and Migration Processes and Evaluation Techniques: AAPG Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology 213 p.
 - Mora, C., Giraldo, B: N., y Goncalves, Félix. (2002). Muestreo y Estudio Geoquímico de Pozos y Columnas para Caracterización Geoquímica de Unidades del Terciario y Cretáceo. Piedecuesta, Santander. p. 1, 4, 7, 12-17.
 - Mora C. & Goncalves F. (2005). Geoquímica del Petróleo Aplicada a la Exploración de Hidrocarburos en Colombia. Curso Interno Gems SA.
 - Nordlund, U. (1999). “FUZZIM: forward stratigraphic modeling made simple.” Computers & Geosciences, 25(4), 449-456.
 - Oiltracers-Weatherford Laboratories Service, 2011.
 - Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J., Moretti, F. and Stroud, J., (1990). A practical model for Organic richness from porosity and resistivity logs. American Association of Petroleum Geologists, V 74 N 12, 1777-1794.
 - Pearson DL (1984). Pollen/spores colour “standard”, version 2. Phillips Petroleum, private distribution.

-
- Peters, K. E., 1986, Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis: AAPG Bulletin, v. 70, p. 329.
 - Peters, K.E., and Cassa, M.R., (1994). Applied source rock geochemistry, in Magoon, L.B., and Dow, W.G., eds., The petroleum system—From source to trap: Tulsa, Okla., American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 93-117.
 - Pindell, J. L. and Erikson, J. P., (1994). The Mesozoic passive margin of Northern South America. In Salfity, J. A. (ed.), 1994, Cretaceous tectonics in the Andes, Vieweg Publishing, Earth Evolution Sciences, International Monograph Series, 1-60.
 - Ramirez C., V. O., 2007, Stratigraphic framework and petroleum systems modeling, Guajira Basin northern Colombia, University of Alabama at Tuscaloosa Tuscaloosa, 185.
 - Renz, O., 1960. Geología de la parte sureste de la Península de La Guajira (República de Colombia). Bol. Geol., Publ. Esp., Venezuela, 1(3): 317-349.
 - Rollins, J. F., (1965). Stratigraphy and structure of the Guajira Peninsula, northwestern Venezuela and northeastern Colombia. Univ. Nebraska Studies, New Ser., 30, 99p.
 - Schmoker, J.W., (1979). Determination of organic content of Appalachian Devonian shales from formation density logs, AAPG Bull., 63, 1504-1537.
 - Schlumberger, 1984, Log interpretation charts: Schlumberger Ltd., publ. SMP-7006.
 - Smith, J.W., (1969). Theoretical relationship between density and oil yield for oil shales, USBM Report of Investigations 7248, 1969.
 - Sondergeld C.H., Ambrose, R.J., Rai, C.S. and Moncrieff, J. (2010). Micro-structural studies of gas shales: Paper SPE-131771-MS presented at the SPE Unconventional Gas Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 23-25 February 2010.
 - Staplin, F.L., (1969). Sedimentary organic matter, organic metamorphism and oil and gas occurrences. Bull. Canad. Petrol. Geol., 17(1): 47-66.

-
- Stein, R. (1991). Accumulation of Organic Carbon in Marine Sediments: Lecture Notes in Earth Sciences 34, Springer, Heidelberg, 217pp.
 - Supernaw, I.R., McCoy, AD, and Link A.J., (1978). Method for in situ evaluation of the source rock potential of each formation. U.S. PATENT 4.071.744 Jan 31.
 - Swanson, V.E., (1960). Oil yield and uranium content of black shales, USGS Prof. Paper n. 356.
 - Swanson, V. E. (1961). Geology and geochemistry of uranium in marine black shales---a review: U.S. Geol. Surv. Prof. Pap. 356-C, 67-112.
 - Taylor, g. H., Teichmüller, M., Davis, A., Diessel, C. F. K., Littke, R. & Robert, P. (1998). Organic Petrology. A New Handbook incorporating some revised parts of Stach's Textbook of Coal Petrology. xvi + 704 pp. Berlin.
 - Tissot, B.P., D.H. Welte, (1984). Petroleum Formation and Occurrences, Springer Verlag, Berlin.
 - Toksoz, M.N., C.H. (1978). Cheng, Modeling of seismic velocities in porous rocks and its application to seismic exploration, Arab. Jour. Sci. Eng., Special Issue.
 - Van Kravelen, O. W. 1961. Coal. Elsevier, Amsterdam.
 - Weber, M. B. I., Cardona, A., Paniagua, F., Cordani, U., Sepúlveda, L., and Wilson, R., (2009). The Cabo de la Vela Mafic–Ultramafic Complex, Northeastern Colombian Caribbean region: a record of Multistage evolution of a late Cretaceous intra-oceanic arc. In: James, K. H., Lorente, M. A. & Pindell, J. L. (eds) The Origin and Evolution of the Caribbean Plate. Geological Society, London, Special Publications, 328, 547–566.
 - Weimer, P. and Slatt, R.M. (2004) Petroleum systems of deepwater settings. Distinguished Instructor Short Course, Distinguished Instructor Series, 7, Soc. Explor. Geophysicists, Tulsa, Oklahoma.
 - Zhao et al., (2016). A new method for estimating total organic carbon content from well logs. AAPG.

Páginas web:

- <https://earthobservatory.nasa.gov>
- www.geologiavenezolana.blogspot
- <https://neo.sci.gsfc.nasa.gov/>
- <https://spec2000.net/11-vshtoc.htm>
- <https://wiki.seg.org>
- <https://www.sintef.no/en/software/organic-facies-prediction-of-mod/>
- <https://www.seismicatlas.org>