

ESTADO DEL ARTE DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA  
A PARTIR DE REGISTROS DE POZO

1

Estado del arte de la evaluación petrofísica de yacimientos en roca generadora a partir de registros  
de pozo.

Claudia Andrea Montoya Gallego

Monografía para optar al título de Especialista en ingeniería de yacimientos

Directora:

Maika Gambús

Doctora en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2022

### **Agradecimientos**

A mis padres por su acompañamiento y apoyo incondicional durante todo este proceso.

A mis compañeros y profesores por su compañerismo y calidez humana.

## Tabla de Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción.....	15
1. Objetivos.....	17
1.1 Objetivo General.....	17
1.2 Objetivos Específicos.....	17
2. Generalidades.....	18
2.1 Roca Generadora.....	18
2.2 Evaluación Petrofísica.....	23
2.3 Registros de Pozo.....	25
3. Antecedentes.....	26
3.1 Modelos propuestos mediante registros eléctricos.....	28
4. Clasificación de Registros de Pozo.....	34
4.1 Registros Convencionales.....	37
4.1.1 Rayos Gamma (GR).....	37
4.1.2 Rayos Gamma Espectral.....	39
4.1.3 Registro de Resistividad.....	43
4.1.4 Registro de Densidad.....	47
4.1.5 Registro Neutrón.....	53
4.1.6 Registro Sónico.....	54

ESTADO DEL ARTE DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA  
A PARTIR DE REGISTROS DE POZO

4

4.2	Registros Eléctricos Especiales .....	63
4.2.1	Registros de Espectroscopia Elemental .....	64
4.2.2	Registro De Imágenes.....	72
4.2.3	Resonancia Magnética Nuclear (RMN).....	74
5.	Casos de estudio a nivel mundial.....	77
5.1	Formación Vaca Muerta .....	77
5.2	Formación Eagle Ford Shale .....	80
5.3	Formación Tuwaiq Mountain (Cuenca Jafurah).....	84
5.4	Formación La Luna.....	87
6.	Casos de estudio a nivel Colombia.....	90
7.	Conclusiones.....	98
	Referencia Bibliografica .....	102

### Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Tablas de contenido de materia orgánica e índice de maduración .....	19
Figura 2. Ejemplo de un cross plot de HI (índice de Hidrogeno) contra OI (índice de Oxigeno) (diagrama de van-Krevelen modificado) .....	21
Figura 3. Componentes de un yacimiento no convencional. ....	22
Figura 4. Diagrama de flujo para la caracterización petrofísica de un yacimiento de shale gas, mediante registros eléctricos.....	25
Figura 5. Aplicación de la técnica $\Delta \log R$ usando los registros neutrón – densidad y densidad- resistividad en un pozo.....	32
Figura 6. Cálculo de COT, usando varios modelos matemáticos mediante los registros de un pozo.....	33
Figura 7. Relación empírica entre el carbono orgánico total (COT) y datos de uranio del registro de rayos gama .....	38
Figura 8. Respuesta del registro de rayos gamma espectral en lutitas con materia orgánica .....	40
Figura 9. Gráfico de comparación de COT pronosticado usando los métodos de registro y el COT medido.....	42
Figura 10. Registro compuesto de una sección de la Formación Caliza Hanifa del Jurásico Superior en el Este Medio.....	45
Figura 11. Gráficas de Contenido de Carbono Orgánico (COT) contra registros de resistividad, en el shale de Kimmeridge del Mar del Norte, y Shale de Monterrey en California .....	46
Figura 12. Respuesta de los registros en algunos reservorios de shale con gas con niveles altos de kerógeno maduro.....	48

Figura 13. Gráfico de relación entre la densidad de la lutita y el COT.....	49
Figura 14. Gráfico entre datos de rayos gamma frente a la densidad aparente, indicando los parámetros que afectan dicha comparación. ....	50
Figura 15. Gráfico entre el COT determinado a partir de análisis de núcleos frente a los datos derivados del registro de densidad. ....	51
Figura 16. Gráfico de regresión lineal utilizando el pb de los registros de densidad y el COT medido en laboratorio .....	52
Figura 17. Gráfico de relación entre el registro neutrón (CNL) y COT, S1 y S2 medidos. ....	54
Figura 18. Gráfico de relación entre el registro sísmico (AC) y COT, S1 y S2 medidos.....	55
Figura 19. Gráficos de COT vs tiempo de tránsito en el shale de Kimmeridge del Mar del Norte y el shale de Monterrey en California.....	56
Figura 20. Registro con las curvas del registro sísmico- resistividad para determinar $\Delta \log R$ .....	58
Figura 21. Método $\Delta \log R$ usando sobreposición de los registros neutrón-resistividad y densidad- resistividad en un pozo perforado en la Formación Duwi. ....	59
Figura 22. Herramienta de Espectroscopia elemental ECS y sus componentes. ....	64
Figura 23. Integración de registros con tecnología de Espectroscopia elemental ECS y Platform Express, Carril 4.....	65
Figura 24. Composición mineralógica de yacimientos en roca generadora en Estados Unidos...	68
Figura 25. Índice de fragilidad calculado a partir de cinco tipos de registros de pozo. ....	71
Figura 26. Registro de imágenes obtenido por LWD en un pozo vertical en el Woodford Shale.	72
Figura 27. Modelo propuesto de porosidad en presencia de hidrocarburos pesados o materia orgánica.....	74

Figura 28. Perfiles de registros eléctricos en dos zonas de la cuenca, referidos a la Formación Vaca Muerta.....	78
Figura 29. Registros eléctricos señalando la presencia de hidrocarburos en la zona de interés, para una evaluación petrofísica final de la Formación Eagle Ford Shale.....	82
Figura 30. Comparación de las principales características de los yacimientos en roca generadora, Formación Vaca Muerta y Formación Eagle Ford Shale.....	83
Figura 31. Modelo petrofísico integrado de la Formación Tuwaiq Mountain.....	85
Figura 32. Modelo petrofísico integrado de la Formación Tuwaiq Mountain.....	86
Figura 33. Diagrama de calibración de COT para la Formación Tuwaiq Mountain. ....	87
Figura 34. Compilación de registros eléctricos identificando y correlacionando las diferentes litofacies en la Formación La Luna.....	89
Figura 35. Principales características de las formaciones ricas en materia orgánica (lutitas), en las cuencas del Norte y Sur América.....	90
Figura 36. Cuadro comparativo de la calidad de la roca entre la Formación Gachetá y la Formación La Luna .....	96

### Lista de Ecuaciones

	<b>Pág.</b>
Ecuación 1. Ecuación Modelo Schmoker y Hester.....	30
Ecuación 2. Ecuación Modelo Meyer y Nederlof.....	31
Ecuación 3. Ecuación de Renschun para determinar el COT.....	41
Ecuación 4. Ecuación de resistividad determinada por Archie (1942). ....	44
Ecuación 5. Ecuación de Relación de resistividad de la lutita.....	47
Ecuación 6. Ecuación para determinar el contenido orgánico total, a partir del registro de densidad. .....	51
Ecuación 7. Ecuación para determinar $\Delta \log R$ a partir del registro de resistividad y sísmico. ....	60
Ecuación 8. Ecuación para determinar COT a partir de la relación $\Delta \log R$ .....	60

### **Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Características de los registros convencionales en roca generadora.....	62
Tabla 2. Características de los registros especiales en roca generadora .....	75

## Glosario

**COT (Carbono Orgánico Total):** Concentración de material orgánico en las rocas generadoras representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico.

**IF (Índice de Fragilidad):** Características de la roca utilizadas para evaluar el potencial de fracturamiento hidráulico. Se define con la ayuda de varias propiedades de la roca, como la baja ductilidad, la falla de fracturas o en base a su composición mineral.

**Petrofísica:** Se encarga del estudio de las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos que las saturan, además de la relación existente entre ellos, mediante el análisis de los perfiles de pozos y muestras de formación, lo cual facilita el estudio integrado del yacimiento para la búsqueda de prospectos.

**Registros Eléctricos:** Consisten en la medición en función de la profundidad o del tiempo, de las propiedades físicas y/o químicas de la roca en el subsuelo (sistema roca-fluido).

**Roca Generadora:** Rocas con un contenido suficiente de materia orgánica, que luego de ser sometida a un calentamiento durante un tiempo han alcanzado la madurez termal suficiente para generar hidrocarburos.

**Yacimiento:** Acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén). Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes con baja permeabilidad.

## Resumen

**Título:** ESTADO DEL ARTE DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA A PARTIR DE REGISTROS DE POZO\*

**Autor:** CLAUDIA ANDREA MONTOYA GALLEGO\*\*

**Palabras clave:** Roca Generadora, registros de pozo, evaluación petrofísica.

**Descripción:**

El presente trabajo pretende realizar un consolidado del estado del conocimiento actual desde un enfoque global, de los estudios petrofísicos que han sido realizados en rocas generadoras, a partir de registros de pozo. Es necesario resaltar la relevancia de esta técnica para la evaluación de este tipo de yacimientos, conocer el curso de los estudios y su implementación actual. Mediante la revisión de la literatura técnica, se establecen los antecedentes más importantes que han sido la base para el desarrollo de estos estudios, se determinan los registros básicos y especiales con sus principales características de análisis, donde los diferentes autores exponen que el parámetro de mayor relevancia de análisis en la roca generadora es el contenido orgánico total. Se exponen estudios a nivel mundial, así como casos prospecto a nivel Colombia, de yacimientos a partir de roca generadora donde se aplica la evaluación petrofísica a partir de registros de pozo. Se establece que los registros básicos para esta evaluación son el registro de rayos gamma espectral, resistividad, densidad, neutrón y sónico, y la combinación de algunos de estos para determinar el método  $\Delta \log R$ , enfocados a la determinación del COT (%) en la roca generadora y los registros especiales de espectroscopia elemental, resonancia magnética nuclear e imágenes para caracterizar de manera más amplia el yacimiento. Por medio de esta consolidación de información se concluye que existe una amplia literatura de casos de estudios a nivel mundial donde se aplica esta técnica, los cuales han permitido establecer la metodología para el análisis de este tipo de yacimientos; en el caso de Colombia, donde los yacimientos a partir de roca generadora se encuentran en etapa de investigación, las caracterizaciones y estudios de estas formaciones a partir de registros es poca o no está disponible en la literatura pública.

\* Monografía de Especialización.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, directora: Maika Gambús, Doctora en Ingeniería de Petróleos.

### **Abstract**

**Title:** STATE OF ART OF THE PETROPHYSICAL EVALUATION OF RESERVOIRS IN SOURCE ROCK FROM WELL LOGS \*

**Autor:** CLAUDIA ANDREA MONTOYA GALLEGO\*\*

**Key Words:** Source rock, well logs, petrophysical evaluation.

The present work aims to consolidate the current state of knowledge from a global approach, of the petrophysical studies that have been carried out in source rocks, from well logs. It is necessary to highlight the relevance of this technique for the evaluation of this type of reservoirs, to know the current course of the studies and their implementation.

Through the review of the technical literature, the most important antecedents that have been the basis for the development of these studies are established, the basic and special logs with their main analysis characteristics are determined, where the different authors state that the most important parameter to determine in the source rock is the total organic content. Worldwide studies are also presented, as well as prospective cases in Colombia, of reservoirs from source rock where petrophysical evaluation is applied from well logs. It is established that the basic logs for this evaluation are the spectral gamma ray, resistivity, density, neutron and sonic logs, and the combination of some of these to determine the  $\Delta\log R$  method, focused on the determination of the TOC percentage in the source rock and the special logs as elemental spectroscopy, nuclear magnetic resonance and images to characterize the reservoir in a broader way. Through this consolidation of information it is concluded that there is a wide literature of case studies worldwide where this technique is applied, which have allowed to establish the methodology for the analysis of this type of reservoirs; in the case of Colombia, where the reservoirs from source rock are in the research stage, the characterizations and studies of these formations from logs is little or not available in the public literature.

\* Specialization Monograph.

\*\* Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director: Maika Gambús Ordaz, PhD in Petroleum Engineering.

## **Introducción**

En la presente monografía se pretende realizar un consolidado del estado del conocimiento actual desde un enfoque global, de los estudios petrofísicos que han sido realizados en rocas generadoras, mediante registros de pozo.

Actualmente en Colombia, se plantea como alternativa, la explotación de yacimientos a partir de roca generadora, nombrados como yacimientos no convencionales; técnicas que desarrollan actualmente en casos a nivel mundial. La alta complejidad del método de explotación exige un amplio conocimiento y estudios detallados que puedan brindar suficiente información para lograr una caracterización o evaluación acertada del yacimiento, y la obtención de datos en campo es vital para ello. Por esto se hace necesario resaltar la relevancia de los registros de pozo para la evaluación petrofísica de este tipo de yacimientos, conocer el curso actual del conocimiento de estos estudios y como se están implementando.

Como primera medida se exponen algunas generalidades a tener en cuenta para la comprensión de los datos expuestos en la literatura, como son las principales características de la roca generadora, la evaluación petrofísica en este tipo de yacimientos, que información integran los diferentes estudios, y que registros de pozo hacen parte de esta evaluación. A continuación, se presentan los antecedentes literarios, donde diferentes autores establecieron las primeras metodologías para el análisis de la roca generadora por medio de estos, partiendo desde los años 80 donde se documentan casos de estudio en las cuencas hoy en día más importantes de los Estados

Unidos.

Se clasifican los tipos de registros de pozo utilizados para la caracterización de un yacimiento en roca generadora, resaltando los más eficientes para dichos estudios, como son los registros básicos y los registros especiales; se consolida la información que existe a nivel mundial de algunos campos explotados a partir de este tipo de roca, exponiendo los estudios realizados de evaluaciones petrofísicas, algunas de las principales conclusiones de los autores a partir de la implementación de esta técnica, y como los resultados obtenidos logran optimizar las evaluaciones de los yacimientos a partir de este tipo de roca.

Se destacan varios casos a nivel mundial y se realiza un comparativo entre dos de ellos donde se implementa la evaluación petrofísica en base a registros de pozo, resaltando las principales características y las conclusiones más importantes establecidas por los autores.

De otra parte, se expone la información documentada sobre las formaciones a nivel Colombia, que son consideradas prospectos de yacimiento a partir de roca generadora, así como algunos de los estudios realizados a partir de registros de pozo y los resultados obtenidos a fin de concluir el estado del conocimiento en nuestro entorno actual.

Finalmente se plantean las principales conclusiones a partir de la consolidación de la información, tanto a nivel mundial como a nivel Colombia, y se expone el estado del arte de las evaluaciones petrofísicas de yacimientos en roca generadora a partir de registros de pozo.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Documentar el estado del arte de la evaluación petrofísica de yacimientos en roca generadora a partir de registros de pozo desde un enfoque global.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Clasificar el tipo de registros de pozo para la caracterización de un yacimiento de roca generadora.

Analizar estudios petrofísicos existentes sobre roca generadora a nivel mundial, a fin de relacionarse con las técnicas más utilizadas.

Realizar un comparativo entre dos casos a nivel mundial de yacimientos en roca generadora, donde se implementa la evaluación petrofísica en base a registros de pozo, resaltando las principales características y sus conclusiones más importantes.

Describir los resultados obtenidos a fin de concluir el estado del conocimiento en nuestro entorno actual, y como puede aplicarse para las cuencas en Colombia que se consideran prospectivas para yacimientos en roca generadora

## 2. Generalidades

### 2.1 Roca Generadora

Se denomina roca generadora a aquellas rocas que son ricas en materia orgánica, que, a condiciones de alta temperatura, genera petróleo o gas y son el resultado de una combinación de procesos físicos, bioquímicos y geológicos, que finalizan en la formación de rocas sedimentarias de grano fino a muy fino, con proporciones variables de arcilla, sílice y carbonato, y contenido de materia orgánica rica en carbono e hidrógeno.

La cantidad y tipo de material orgánico incorporado en una roca generadora, depende de las condiciones ambientales y depositacionales. Las condiciones ambientales ayudan al sostenimiento de la actividad biológica, donde se producen grandes cantidades de materia orgánica, las condiciones de depositación concentran esta materia y las condiciones de post-depositación permiten su preservación, donde esta resulta favorecida por las condiciones reductoras, pues el material depositado no puede ser oxidado bioquímicamente.

Las rocas generadoras típicas, generalmente lutitas o calizas, como ilustra la Figura 1, contienen alrededor del 1% de materia orgánica y al menos el 0,5% de carbono orgánico total (COT), aunque una roca generadora rica puede tener hasta el 10% de materia orgánica. Este tipo de roca presenta muy baja permeabilidad y necesitan de la estimulación masiva para producir hidrocarburos.

**Figura 1.**

*Tablas de contenido de materia orgánica e índice de maduración*

**Table 2**

Quantity of organic matter.

Quantity	TOC	S1	S2	PY in ppm
Poor	0-0.5	0-.05	0-2.5	0-2000
Fair	0.5-1	0.5-1	2.5-5	2000-6000
Good	1-2	1-2	5-10	6000-20,000
Very good	> 2	> 2	> 10	> 20,000

**Table 3**

Organic matter maturity indices.

Maturation	Ro	LOM	Tmax	PI	SCI	TAI	TTI
Immature	<0.6	<9	<420	<0.1	1-3.5	<2.5	<15
Mature	0.6-1.4	9-11.5	435-445	0.1-0.4	3.5-8.5	2.5-3	15-160
Post -mature	>1.4	> 11.5	>470	>0.4	8.5-10	>3	> 160

*Nota: Son tomados en cuenta diferentes parámetros, resultado de las pruebas de pirólisis, para hacer las diferentes clasificaciones de la materia orgánica. Tomado de Application of well log analysis for source rock evaluation in the Duwi Formation, Southern Gulf of Suez, Egypt (2011).*

Las rocas de tipo marino tienden a producir petróleo, mientras que las rocas generadoras terrestres (como el carbón) tienden a producir gas. La preservación de la materia orgánica sin degradación es crucial para la formación de una buena roca generadora y resulta necesaria para que exista un sistema petrolero completo. En las condiciones adecuadas, las rocas generadoras son rocas yacimiento, como por ejemplo los yacimientos de gas en lutita.

El contenido orgánico es controlado en gran medida por la producción biológica, la mineralogía de los sedimentos y la oxigenación de la columna de agua y los sedimentos. El aporte biológico al contenido orgánico varía entre fragmentos leñosos con contenido pobre de hidrógeno y componentes algáceos o bacterianos ricos en contenido de hidrógeno; a partir de éstos, se forma una diversidad de compuestos orgánicos.

Según Askenazi, et. al 2013, la roca generadora en yacimientos tipo *shale* debe cumplir con una serie de requisitos que la hacen económicamente viable, entre los cuales están la riqueza orgánica (>2% COT para *shale gas* y variable para *shale oil*), la madurez térmica (>0,7 Ro%), el espesor (>30 m), la extensión areal, la capacidad de adsorción (principalmente en *shale gas*), la fracturabilidad (contenido de arcillas < 40%), y la sobrepresión.

La evaluación del potencial de las rocas generadoras se basa en la evaluación de múltiples factores; este tipo de rocas (carbonatadas o shale) presentan varias características en común, entre las cuales están la depositación en ambientes anóxicos, o altamente reductores, capas laminadas, valores de COT que oscilan entre alto y moderado, y el contenido de materia orgánica que se caracteriza por relaciones entre los átomos de hidrógeno y los de carbono superiores a 1.2; pero el componente crítico o más importante es el kerógeno térmicamente madurado, para el cual se requiere calor.

A manera de ejemplo, en la Figura 2 se ilustra la clasificación basada en su origen y en el contenido de hidrógeno, carbono y oxígeno, y como cada uno de estos elementos incide sobre el tipo de hidrocarburo que finalmente producirá la roca generadora.

**1.1.1. Kerógeno Tipo I.** Generado en ambientes lacustres y, ocasionalmente en ambientes marinos, a partir de la materia orgánica proveniente de algas y plancton que ha sido modificado por acción de bacterias y microorganismos que habitan en el sedimento. Este kerógeno es rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno, y es potencialmente petrolífero, pero

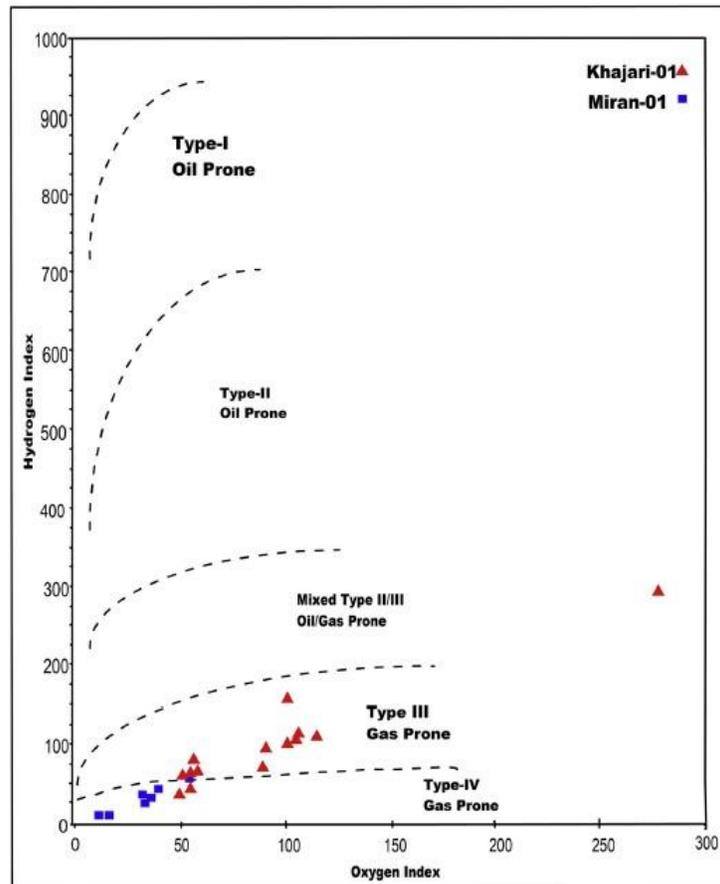
también puede producir gas según su etapa de evolución en relación a la temperatura. Son responsables de menos del 3% de las reservas mundiales de petróleo y gas.

**1.1.2. Kerógeno Tipo II.** Por lo general, es generado en ambientes reductores que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Proviene principalmente de restos de plancton reelaborados por bacterias. Es rico en contenido de hidrógeno y con bajo contenido de carbono, este kerógeno puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración.

**1.1.3. Kerógeno Tipo III.** Proveniente de restos vegetales terrestres, que han sido depositados en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos. El kerógeno tipo III posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que el tipo I o II, por lo tanto, tiende a generar gas seco. La mayoría de los carbones contienen kerógeno Tipo III

**Figura 2.**

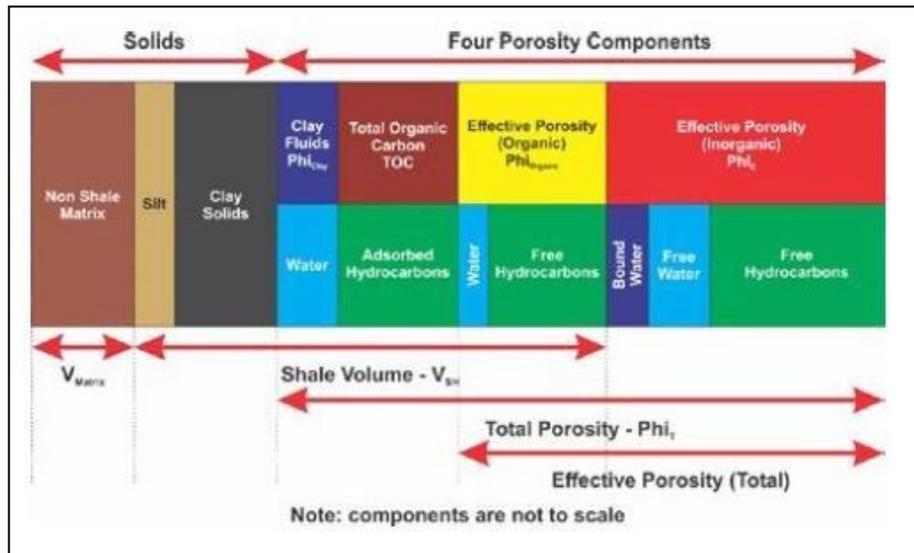
*Ejemplo de un cross plot de HI (índice de Hidrogeno) contra OI (índice de Oxigeno) (diagrama de van-Krevelen modificado)*



*Nota: El gráfico representa la distribución de diferentes tipos de kerógeno de muestras seleccionadas de la Formación Sembar en la cuenca de Southern Indus en Pakistan. Tomado de Hydrocarbon source rock evaluation and quantification of organic richness from correlation of well logs and geochemical data: A case study from the Sembar formation, Southern Indus Basin, Pakistan (2020).*

En los yacimientos no convencionales, se requieren cálculos adicionales para definir los volúmenes de COT y la porosidad orgánica, teniendo en cuenta los diferentes componentes de este tipo de yacimientos, como lo ilustra la Figura 3.

**Figura 3.**  
*Componentes de un yacimiento no convencional.*



*Tomado de Methodology to Make Quantitative Estimates of Variable Reservoir Wetting Properties in Unconventional Reservoirs Using Triple-Combo Well Log Data. In SPWLA 61st Annual Logging Symposium. OnePetro. Holmes, M., Holmes, A. M., & Holmes, D. I. (2020, June).*

Holmes et al 2020, describen la metodología para definir los cuatro componentes de la porosidad, siendo estos el carbono orgánico total (COT), la porosidad de la arcilla, la porosidad inorgánica efectiva y la porosidad orgánica efectiva. Resaltan la importante mejora relacionada al reconocimiento del COT sólido y del COT poroso (porosidad orgánica) en el análisis de este tipo de yacimientos.

## **2.2 Evaluación Petrofísica**

Se encarga del estudio de las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos que las saturan, además de la relación existente entre ellos, mediante el análisis de los perfiles de pozos y muestras de roca directamente de la formación, lo cual facilita el estudio integrado del yacimiento para la búsqueda de prospectos. Es considerado un estudio fundamental al momento de evaluar y caracterizar un yacimiento, así como para definir y descubrir las propiedades más importantes de la formación de interés. Los rasgos petrofísicos como porosidad, permeabilidad, saturación de agua y saturación de hidrocarburos son las características más importantes a la hora de analizar un yacimiento, los cuales definen cualitativa y cuantitativamente el desempeño de este como un prospecto de exploración y explotación.

Uno de los métodos para dicha evaluación, se realiza a través de los registros de pozo, los cuales juegan un papel fundamental puesto que son datos obtenidos in situ de la roca y muestran las características más relevantes de las formaciones objetivo. Cabe anotar que los estudios se han centrado más en las rocas almacenadoras que finalmente son las rocas objetivo en yacimientos convencionales, pero la metodología para caracterizar los yacimientos en roca generadora a partir de los registros de pozo sigue siendo un procedimiento complejo, el cual presenta ciertos desafíos, por lo tanto, aún continúa en desarrollo dadas las características especiales de estos.

El resultado final es la integración de varias técnicas y trabajos multidisciplinarios, mediante los cuales se obtiene el modelo geológico y la caracterización del yacimiento de interés. A través

de los métodos geofísicos se determinan las condiciones de las capas en profundidad; por medio de los registros de pozo se miden las propiedades físicas de la roca desde superficie hasta la profundidad de estudio; y mediante las pruebas de laboratorio realizadas a las muestras de roca obtenidas del corazonamiento en los pozos, se practican pruebas las cuales indican las características más relevantes de la roca tales como porosidad, permeabilidad, densidad del grano, saturación de agua, granulometría, que posteriormente permiten la calibración de los registros y el ajuste del modelo geológico del área.

Según Barton et al. 2020, los *plays* no convencionales son geológica y geomecánicamente complejos, por lo tanto, la evaluación del subsuelo requiere un enfoque de escala de poro a yacimiento, donde se incluya una integración confiable de métodos geológicos, petrofísicos, geofísicos y geomecánicos que aseguren que no se pierda información por brechas entre las diferentes disciplinas.

### **2.3 Registros de Pozo**

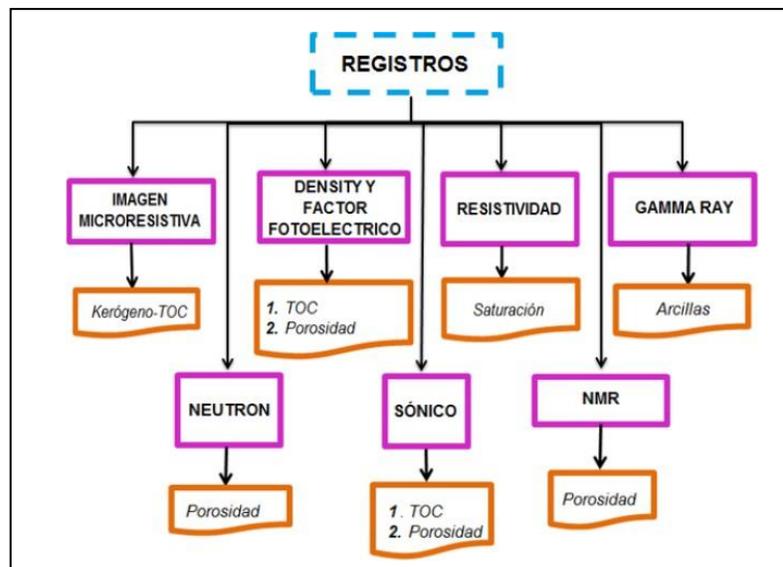
De manera general, los registros de pozo consisten en la medición en función de la profundidad o del tiempo, de las propiedades físicas y/o químicas de la roca en el subsuelo (sistema roca-fluido).

Kang et. al 2019, realizaron una integración detallada de datos de registros de pozo avanzados y convencionales, datos de núcleos, registros de lodo y análisis geomecánico, donde determinaron el papel crítico que juegan estos estudios en la evaluación y desarrollo de los

yacimientos ricos en materia orgánica, o también llamados *plays* no convencionales. Realizaron una recopilación de datos exhaustiva, mediante la selección de registros de pozo, los cuales cubrieron registros de resistividad, densidad, neutrón, rayos gamma espectral, registros acústicos, imágenes acústicas, resonancia magnética nuclear dieléctrica, tecnologías avanzadas de espectroscopía elemental y pruebas de microfracturas para caracterizar el potencial de hidrocarburo, *sweet spots* y los esfuerzos in-situ, esto con el fin de realizar el estudio petrofísico integrado de la formación de estudio. Como ilustra la Figura 4, se puede apreciar una metodología de trabajo para el análisis de los resultados de cada registro de pozo y que información se puede obtener de cada uno.

**Figura 4.**

*Diagrama de flujo para la caracterización petrofísica de un yacimiento de shale gas, mediante registros eléctricos.*



Tomado de Metodología para la clasificación petrofísica de yacimientos no convencionales. Velasco y Rey (2016).

### 3. Antecedentes

La evaluación petrofísica es considerada un estudio fundamental al momento de caracterizar y evaluar un yacimiento, ayudando a definir y descubrir las propiedades más importantes de la formación de interés, y uno de los métodos más importantes han sido los registros de pozo. A continuación, se describen algunos de los aportes más representativos reportados en la literatura, relacionados con las evaluaciones petrofísicas en rocas generadoras a partir de registros de pozo.

Sanabria (2020), resalta que la evaluación de la 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 usaron registros eléctricos y nucleares, y se realizaron los primeros intentos de identificar intervalos de roca ricos en materia orgánica. Estos métodos fueron mejorados a medida que avanzó la tecnología de adquisición de registros. Hacia los años 2000 la industria petrolera desarrolló nuevas aproximaciones que integraron información geológica, paleoambiental, registros de pozo, estratigrafía de secuencia, etc.

Bisbe (2007) afirma que los registros de pozo constituyen, desde su introducción en el año 1927, una herramienta imprescindible para la evaluación de formaciones. A partir de la medición de diferentes propiedades físicas, se determinan los parámetros necesarios para evaluar las propiedades de la formación, se realizan cálculos de reservas del yacimiento, trabajos de simulación numérica, y ayudan en la elección del método de completamiento del pozo.

Meyer y Nederlof, 1984, aseguran que las formaciones que son roca generadora, generalmente muestran una densidad más baja, un tiempo de tránsito sísmico más bajo y una resistividad más alta que otros sedimentos de igual compactación y mineralogía comparable. Proponen que este fenómeno puede utilizarse para identificar la roca generadora en los registros de pozo, siempre y cuando la formación tenga un espesor mínimo dentro de la resolución de las sondas utilizadas y sea suficientemente rica en materia orgánica. Al momento de su estudio afirmaban que los datos más completos y con mayor disponibilidad eran los datos obtenidos por medio de registros eléctricos, por lo tanto, era factible proponer que las rocas generadoras fueran reconocidas a partir de registros de pozo.

Passey, Quinn., et al. (2006), hacen mención en su libro, sobre la problemática que presentan las formaciones litológicas con alto grado de estratificación y laminación, y proponen una metodología para realizar una evaluación petrofísica en este tipo de yacimientos.

Orlandi, Bartelucci et al (2011), discuten en su artículo, las metodologías de trabajo en estudios petrofísicos para caracterizar mejor dos tipos de yacimientos no convencionales (gas shale y gas apretado), donde destacan los principales puntos críticos y cómo se puede reducir la incertidumbre en la evaluación de la formación. Proponen que en los yacimientos de gas apretado existen zonas con mejores características petrofísicas en términos de porosidad y permeabilidad; estas zonas se denominan "*sweet spots*" y son las primeras en producirse para hacer el proyecto más rentable. Resaltan que estos "*sweet spots*" están asociados con el aumento de la porosidad efectiva, la presencia de porosidad secundaria (por ejemplo, microfracturas) y aumento de la

permeabilidad. En los yacimientos de gas apretado, la información valiosa puede resultar de la comparación de registros de porosidad; la diferencia entre densidad-porosidad neutrón y la porosidad sónica calibrada adecuadamente, proporciona un índice de porosidad secundaria. Y en el caso del shale gas, es necesario definir la capacidad de almacenamiento de gas adsorbido del yacimiento para potenciales trabajos de fracturamiento hidráulico y para evaluar la vida productiva del pozo; se refieren al comportamiento de los registros de pozo en este tipo de yacimientos, tales como, registro de rayos gama, resistividad, densidad neutrón entre otros, y su respectivo análisis.

Según Jurcic et al 2012, la industria petrolera ha introducido complejas y especializadas tecnologías de explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Ellos adoptan la definición de yacimientos de hidrocarburos no convencionales de la NPC (2006); donde según sus hallazgos, estos yacimientos se diferencian fundamentalmente de los convencionales en términos de rentabilidad que no puede ser logrado utilizando métodos convencionales, y que existe un requisito de adoptar procedimientos especiales de exploración y desarrollo, que incluyen técnicas de estimulación y tratamiento del yacimiento, así como la introducción de nuevas tecnologías en el proceso de exploración y producción.

Al-Sulami, Boudjatit et al (2017), en su estudio del *play* Tuwaiq Mountain Shale, aseguran que la producción a partir de *plays* de shale no convencionales depende de la calidad de su roca en términos de riqueza en materia orgánica (COT), espesor, almacenamiento y capacidad de flujo, así como la efectividad de las operaciones de completamiento. Resaltan que para aprovechar al máximo estos yacimientos, se han realizado estudios extensos que incluyen un gran programa de extracción de núcleos y análisis especiales junto con un programa integral de registros y sísmica

3D, lo cual permitió comprender el entorno geológico y definir las áreas de mayor interés en términos de extensión, riqueza, calidad y madurez del yacimiento. En su estudio demuestran que tanto los registros de espectroscopía elemental, como los de resonancia magnética nuclear son métodos eficaces para determinar la saturación del agua de formación, la cantidad de materia orgánica y, por lo tanto, determinar “*sweet spots*” de la formación. Aseguran que la combinación de registros de pozo especiales con una base de datos completa de análisis de núcleos, permite una mejor definición y calibración del modelo petrofísico y reduce la incertidumbre en las propiedades calculadas del yacimiento.

A continuación, se exponen los primeros modelos propuestos para determinar el contenido orgánico de la roca generadora, a partir de registros de pozo básicos:

### **3.1 Modelos propuestos mediante registros eléctricos.**

Se resalta dentro de la literatura el estudio de la roca generadora a partir de registros, realizado por Mendelson, 1985, donde expone los primeros acercamientos para evaluar este tipo de roca a partir de registros tales como resistividad, sísmico, densidad, neutrón y rayos gamma. Propone en su tesis el uso de registros y datos de núcleos de dos regiones prospecto en zonas separadas para probar los métodos de predicción del contenido de carbono orgánico a partir de datos de registros.

Menciona dos metodologías diferentes:

- Considera la materia orgánica como constituyente de la roca y calcula la respuesta del registro como función del contenido orgánico. Se prueban modelos de dos y tres componentes, uno con roca y materia orgánica y otro con matriz, agua y contenido de materia orgánica. Asegura que este método tiene cierto grado de incertidumbre debido a las propiedades físicas de la materia orgánica. Para cada tipo de registro (sísmico, gama,

resistividad) sus valores son correlacionados con medidas de laboratorio de contenido orgánico total.

- El segundo un poco más complejo, propone ecuaciones multivariadas, basadas en combinaciones lineales obtenidas de coeficientes de correlaciones individuales. Asegura que estas ecuaciones pueden ser usadas para predecir el contenido de carbono orgánico total usando solo los datos de registro en diferentes zonas de una región de interés.

En los dos casos de estudio, se contaba con muestras de roca de un pozo (*side wall core o cuttings*) y realizó una correlación de la respuesta de los registros a la profundidad de toma de la muestra. Posteriormente realiza el análisis de los datos mediante los dos métodos anteriormente expuestos, y para cada registro eléctrico (rayos gamma, resistividad, neutrón, densidad y sónico) hace un comparativo con el resultado del COT y concluye que la comparación entre registros y datos de las muestras sugieren que las herramientas de registro en hueco abierto pueden evaluar el contenido de carbono orgánico total; determinó que el uranio tiene una buena correlación con el contenido de materia orgánica en una de las formaciones de estudio; el registro neutrón se correlaciona muy bien con el contenido orgánico, esto porque el registro es menos sensible a muchas de las propiedades de las formaciones, sin embargo, recomienda conocer el volumen de poro en la formación cuando se quiera utilizar la respuesta del registro neutrón para ese análisis.

Y por último destaca algunas dificultades a la hora de realizar la evaluación de la roca generadora mediante registros, una de ellas es la estratificación delgada de este tipo de rocas, pues la resolución espacial de los registros es generalmente limitada, y que las propiedades que varían a una escala muy fina o menor a la que puede medir el registro, se promedia a un volumen más amplio de investigación dentro de la columna analizada. Resalta que no es común encontrar

estudios de las propiedades físicas de la materia orgánica (densidad, tiempo de viaje, índice de hidrogeno), por lo cual sugiere mayor desarrollo en esta área.

Sharawy y Gaafar 2012, realizan una revisión de los modelos de evaluación de la roca generadora basados en registros de pozo que han sido propuestos, y aplican estos métodos para evaluar la madurez termal de la roca generadora y calcular el carbono orgánico total (COT) de la Formación Duwi en Egipto. Realizan una comparación de los resultados aplicando los modelos contra los obtenidos en las pruebas de pirolisis mediante el método Rock-Eval, y afirman que la aplicación de estos modelos debe hacerse bajo ciertas condiciones. Enumeran los modelos más relevantes para calcular el carbono orgánico total (COT % en peso) utilizando los registros de pozo más básicos (rayos gamma, resistividad, neutrón), las ecuaciones propuestas por cada autor para calcular este valor, y evaluar el COT de la formación, y su prospección como roca como generadora o no. A continuación, se realiza una breve reseña de los métodos resaltados en este estudio y se ilustra la implementación de estos en la Figura 6:

- **Modelo de Schmoker (1979)**

En los primeros ensayos para calcular el contenido orgánico de las lutitas del Devónico de la cuenca de los Apalaches, Schmoker utilizó el registro de densidad y comparó los resultados con los obtenidos del análisis de núcleos. La gráfica del registro de rayos gama contra densidad fue usada para determinar la aplicabilidad del método en un intervalo dado.

- **Modelo de Schmoker (1981)**

En este método, Schmoker usó el registro de rayos gamma como un indicador de la

presencia de materia orgánica. Como el modelo anterior (1979), debe existir una relación lineal entre los registros gama ray y densidad para aplicar este modelo.

- **Modelo de Schmoker y Hester (1983)**

Basado en el análisis de los registros de densidad, calculan el contenido de materia orgánica mediante la ecuación (1) que los autores proponen para el modelo, aplicado a los miembros superior e inferior de la Lutita Negra del Misisipiano y Devónico de la Formación Bakken.

En su estudio Schmoker y Hester, 1983, consideraron los miembros superiores e inferiores de la Formación Bakken como un sistema de cuatro componentes compuesto por la matriz de la roca, los poros intersticiales, pirita y materia orgánica. Asumieron la densidad de formación ( $\rho$ ) en función de las densidades y volúmenes fraccionarios de esos cuatro componentes.

***Ecuación 1. Ecuación Modelo Schmoker y Hester***

$$TOC = \left( \frac{154.497}{\rho} \right) - 57.261 \quad (1)$$

Donde TOC es el contenido orgánico total (wt%), y  $\rho$  es la densidad de la formación ( $\text{g/cm}^3$ ).

- **Modelo de Meyer y Nederlof (1984)**

Estos autores usaron el registro sísmico, densidad y resistividad para diferenciar entre la roca generadora y no generadora, en ambas litologías lutita y caliza. De este análisis resultó la ecuación (2) para determinar la discriminante D, donde un valor positivo indica roca generadora y un resultado negativo indica roca no generadora, seleccionando un valor *cutt-off* para COT de 1.5, para diferenciar entre roca no generadora y generadora.

*Ecuación 2. Ecuación Modelo Meyer y Nederlof.*

$$D = -6.906 + 3.186 \log_{10} \Delta t + 0.487 \log_{10} R_{75} \quad (2)$$

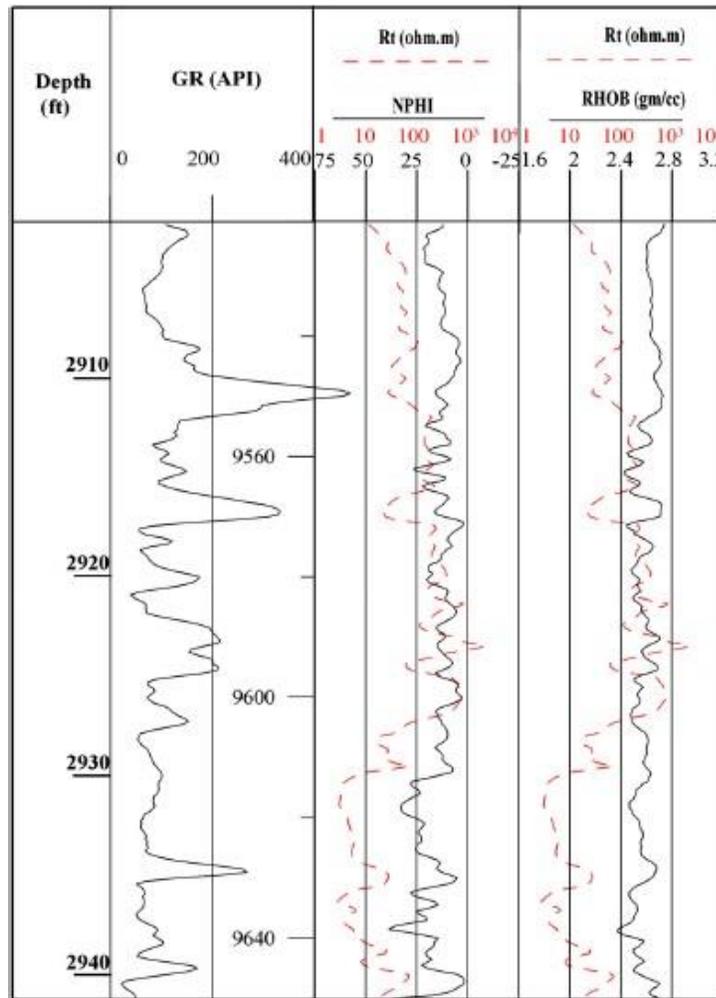
Donde  $\Delta t$  es el tiempo de tránsito sísmico, y  $R_{75}$  corresponde al dato de resistividad.

- **Modelo de Passey et al. (1990)**

Desarrollaron una técnica utilizada en rocas carbonatadas y clásticas, utilizando la superposición de los registros de resistividad y sísmico. También introdujeron el término " $\Delta \log R$ " que se relaciona linealmente con el COT y es una función de la madurez de la roca. Propusieron una técnica basada en el tiempo de tránsito de los registros sísmico y resistividad (técnica de superposición de  $\Delta \log R$ ) para estimar cuantitativamente el COT (peso %). En la Figura 5 se puede observar la aplicación de esta técnica, en el estudio de Sharawy & Gaafar (2012), para la Formación Duwi. Este método se explica de manera amplia, más adelante en este documento.

**Figura 5.**

*Aplicación de la técnica  $\Delta \log R$  usando los registros neutrón – densidad y densidad-resistividad en un pozo.*



*Nota: Al aplicar la técnica  $\Delta \log R$ , resulta una separación negativa entre las curvas, Rt defleca a la izquierda y  $\Delta t$  a la derecha, esto en las zonas de interés (altos valores de rayos gamma)). Tomado de Application of well log analysis for source rock evaluation in the Duwi Formation, Southern Gulf of Suez, Egypt (2011). El Sharawy, M. S., & Gaafar, G. R. (2012).*

- **Modelo de Myers and Jenkyns (1992)**

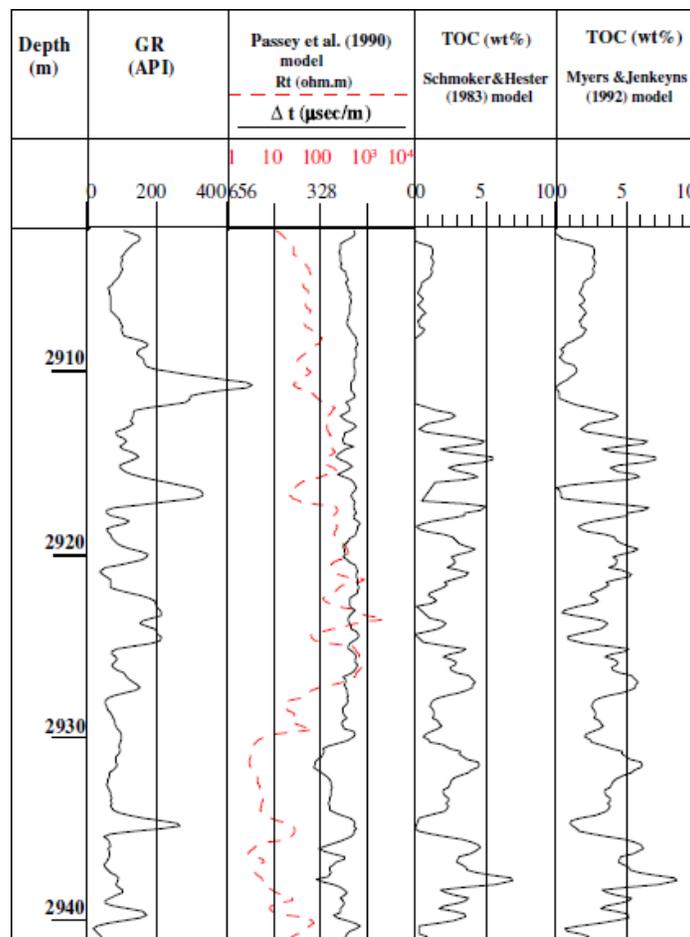
Este método fue propuesto para evaluar la roca generadora utilizando el registro de densidad. El método se basa en la proposición que los intervalos de lutitas no generadoras son idénticas a los intervalos de lutita generadora aparte del contenido de materia orgánica. Para cuantificar la materia orgánica, es suficiente con sustraer los valores del registro de un intervalo

contiguo que sea de no generación.

En la Figura 6, los datos en las columnas de izquierda a derecha, corresponde a profundidad, datos de rayos gamma, método de Passey superponiendo el registro de resistividad y sínico; %COT graficado mediante el método de Schmoker y Hester (1983); y %COT graficado mediante el método de Myers y Jenkyns (1992).

**Figura 6.**

*Cálculo de COT, usando varios modelos matemáticos mediante los registros de un pozo.*



*Tomado de Application of well log analysis for source rock evaluation in the Duwi Formation, Southern Gulf of Suez, Egypt (2011). El Sharawy, M. S., & Gaafar, G. R. (2012).*

#### **4. Clasificación de Registros de Pozo**

Diferentes tipos de registros eléctricos son utilizados para la caracterización de un yacimiento en general, pero en el caso de los yacimientos a partir de roca generadora, son evaluadas características puntuales que permiten determinar si la zona puede ser prospectiva o no, de acuerdo a los rasgos obtenidos mediante estos. El análisis parte de la implementación y evaluación de registros básicos como el registro de rayos gama, resistividad, densidad, neutrón y sísmico, por medio de los cuales se hacen visibles características generales como intervalos precisos de interés, contenido de uranio asociado a la presencia de materia orgánica, madurez térmica y también mediante la combinación de estos y algunos métodos planteados por diferentes autores se establece el porcentaje de materia orgánica en la roca, que sirve como base para establecer un estudio de mayor profundidad. Se implementan también registros de mayor alcance de estudio como la resonancia magnética nuclear, imágenes y espectroscopía elemental, los cuales permiten modelar a nivel mineralógico y estructural la zona de interés. Las principales características de cada uno de los registros nombrados anteriormente serán expuestas en este capítulo, asociadas a las diferentes conclusiones de los autores.

Abarghani et. al 2019, afirman que los registros de pozo generan datos continuos, a diferencia de los datos conseguidos mediante pruebas de laboratorio que proporcionan datos puntuales; y que estos datos continuos se pueden utilizar posteriormente como datos de entrada para la construcción de modelos de propiedades 3D, y así obtener una mejor comprensión de la roca generadora a escala de la cuenca.

Varios autores coinciden que para tener una caracterización básica de la formación se pueden usar registros básicos como triple combo que consta de rayos gamma, porosidad neutrón, densidad, resistividad, siendo estos la base para el reconocimiento de la zona y tener una imagen global del yacimiento como tal. Es por esto que varios de ellos proponen estudios o corridas de registros más específicos, que permitan entrar en mayor detalle de la roca y así tener información más puntual y detallada, con la cual, en determinado momento se pueda lograr un completamiento y puesta en producción del yacimiento exitosamente. El desafío permanece en la interpretación para varios pozos, pues como se resalta anteriormente, por lo general se cuenta con análisis base a partir de registros básicos, y los registros avanzados y los datos de núcleos son medidos exclusivamente en pozos claves, lo cual restringe la interpretación o el detalle del mismo.

Antes del desarrollo de los estudios de la roca generadora mediante registros de pozo, ya se habían desarrollado estudios geoquímicos, que son ampliamente utilizados y se llevan a cabo mediante el análisis en muestras de roca, tales como mediciones de oxígeno e hidrogeno por medio de pruebas de pirolisis, contenido de bitumen, reflectancia a la vitrinita, color de esporas y contenido de hidrogeno del kerógeno.

Dos características para resaltar en la evaluación de la roca generadora o del sistema petrolero son, uno, especificar la riqueza orgánica de la roca a partir de la estimación del contenido de carbono orgánico total (COT); y dos, la madurez térmica de esta, pues es un factor relevante para determinar si la roca fuente ha producido o no hidrocarburos. Fertl y Chilingar 1988, aseguran que la concentración mínima de carbono orgánico total requerida para que una roca generadora se

convierta en fuente de acumulaciones comerciales de hidrocarburos se estima en 0.5%wt.

La distribución regional del contenido de materia orgánica permitirá generar los modelos de evolución de la cuenca y generación de hidrocarburos. La materia orgánica es un constituyente de las rocas sedimentarias que tiene baja densidad, relativamente, y es alta en contenido de hidrógeno. La roca fuente, generalmente tiene bajo contenido de agua y comúnmente exhibe altas concentraciones de uranio; la evolución del estado de esta materia de kerógeno a bitumen, aceite y gas, afecta las propiedades antes expuestas y es posible obtener una evaluación cualitativa del estado de maduración de una capa conocida de roca generadora. El análisis de estas características, en combinación con la evaluación in situ permiten una estimación de contenido orgánico.

Meyer y Nederlof 1984, resaltan que se han establecido reglas de clasificación que ayudan en el reconocimiento de rocas generadoras basados en la combinación de registros. Aseguran debido al contraste de baja densidad entre el agua y la materia orgánica, el método se vuelve inexacto a altas saturaciones de agua. Dentro de ciertos límites, la cantidad de materia orgánica contenida en un sedimento se puede estimar a partir de anomalías en los registros.

Las propiedades de la roca generadora como la mineralogía, el contenido de materia orgánica, el contenido de material arcilloso, la mojabilidad, las variaciones en la permeabilidad, frecuencia de fracturas, y la presión de poro pueden afectar la productividad local de ciertas zonas en el yacimiento. La mayoría de los registros convencionales no responden bien a estos cambios sutiles en estas propiedades, las cuales pueden controlar la capacidad de flujo en yacimientos

fracturados.

Passey et al., 2010; Ambrose et al., 2010, exponen que la evaluación de los yacimientos no convencionales se desarrolla sobre cierto grado de incertidumbre y sigue siendo un desafío debido a la heterogeneidad de sus componentes, por ejemplo la mineralogía en una lutita rica en materia orgánica varía ampliamente en algunas formaciones, exhibiendo una mezcla de minerales siliciclásticos, carbonatados y arcillosos; también estas formaciones son por lo general depositadas en estratos muy delgados, que para efectos de las medidas de registros resultan en un promedio de todas las capas adyacentes; y también resaltan que las mezclas de modelos petrofísicos (Ejemplo: modelo de resistividad-porosidad- saturación) no tienen en cuenta la composición mineral como arcillolita y pirita en formaciones de lutita.

La caracterización de los yacimientos no convencionales con alto contenido de materia orgánica presenta ciertos retos, como la identificación certera de las zonas o intervalos de interés o productores, la localización óptima de los pozos horizontales, el cálculo de los hidrocarburos producibles del yacimiento y el posterior diseño para la estimulación de este.

Dicho lo anterior, los registros comúnmente usados para el análisis de la roca generadora y que están expuestos en la literatura son el registro de rayos gamma, rayos gamma espectral, resistividad, registro sísmico, densidad, neutrón, y otros más especiales que exponen características físicas del yacimiento como tal, y que complementan esta caracterización como el registro de imágenes, espectroscopia elemental y resonancia magnética nuclear.

La presencia de kerógeno e hidrocarburos en la roca, puede resultar en cambios marcados en la tendencia o respuesta de estos registros, en comparación con los intervalos donde no hay presencia significativa de kerógeno. A continuación, se exponen las principales características y resultados de cada uno.

#### **4.1 Registros Convencionales**

##### **4.1.1 Rayos Gamma (GR)**

Desde los años 30, el registro de rayos gamma ha sido parte integral de la evaluación de formaciones, cuando se reconoció que la intensidad de los rayos gama de las formaciones varia con la litología. Este compila la contribución de los tres elementos radioactivos presentes en la roca Uranio, Torio y Potasio, por lo tanto, el resultado final es la sumatoria de la actividad total de rayos gama en las formaciones.

Por lo general, la alta radioactividad de las lutitas ricas en materia orgánica, se debe principalmente a concentraciones altas de uranio, o de iones de uranio, como resultado de las condiciones reductoras, anóxicas / euxínicas del ambiente marino. La lutita oscura rica en materia orgánica muestra o exhibe alta radioactividad natural, comparado con la lutita más clara con bajo contenido orgánico.

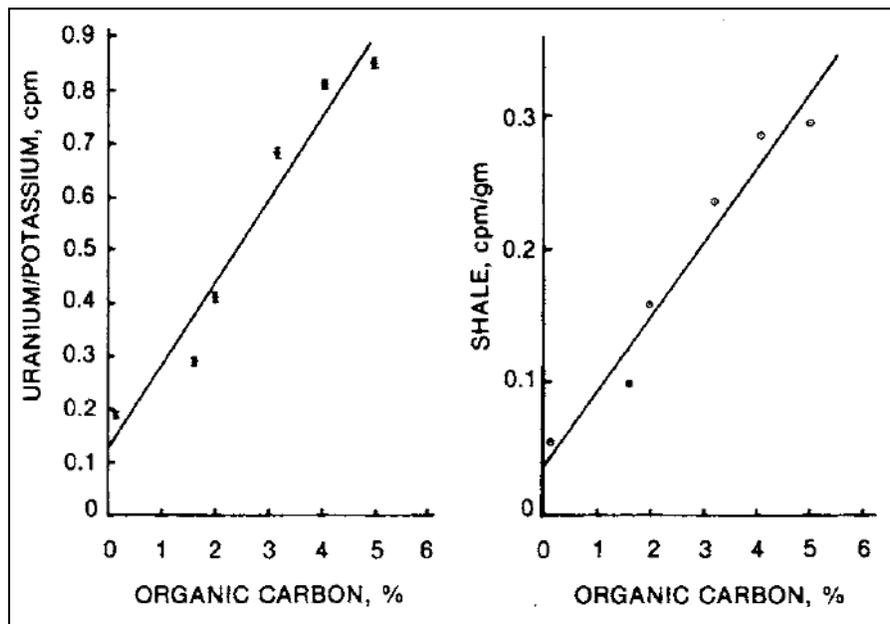
Fertl y Chilingar, 1988; aseguran que hay dos factores importantes que individualmente o sumados a otros pueden influenciar en la medida de este registro. Uno es la diferencia de radioactividad de la variedad de minerales presentes en las arcillas y dos el efecto que tienen los

minerales pesados y minerales trazas, así estén presentes en pequeñas cantidades en la formación de estudio.

Varios autores usan la correlación entre la respuesta del registro de rayos gamma y los resultados obtenidos en laboratorio del COT, y determinan que son ampliamente correlacionables, Figura 7, pero también aseguran que es un enfoque muy amplio para determinar zonas de interés, pues solo con este registro no se sabe a ciencia cierta si la anomalía o el aumento de radioactividad en ciertas zonas de la formación se debe al alto contenido de uranio que es el elemento indicador de presencia de contenido orgánico en la formación, medida que sería más certera mediante el registro de rayos gamma espectral o correlacionado con los datos de otros registros.

**Figura 7.**

*Relación empírica entre el carbono orgánico total (COT) y datos de uranio del registro de rayos gama.*



*Tomado de Total organic carbon content determined from well logs. SPE formation evaluation, 3(02), 407-419. Fertl, W. H., & Chilingar, G. V. (1988).*

Mediante este registro los autores proponen determinar la presencia de materia orgánica, la cual se asocia a un incremento en las lecturas de rayos gamma, e identificar la diferencia entre estratos arenosos, arcillosos o carbonatados. Así se concluye mediante datos de varios estudios, que hay una buena relación entre la radioactividad del uranio y el contenido orgánico.

El registro de rayos gamma es aún la base para determinar zonas o tipos de roca dentro de un yacimiento que sean posible roca generadora dentro de una cuenca.

Alqahtani y Tutuncu, 2014, resaltan que el registro de rayos gamma puede ser usado para estimar COT, en la ausencia o si el registro de densidad presenta una baja calidad. En su artículo destacan el estudio realizado por Schmoker, 1981 donde utilizó este registro para realizar la estimación en pozos de gas para las Lutitas Devónicas de los Apalaches. Dado que los rayos gama dependen de las condiciones del pozo, utilizó los datos de pozos sin revestimiento y los corrigió a condiciones de pozo vacío.

Mediante este método, Schmoker, 1981, propuso gráficos de rayos gamma y densidad en la formación, los cuales mostraron una relación lineal, en la zona de estudio. El autor incorporó esta relación a la ecuación de COT- densidad, donde toma en cuenta el volumen fraccional de materia orgánica, los rayos gama libres orgánicos y la densidad de formación. Este método requiere una relación predecible entre la intensidad de los rayos gama y la densidad de la formación que a veces no existe, como en su caso de estudio. Dado que los rayos gama se ven generalmente afectados por la litología y el nivel de radiactividad, puede no ser apropiado utilizar la misma

relación para diferentes litofacies.

Concluyó en su caso de estudio, que el método del registro de rayos gamma desestima significativamente el contenido de materia orgánica de algunos intervalos, pues las formaciones no eran tan radioactivas como se había reportado. Mendelson y Toksoz 1985, aseguran que este método está afectado por el uranio en la materia orgánica pues no es siempre constante y puede estar en función del tipo de materia orgánica. Finalmente concluyen, que es difícil crear un modelo general para estimar COT a partir del registro de rayos gamma, pues no es fácil determinar cuáles de los factores que controlan la distribución del uranio en la formación es el más crítico en un ambiente en particular.

A inicios de los años 70 fue introducido un registro con más detalle, basado en el contenido de radioactividad de la formación, especificando el contenido de cada uno de los elementos radioactivos en ella, correspondientes al Torio, Potasio y Uranio. La implementación o llegada del registro de rayos gamma espectral, ayudó en la detección de variaciones importantes en la sedimentación de las formaciones, así como a determinar zonas específicas de producción de hidrocarburos en la roca generadora.

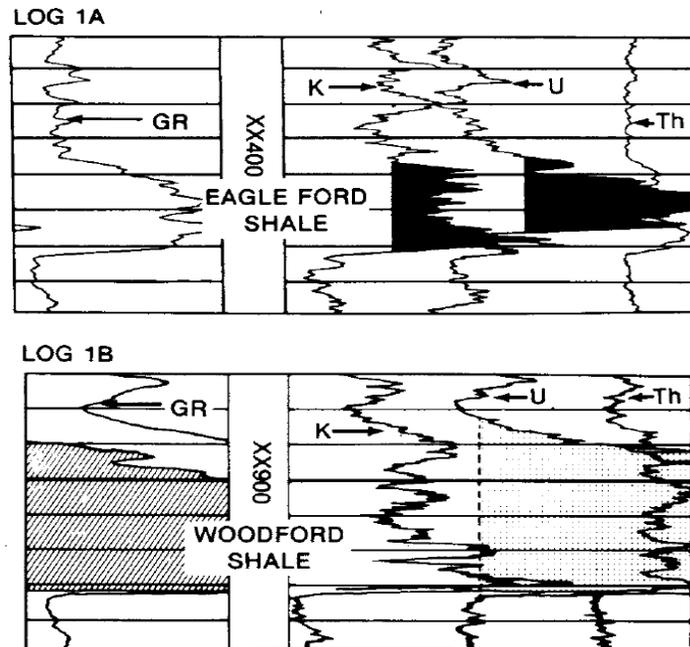
#### **4.1.2 Rayos Gamma Espectral**

Este registro ha entrado a ser parte integral, según la literatura, de la evaluación de formaciones, con lo que respecta a la roca generadora y su contenido de materia orgánica. Los dispositivos o herramientas del registro de rayos gama espectral, como lo ilustra la Figura 8, donde

en la columna de la izquierda están los datos de rayos gamma total y en la columna de la derecha están graficadas las contribuciones individuales de isótopos de potasio, uranio, y torio.

**Figura 8.**

*Respuesta del registro de rayos gamma espectral en lutitas con materia orgánica.*



*Nota: Zona sombreada en negro representa el intervalo a destacar donde el registro gama ray presenta un incremento importante. Tomado de Total organic carbon content determined from well logs. SPE formation evaluation, 3(02), 407-419. Fertl, W. H., & Chilingar, G. V. (1988).*

Varios autores sugieren que los registros convencionales y las técnicas de interpretación comunes, no son mecanismos adecuados para evaluar un yacimiento complejo, como son los yacimientos en lutitas fracturadas, o evaluación de yacimientos a partir de roca generadora. Es por esto, que la aplicación y evaluación de los datos obtenidos por medio de registro de rayos gama espectral, en yacimientos de roca generadora o lutita fracturada, desde el punto de vista de identificación de las propiedades de un yacimiento, ha sido considerada una técnica garantizada en este tipo de estudios.

Fertl y Chilingar, 1988, aseguran que las concentraciones medidas se corrigen por efectos de interferencia espectral y por dispersión de Compton. Son utilizadas varias técnicas para filtrar los datos, además, los dispositivos de registro de rayos gamma tienen numerosas aplicaciones en pozos abiertos y/o entubados, y se puede ejecutar individualmente o en combinación con otros registros como neutrón, neutrón compensado, o densidad compensado.

Resaltan que se pueden identificar diferentes tipos de roca dependiendo del contenido de los componentes radioactivos, por ejemplo, las zonas calcáreas o limosas presentan valores de torio y potasio normales pero un mayor contenido de uranio. El tener claro estos conceptos e identificar estas zonas adecuadamente, ha servido de soporte en operaciones de completamiento de pozo, identificando mediante estos las zonas más permeables o intervalos fracturados de las formaciones de interés.

Las herramientas modernas de rayos gamma espectral pueden estimar, in situ, el contenido de carbono orgánico total, el cual es un parámetro importante para determinar el potencial de hidrocarburos en un reservorio de lutita. Sin embargo, diferenciar los componentes del carbono orgánico total (COT), kerógeno, e hidrocarburo libre sigue siendo una característica a tener en cuenta.

Orlandi, Bartelucci et al 2010, en su determinación de flujo de trabajo para la evaluación petrofísica de lutitas de gas, resaltan las principales características a analizar del registro de rayos gamma en este tipo de roca. Altos valores de rayos gama debido al alto contenido uranio asociado al contenido de materia orgánica, como se ha venido resaltando, pero aseguran que no es una característica que se pueda tomar como cuantitativa, solo es indicador de las zonas donde se

presume están los niveles con contenido de materia orgánica más altos.

Aziz et al 2020, resaltan el método de rayos gamma espectral para determinar el contenido de materia orgánica, el cual fue desarrollado por Fertl and Chilingar (1988), y que no es afectado por los otros elementos radioactivos como el torio y el potasio, solo tomó en cuenta la medición directa del uranio que da el registro de rayos gamma espectral. Proponen para su estudio la ecuación matemática empírica (3), desarrollada por Renchun et al. (2015), para determinar el COT a partir del contenido de uranio.

***Ecuación 3. Ecuación de Renchun para determinar el COT.***

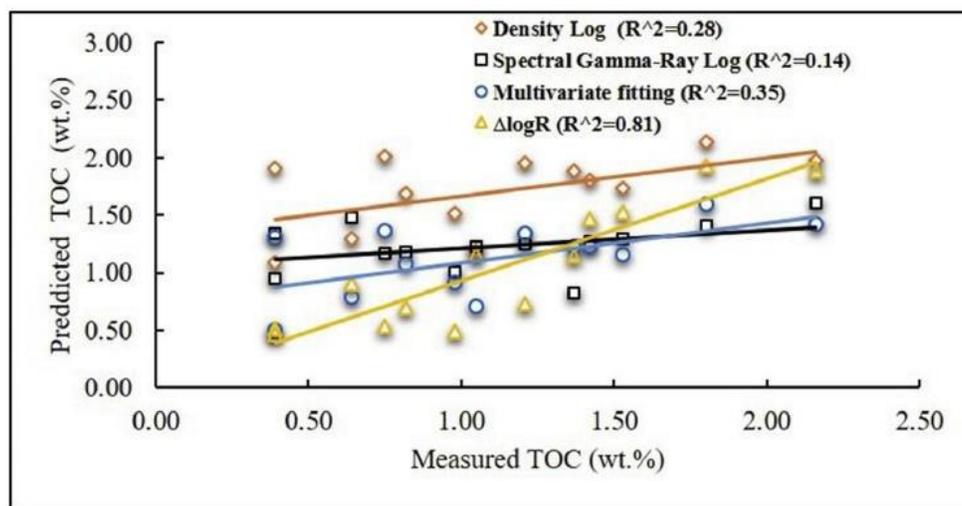
$$TOCu=0.2381*(w)+0.2016 \quad (3)$$

Donde  $TOCu$  es el contenido orgánico total, y  $w$  es el valor del uranio en el registro.

Concluyen que este método o la correlación que se hace entre el COT medido y el pronosticado, Figura 9, no son confiables para todos los pozos, y depende de la región de estudio.

**Figura 9.**

*Gráfico de comparación de COT pronosticado usando los métodos de registro y el COT medido.*



*Nota: Las líneas con diferentes colores representan el mejor ajuste para cada modelo predictivo, Tomado de Hydrocarbon source rock evaluation and quantification of organic richness from correlation of well logs and geochemical data: A case study from the sembar formation, Southern Indus Basin, Pakistan. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 81, 103433. Aziz, Ehsan et al 2020.*

Las conclusiones de Fertl y Rieke 1980, en su artículo sobre el uso de rayos gamma espectral para determinar características de la roca generadora, son que este registro puede correrse en pozos a hueco abierto o revestido y proporciona un registro de la radiactividad total y natural de los rayos gama de la formación, mediante las mediciones de potasio en porcentaje (%) y las mediciones de uranio y torio en partes por millón (ppm). Ayuda en la evaluación de la calidad de la formación, variaciones litológicas y estratigrafía; también proporciona una evaluación in situ del potencial de la formación como roca generadora para lutitas; todo esto, como un estudio integral apoyado en los datos de laboratorio y de campo.

Meyer y Nederlof 1984, afirman en su estudio, que sus investigaciones realizadas en el Mar del Norte, muestran que la alta radiactividad se debe al enriquecimiento del uranio, donde a nivel biológico el plancton absorbe los iones de este elemento, que suelen estar presentes en el agua de mar junto con otros elementos trazas, y así el uranio se concentra en las rocas madre. Por otro lado, las rocas madre lacustres, no presentan anomalía de rayos gamma debido a la escasez o ausencia de iones de uranio en el agua dulce.

Se resaltan estudios previos donde indican claramente que el registro de rayos gamma espectral proporciona una estimación continua del contenido de carbono orgánico de las lutitas en hueco abierto y hueco entubado, tanto en dirección vertical como lateral. Es más, este registro, también puede ayudar en estudios bioestratigráficos de reconstrucción porque existe una relación significativa entre el alto contenido de carbono orgánico asociado con restricciones en ambientes depositacionales.

#### **4.1.3 Registro de Resistividad**

Fertl y Chilingar, 1988, aseguran que cualquier registro de pozo de tipo resistivo puede utilizarse para evaluar el contenido de COT y el potencial de la roca generadora en formaciones de lutita, y que existen varios dispositivos de registro diferentes, entre ellos registros eléctricos no focalizados, registros focalizados de tipo conductividad-inducción y registros de resistividad focalizados.

En los yacimientos de lutita, el agua de formación y los componentes minerales y arcillosos conductores, como la pirita, desempeñan un papel positivo en la conductividad general de las rocas; los fluidos de hidrocarburos, por el contrario, no son conductores y pueden desplazar la cantidad de agua de formación para aumentar la resistividad.

Según Velazco y Rey, 2016 las rocas generadoras tipo shale, pueden contener un porcentaje variable de arcillas (30-70%), a mayor porcentaje de arcillolita menor será la resistividad de la roca. Aseguran que se debe tener en cuenta que la propiedad que más afecta la resistividad de la roca es la capacidad de intercambio catiónico, que varía de acuerdo al tipo de arcilla y de la heterogeneidad de las capas, a mayor capacidad de intercambio catiónico menor la resistividad de la roca. Los intervalos considerados como posibles acumulaciones de gas en niveles de shale, son más resistivos que las capas adyacentes ricas en arcillas con niveles de kerógeno bajos o libres de estos.

En el estudio de Mendelson 1985, resalta que Archie (1942), mostro empíricamente mediante la ecuación (4), que la resistividad eléctrica de los poros en las rocas sedimentarias es función de la porosidad, saturación de agua y resistividad del fluido en los poros.

*Ecuación 4. Ecuación de resistividad determinada por Archie (1942).*

$$R = R_w \Phi^{-m} S_w^{-n} \quad (4)$$

Donde R es igual a la resistividad,  $R_w$  resistividad del agua de formación,  $\Phi$  porosidad, m es exponente de cementación,  $S_w$  es saturación de agua y n exponente de saturación.

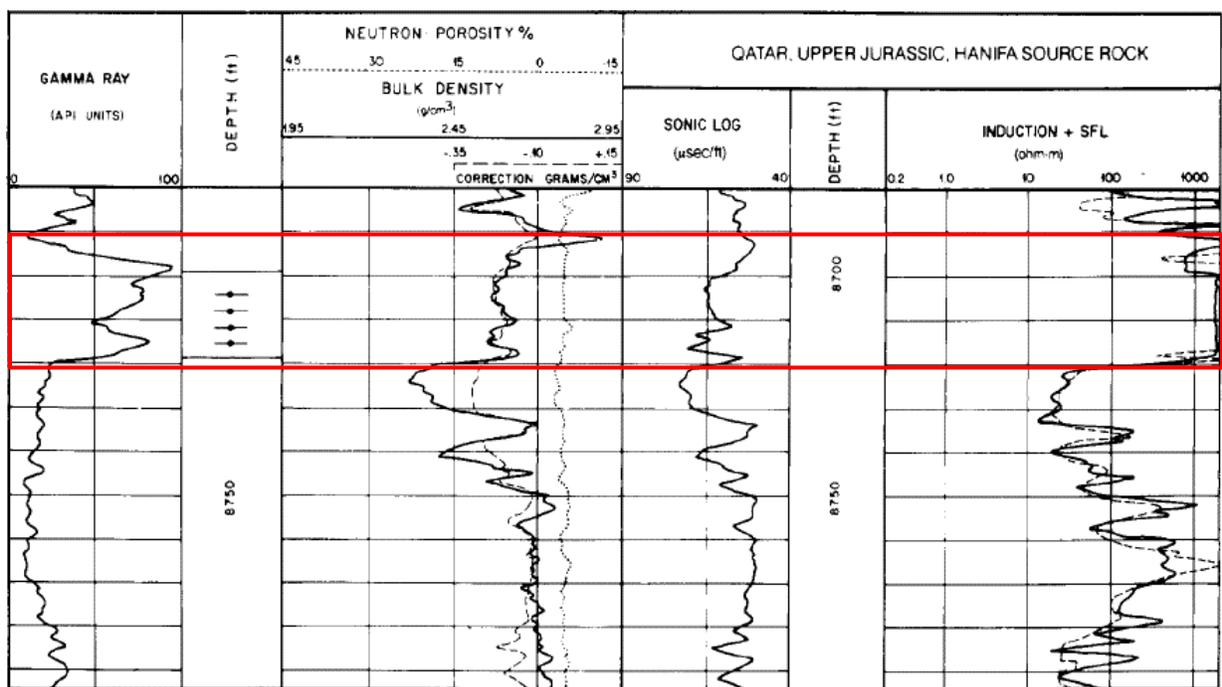
Para su estudio elige la hipótesis propuesta por Meissner, 1984 para el análisis de la resistividad en las rocas generadoras, el cual propone que la materia orgánica es depositada como parte de la matriz de la roca, y que como medir la resistividad es principalmente función del fluido en los poros, es probable que la presencia de kerógeno tenga poco efecto en el registro, sin embargo, si el kerógeno con el tiempo, se agrietara y formara bitumen líquido, el cambio de volumen resultante sería probablemente lo suficientemente grande como para provocar la expulsión de agua de la roca generadora, y daría lugar a una menor saturación de agua. Sugiere que la resistividad podría ser un indicador cualitativo de madurez, pero probablemente no un buen indicador de COT.

En la medida en que el contenido de COT es eléctricamente no conductor, un alto contenido de COT puede aumentar la resistividad de la roca fuente por encima del valor de resistividad de la misma roca sin COT. La materia orgánica, como la matriz mineral de la roca, normalmente no es conductora de la electricidad, por lo tanto, los sedimentos ricos en materia orgánica, tienen una resistividad más alta que los sedimentos pobres en materia orgánica.

Meyer y Nederlof, 1984, señalan que se pueden producir diferencias en las lecturas de este registro como efecto de las variables de la zona perforada, tales como, la anisotropía de la formación (diferentes resistividades verticales y horizontales), y las características de la herramienta (profundidad de investigación y la resolución vertical). Dado que los estratos de la roca generadora, están depositados por lo general en capas delgadas, la riqueza puede variar considerablemente en dirección vertical, por lo que sugieren la máxima resolución vertical en este registro. La anisotropía de la formación, aumenta la resistividad medida por los registros con enfoque esférico, y en general, los registros de invasión superficial y profunda deberían dar las

mismas lecturas, como muestra la Figura 10, donde en el intervalo de interés señalado en el recuadro rojo, se observa un aumento importante en la respuesta de los rayos gamma, así como en los datos de resistividad (última columna).

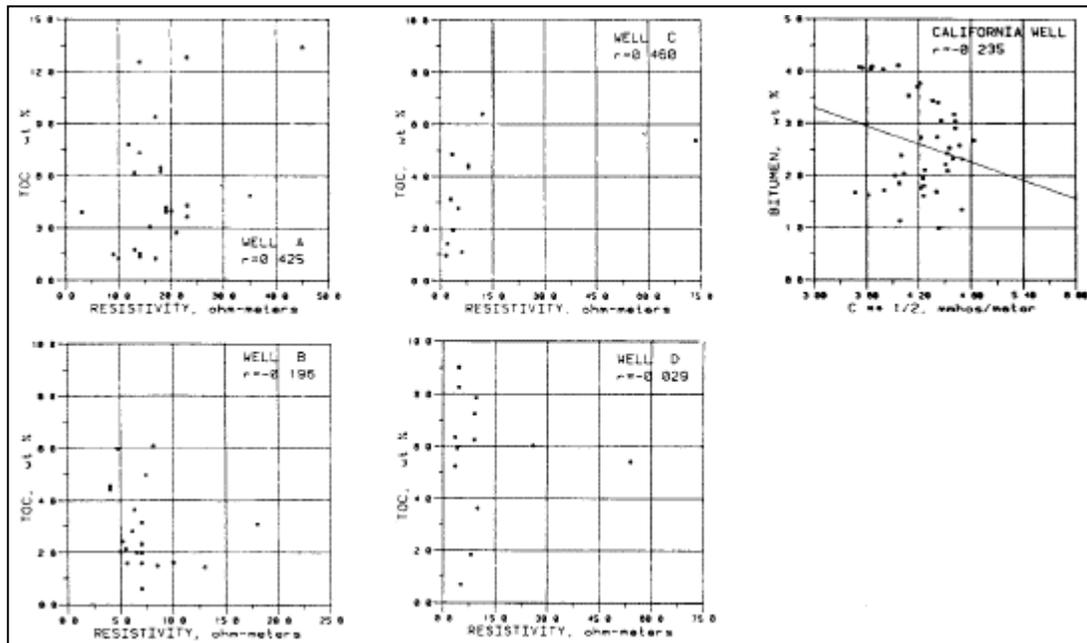
**Figura 10.**  
*Registro compuesto de una sección de la Formación Caliza Hanifa del Jurásico Superior en el Este Medio.*



*Nota: No hay presencia de shale en la sección señalada, la anomalía del rayos gamma se debe a la presencia de materia orgánica, se presentan valores altos de resistividad fuera de escala. La roca generadora es madura y genera aceite, indicado por el análisis de los núcleos. Tomado de Identification of source rocks on wireline logs by density/resistivity and sonic transit time/resistivity crossplots. AAPG bulletin, 68(2), 121-129. Meyer & Nederlof 1984.*

Sin embargo, el parámetro de resistividad por sí mismo no es un buen indicador del COT, según el estudio de Mendelson, 1985, de la Formación Kimmeridge (principal roca generadora en el Mar del Norte) y la Formación Monterrey en California, como se ilustra en la Figura 11.

**Figura 11.**  
*Gráficas de Contenido de Carbono Orgánico (COT) contra registros de resistividad, en el shale de Kimmeridge del Mar del Norte, y Shale de Monterrey en California.*



Tomado de Total organic carbon content determined from well logs. SPE formation evaluation, 3(02), 407-419. Fertl, W. H., & Chilingar, G. V. (1988).

Una de las conclusiones del artículo es que al ser la resistividad medida una función del contenido de agua principalmente, y si la inclusión de materia orgánica en el sedimento no influye en el desarrollo de la porosidad, no cabe esperar un alto grado de correlación entre la resistividad y el contenido orgánico; confirmado por los resultados de los pozos de Kimmeridge, donde se concluye que la resistividad media de los cuatro pozos es inusualmente alta para una lutita típica.

Sin embargo, como también afirmaron estos autores, la resistividad puede ser un indicador cualitativo de madurez. Esto concuerda con la observación de Meyer y Nederlof, 1984, que, con la madurez, la resistividad de una roca generadora se incrementa en un factor de 10 o más.

Fertl y Chilingar, 1988, hacen referencia a la clasificación propuesta de las rocas

generadoras en base a la relación de resistividad de la lutita en la ecuación (5), la cual fue desarrollada inicialmente para evaluar la distribución comercial de las reservas de petróleo y gas en secuencias clásticas terciarias sobrepresionadas; se clasifican las rocas generadoras en base a la relación de la resistividad del shale, este parámetro es función de la litología y los efectos de la presión de formación, temperatura salinidad del agua de formación y COT, es decir que tienen en cuenta factores geoquímicos y termodinámicos.

***Ecuación 5. Ecuación de Relación de resistividad de la lutita.***

$$r = Rsh (normal) / Rsh (observada) \quad (5)$$

Donde  $r$  es igual a la relación de resistividad,  $Rsh (normal)$  corresponde a la resistividad del intervalo de lutita bajo compactación normal y  $Rsh (observada)$  es igual a la resistividad real de la lutita medida a una determinada profundidad de una formación sobrepresionada.

Este parámetro es una función de la litología y de los efectos que impone la presión de formación, la temperatura, la salinidad del agua de formación y el contenido de carbono orgánico, es decir, se tienen en cuenta los factores termodinámicos y geoquímicos.

Chilingar et al 1984, propusieron que las relaciones de resistividad altas (lutita poco compactada) indican rocas generadoras pobres, mientras que las relaciones bajas (lutita bien compactada) pueden ser indicativos de buenas rocas generadoras. En las lutitas poco compactadas, el aceite no fue expulsado de la roca por el agua asociada debido a la falta de compactación.

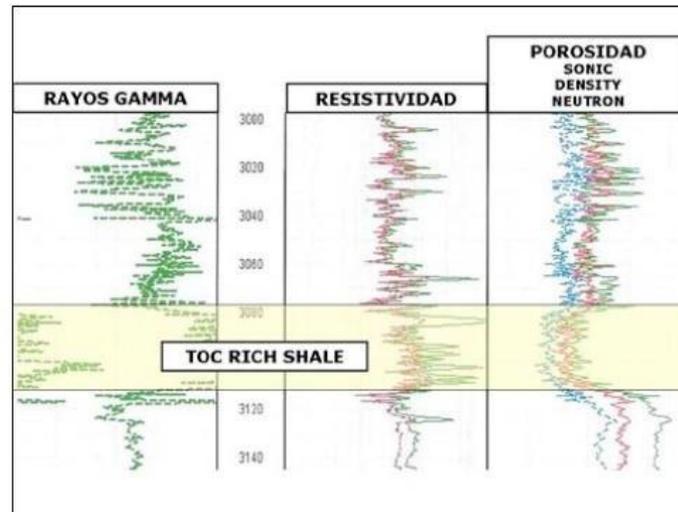
Establecieron entonces una correlación entre la compresibilidad de la lutita y la relación de resistividad de la lutita,  $r$ .

#### **4.1.4 Registro de Densidad**

Para los registros de densidad de formación los autores afirman que se miden la densidad de electrones, es decir, el número de electrones por centímetro cúbico de la formación de estudio. Dicha densidad, está directamente relacionada con la densidad aparente verdadera, que a su vez es una función de la composición de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos o gases que llenan el espacio poroso. La lutita que no es roca generadora, tiene una densidad de matriz que oscila entre 2,67 a 2,72 g/cm<sup>3</sup>; la presencia de materia orgánica reducirá la densidad de la roca, como se muestra en la Figura 12, a manera de ejemplo, donde en la columna de la derecha se observa un descenso marcado en el registro de densidad en la zona identificada con riqueza de COT. Glorioso y Rattia, 2012, hacen una descripción de las características del registro de densidad, con respecto a los niveles de interés y sus componentes, tales como que, el kerógeno y el gas son de baja densidad, resultando en la reducción de la densidad de la roca debido a altos niveles de estos componentes. La densidad de la matriz de kerógeno es muy baja, similar a la densidad del agua, por esta razón si el volumen de kerógeno no se estima con precisión, el cálculo posterior de la porosidad será incorrecto, proporcionando valores superiores a los reales. De otro lado, resaltan que algunos autores han realizado correlaciones entre densidad y COT, reportando resultados satisfactorios en la derivación del COT a partir de la densidad de la roca medida en laboratorio, cuya aplicación podría extenderse a la interpretación de los registros.

**Figura 12.**

*Respuesta de los registros en algunos reservorios de shale con gas con niveles altos de kerógeno maduro.*

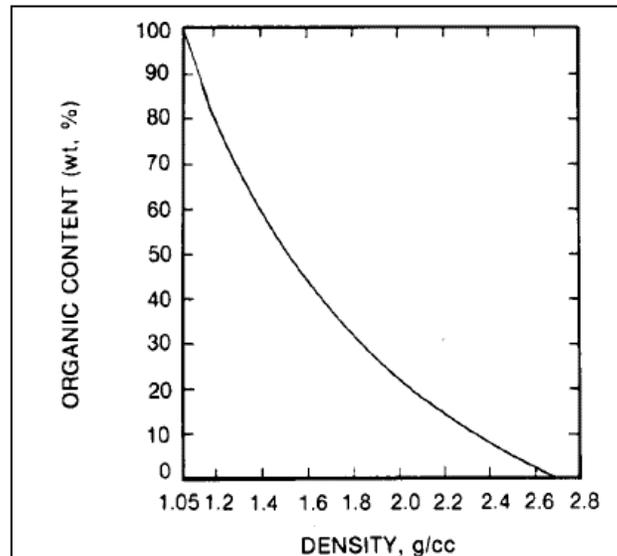


*Nota: La presencia de kerógeno e hidrocarburos puede dar lugar a alteraciones en las respuestas de los registros en comparación con las respuestas en los intervalos donde no hay presencia significativa de kerógeno. Tomado de Unconventional reservoirs: basic petrophysical concepts for shale gas. In SPE/EAGE European unconventional resources conference & exhibition-from potential to production (pp. cp-285). European Association of Geoscientists & Engineers. Glorioso, J. C., & Rattia, A. (2012, March).*

Fertl y Chilingar, 1988, en su estudio de determinación de contenido de COT a partir de registros de pozo, plantean que la materia orgánica en las rocas sedimentarias tiene densidad relativamente baja (además de un elevado tiempo de viaje acústico y alto contenido de hidrógeno), y es por esto que este registro puede utilizarse o ser considerado, para determinar el contenido de carbono orgánico. La Figura 13 ilustra el gráfico que proponen de una correlación hiperbólica que refleja la relación teórica entre la densidad de la lutita y el contenido de materia orgánica, suponiendo una densidad de la lutita de 2,70 g/cm<sup>3</sup> y una densidad de la materia orgánica de 1,05 g/cm<sup>3</sup>.

**Figura 13.**

*Gráfico de relación entre la densidad de la lutita y el COT.*



*Nota: Los autores suponen una densidad de la lutita de 2,70 g/cm<sup>3</sup> y una densidad de la materia orgánica de 1,05 g/cm<sup>3</sup> para esta correlación hiperbólica. Tomado de Total organic carbon content determined from well logs. SPE formation evaluation, 3(02), 407-419. Fertl, W. H., & Chilingar, G. V. (1988).*

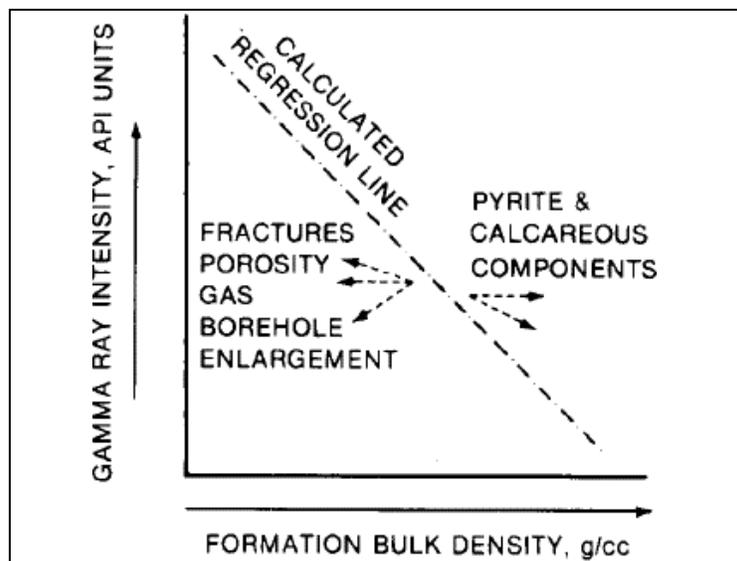
También plantean un análisis de tipo regresión en las lutitas bituminosas, con los valores de densidad aparente ( $\rho$  en g/cm<sup>3</sup>) derivada del registro, y la producción de aceite ( $Y$  en gal/ton), expresado en correlaciones de tipo lineal y cuadrático, así como otras relaciones empíricas.

Aparte de estas correlaciones, también resaltan el uso de transformaciones matemáticas para crear respuestas de registro sintéticas en intervalos donde no se disponía de mediciones de registro reales. Proponen como ejemplo, las correlaciones lineales entre datos de densidad compensada y datos del registro de rayos gamma para tres pozos del *Devonian- Shale*. Los datos de los rayos gamma ( $GR$  en unidades API en el eje  $y$ ) frente a la respuesta del registro de densidad ( $\rho_b$  en g/cm<sup>3</sup> en el eje  $x$ ), donde ilustran esquemáticamente en la Figura 14, la correlación lineal entre estos dos registros, pero también señalan varios factores que pueden influenciar en dicha correlación, como

es la presencia de componentes calcáreos o de pirita, así como a la porosidad de la roca, fracturas, y presencia de gas.

**Figura 14.**

*Gráfico entre datos de rayos gamma frente a la densidad aparente, indicando los parámetros que afectan dicha comparación.*

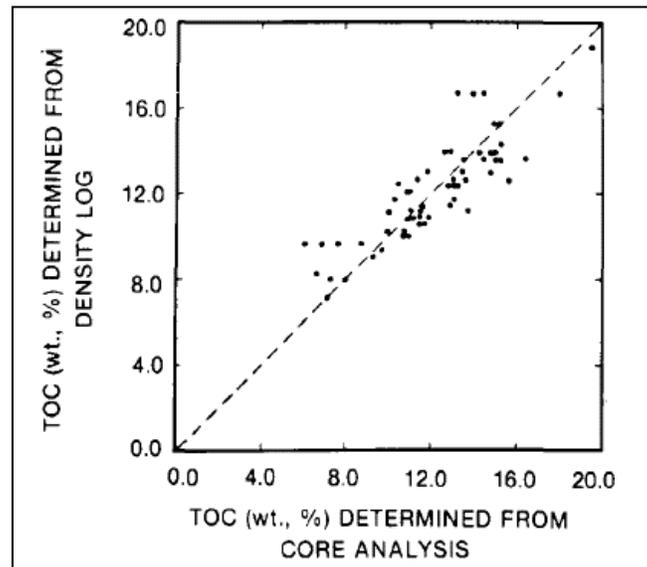


*Tomado de Total organic carbon content determined from well logs. SPE formation evaluation, 3(02), 407-419. Fertl, W. H., & Chilingar, G. V. (1988).*

Mendelson 1985, correlaciona la respuesta del registro de densidad con valores de COT medidos en muestras de shale (basados en pruebas de pirólisis) de la Formación Kimmeridge en el Mar del Norte y de la Formación Monterey en California, ilustrado en la Figura 15, donde se observan las correlaciones entre el COT y la densidad aparente derivada de los registros observados en cada uno de los pozos.

**Figura 15.**

Gráfico entre el COT determinado a partir de análisis de núcleos frente a los datos derivados del registro de densidad.



Tomado de Total organic carbon content determined from well logs. SPE formation evaluation, 3(02), 407-419. Fertl, W. H., & Chilingar, G. V. (1988).

Aziz et al 2020, utilizan el método para estimar COT con la ecuación (6) y el registro de densidad.

**Ecuación 6. Ecuación para determinar el contenido orgánico total, a partir del registro de densidad.**

$$TOC = \frac{154.497}{\rho b} - 57.261 \quad (6)$$

Donde COT es expresado en wt% y  $\rho b$  es densidad aparente (bulk density (g/cm<sup>3</sup>)) medida en la formación.

Mediante este método, llegan a la conclusión que los valores pronosticados de COT bajo el método de registro de densidad no son confiables debido a las limitaciones del método en el caso de la formación de estudio.

Según Alqahtani y Tutuncu 2014, el registro de densidad puede ser el mejor método para

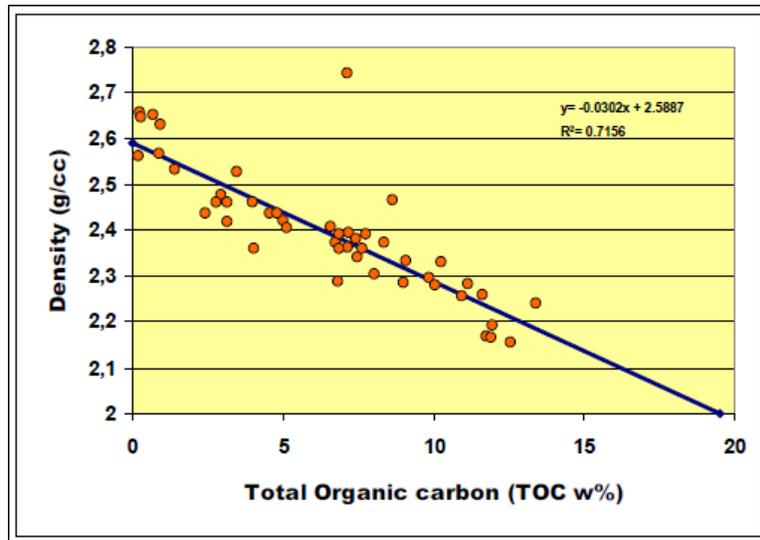
estimar COT, teniendo en cuenta variables como la baja cantidad de minerales pesados, que no haya variaciones en la porosidad, y buenas condiciones de pozo o en hueco abierto pues estos registros son sensibles a rugosidades en el hueco (ejemplo: *washout*). El autor resalta que el método para determinar COT por medio de los registros de densidad, puede ser más preciso que mediante el registro de rayos gamma.

Aseguran que el diámetro del pozo y uniformidad de las paredes del pozo son fundamentales para este tipo de registros; la profundidad de invasión del filtrado del lodo y el tipo de fluido invasor deben ser conocidos para utilizar esta técnica, aunque en este tipo de rocas (lutitas) los cambios en la formación cerca de las paredes del pozo pueden deberse a otros factores más que a la invasión del filtrado de lodo.

Finalmente, varios autores definen que la presencia de kerógeno reduce la densidad de la roca, por lo que puede establecerse una relación entre el contenido de COT (wt%) y  $\rho_b$  (densidad de la roca). Glorioso y Rattia, 2012, aseguran que, para utilizar la información obtenida por el registro de densidad, la correlación debe ajustarse si la densidad aparente de laboratorio se ha medido en una muestra seca, Figura 16.

**Figura 16.**

Gráfico de regresión lineal utilizando el  $\rho_b$  de los registros de densidad y el COT medido en laboratorio.



Tomado de *Unconventional reservoirs: basic petrophysical concepts for shale gas*. In *SPE/EAGE European unconventional resources conference & exhibition—from potential to production* (pp. cp-285). European Association of Geoscientists & Engineers. Glorioso, J. C., & Rattia, A. (2012, March).

#### 4.1.5 Registro Neutrón

Según la literatura este registro es uno de los registros convencionales menos utilizados en la detección y evaluación del contenido orgánico y potencial productivo del shale gas, siendo el índice de hidrogeno aquel parámetro que influye en este registro. Se determina que, mediante esta medición, cuando incrementan las lecturas del registro neutrón, reflejara la presencia de la roca fuente, esto a manera general. Las herramientas de registros neutrónicos incluyen el registro Neutrón Compensado y el registro Neutrón de energía dual. La herramienta de neutrón compensado puede registrar en pozos llenos de fluido, revestido o en hueco abierto, pero no en pozos con contenido de gas, en este caso se usaría el registro neutrón de energía dual.

Glorioso y Rattia, 2012, aseguran que este registro se ve afectado por el hidrógeno de la materia orgánica, el hidrógeno de las arcillas  $\text{OH}^+$ , y además por el hidrógeno del agua y los hidrocarburos presentes que también afectan a la medición de la porosidad por neutrones. Se cree que la porosidad neutrónica del kerógeno es alta, pero su uso para detectar y estimar el COT ha sido limitado. También resaltan que el índice de hidrógeno del kerógeno es menor que el del agua, por lo tanto, la porosidad neutrónica tiende a reducirse en función de la cantidad de kerógeno presente. También afirman que cuantificar los efectos de la reducción de la porosidad debido a la falta de hidrógeno en el gas y el kerógeno es bastante compleja en una roca generadora tipo shale. Los registros combinados de densidad de neutrones tienen una utilidad limitada en la localización de gas y kerógeno debido al fuerte impacto de las arcillas que aumentan la porosidad de los neutrones o debido a la presencia de calcita y dolomita que dan lugar a respuestas complejas y contrastadas en estos registros. La calcita tiende a reducir la porosidad neutrónica de un shale gas, y esto puede confundirse con la presencia de gas en la roca.

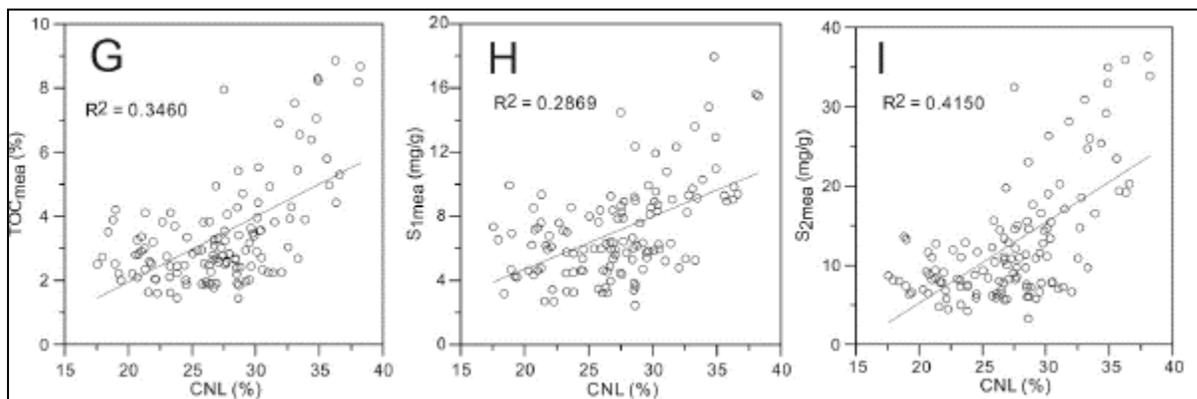
Orlandi et al. 2011, en su planteamiento de flujo de trabajo para la caracterización petrofísica del shale gas, resaltan que el registro neutrón refleja el tipo de arcilla presente y el contenido de materia orgánica (el hidrógeno está presente en minerales arcillosos, pero también en el kerógeno y los hidrocarburos). Un alto contenido de hidrógeno puede ser interpretado como un incremento aparente en la porosidad, pues una parte de ese índice de hidrogeno está relacionado al COT en el volumen solido de kerógeno.

Este tipo de registro se ve menos afectado por el estado de las paredes del pozo, aunque cualquier otro factor que pueda alterar la formación en zonas cercanas a las paredes del pozo puede

influir en la calidad de esta medición. Varios autores afirman que el índice de hidrogeno de la materia orgánica lleva a altos valores en el registro neutrón, ilustrado en la Figura 17, como resultado se presenta una relación positiva entre el registro neutrón y los valores de COT (carbono orgánico total), S1 (Hidrocarburo volátil) y S2 (Hidrocarburo restante).

**Figura 17.**

Gráfico de relación entre el registro neutrón (CNL) y COT, S1 y S2 medidos.



Tomado de *An improved neural network for TOC, S1 and S2 estimation based on conventional well logs. Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, 664-678. Wang et al. (2019).

Cabe resaltar que recomiendan el uso de este registro en combinación con otras herramientas para tal fin; combinado con otra medición de porosidad estos registros son útiles para determinar zonas gasíferas.

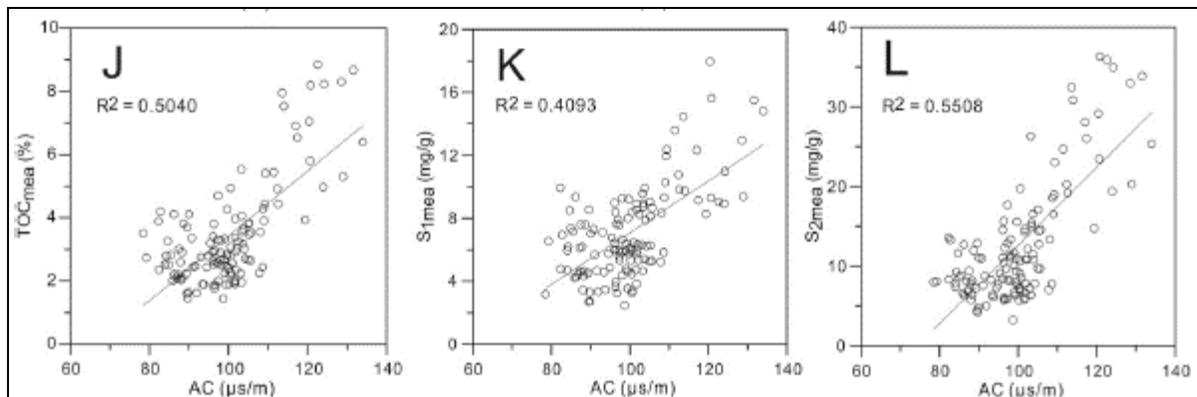
#### 4.1.6 Registro Sónico

Los registros sónicos miden la capacidad de la formación para transmitir las ondas sísmicas y proporcionan el tiempo de tránsito de intervalo de las formaciones. Debido a la baja velocidad (alto tiempo de tránsito) de los hidrocarburos, la presencia de estos en las formaciones compuestas por shale aumentará los valores de las ondas sísmicas.

Wang et al 2019, realizan correlación de varios registros contra el COT, S1 y S2 medidos y para el registro sísmico afirman que en general, el tiempo de tránsito en la arcillolita disminuye con el aumento de la profundidad de enterramiento (el grado de compactación de la formación aumenta); sin embargo, el tiempo de tránsito de la formación aumenta cuando contiene materia orgánica o hidrocarburos, pues el tiempo de la materia orgánica (aproximadamente 524,9  $\mu\text{s}/\text{m}$ ) o de los hidrocarburos es mayor que el de la matriz de la roca. Por lo tanto, el tiempo de tránsito correlaciona positivamente con el COT, S1 y S2, Figura 18.

**Figura 18.**

*Gráfico de relación entre el registro sísmico (AC) y COT, S1 y S2 medidos.*



*Tomado de An improved neural network for TOC, S1 and S2 estimation based on conventional well logs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 176, 664-678. Wang et al. (2019).*

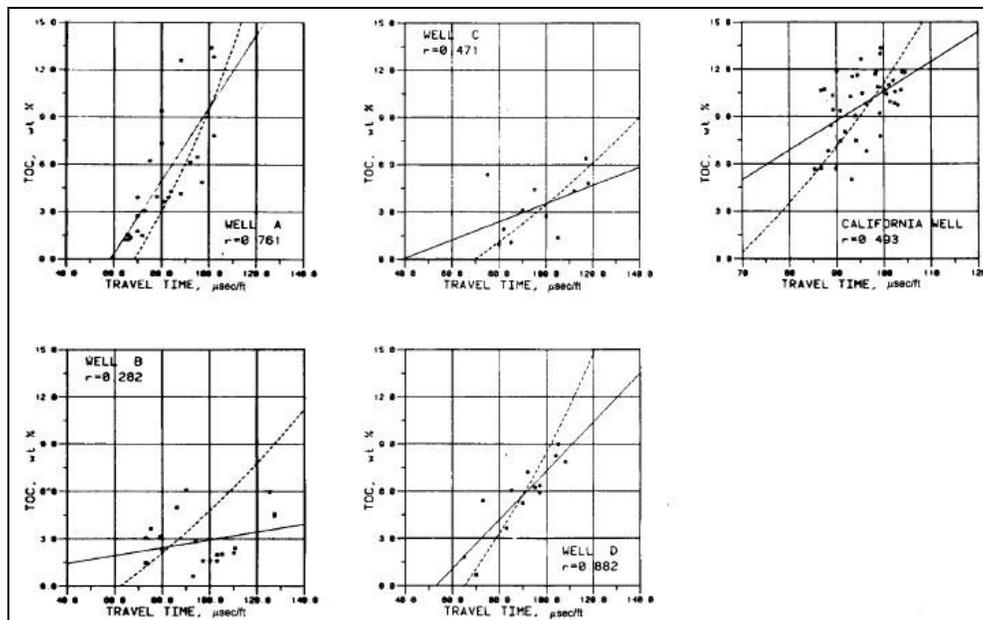
En el artículo de Sharawy y Gaafar 2012, sobre la evaluación de la Formación Duwi como roca generadora, aseguran que bajo las mismas condiciones de compactación y litología se observaron dos casos; uno, incremento en el tiempo de viaje sísmico en la roca fuente inmadura, y dos, disminución relativa en el tiempo de tránsito en la roca fuente madura. Aseguran que se debe tener precaución al usar el registro sísmico, pues es afectado, generalmente, por otros factores como

el estrés in situ y la fábrica de la roca.

El contenido orgánico total tiende a incrementar el valor aparente del tiempo de tránsito  $\Delta t$ . Fertl & Chilingar, 1988, aseguran que el kerógeno muestra un tiempo de tránsito en el rango de 150- 185  $\mu\text{sec}/\text{ft}$  (492 to 607  $\mu\text{s}/\text{m}$ ), y que el valor exacto será función de la composición y naturaleza de la materia orgánica presente en el *shale*. También hacen referencia al estudio realizado por Mendelson & Toksoz, 1985, los cuales investigaron la relación de la respuesta entre el COT y el registro acústico en el shale de Kimmeridge del Mar del Norte y el shale de Monterrey en California, donde su conclusión fue que el incremento de COT en todos los casos corresponde a valores de  $\Delta t$  más altos, Figura 19.

**Figura 19.**

Gráficos de COT vs tiempo de tránsito en el shale de Kimmeridge del Mar del Norte y el shale de Monterrey en California.



Tomado de Total organic carbon content determined from well logs. SPE formation evaluation, 3(02), 407-419. Fertl, W. H., & Chilingar, G. V. (1988).

Glorioso y Rattia, 2012, mencionan en su documento la respuesta de los distintos registros en presencia de shale gas, entre otras cosas afirman que el kerógeno y el gas tienen tiempos de tránsito acústico elevados ( $\Delta t$ ); por lo tanto, un volumen elevado de estos componentes aumenta el tiempo de tránsito compresivo ( $\Delta t_c$ ). Como resultado, el registro sínico arroja estimaciones de porosidad exageradas cuando hay gas y kerógeno, cuando no es posible contrarrestar los efectos de esos componentes.

Fue desarrollado un método por Passey et al (1990), aplicado para rocas carbonatadas y clásticas utilizando la superposición de registros de resistividad y sínico, donde introdujeron el término " $\Delta \log R$ " que se relaciona linealmente con el COT y es una función de la madurez de la roca, el cual se detalla a continuación:

#### **4.1.6.1 Método $\Delta \log R$**

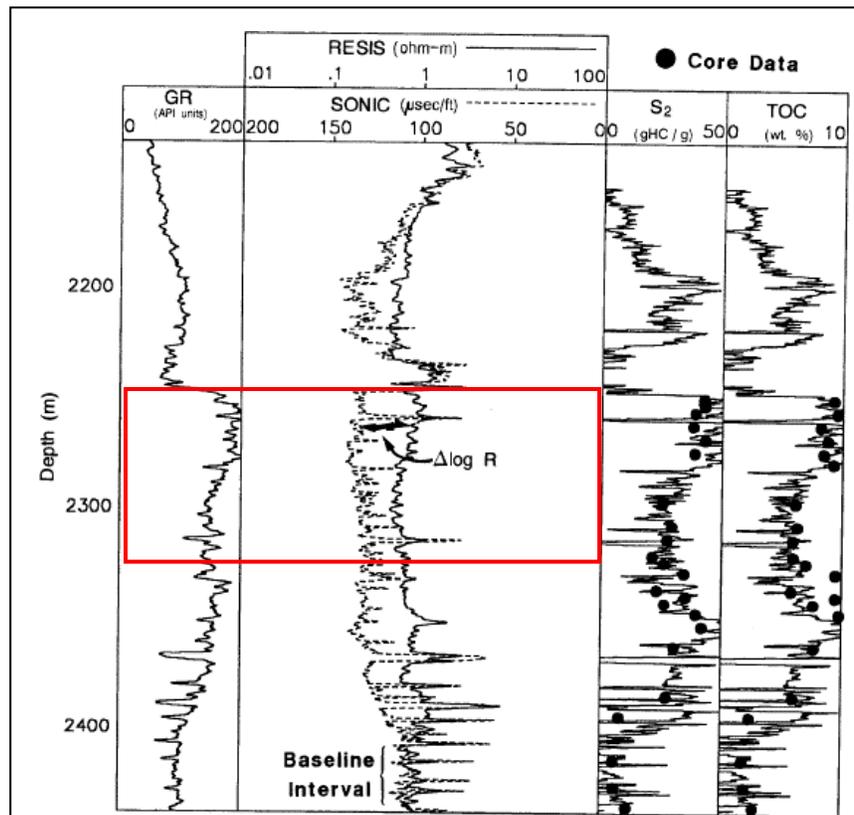
Los registros de resistividad y sínico, son usados frecuentemente para interpretar la madurez termal de la roca generadora. Passey et al. (1990) presentan en su artículo esta técnica que fue desarrollada y probada en unión Exxon/ Esso a inicios de 1979, y ha sido aplicada exitosamente en pozos a nivel mundial. Se encontró que este método se aplica adecuadamente en rocas fuente clásticas y carbonatadas y puede ser preciso al momento de calcular el COT en un amplio rango de madurez de la roca.

Propusieron una técnica basada en el registro de tiempo de tránsito sínico ( $\Delta t$ ) y la resistividad real de la formación (preferiblemente la curva de lectura profunda), para estimar

cuantitativamente el COT (wt%). El método emplea la superposición del registro de porosidad en escala aritmética y el registro de resistividad en escala logarítmica para estimar el COT en rocas ricas en materia orgánica en la que las dos curvas se separan. En la Figura 20, se observa en la segunda columna la superposición de estos registros, donde se determina el punto para aplicar el método  $\Delta \log R$ , asociado también al aumento en los valores de rayos gamma (primera columna a la izquierda, y a los datos obtenidos por pruebas de núcleos graficados en la columna 3 y 4.

**Figura 20.**

*Registro con las curvas del registro sónico- resistividad para determinar  $\Delta \log R$ .*



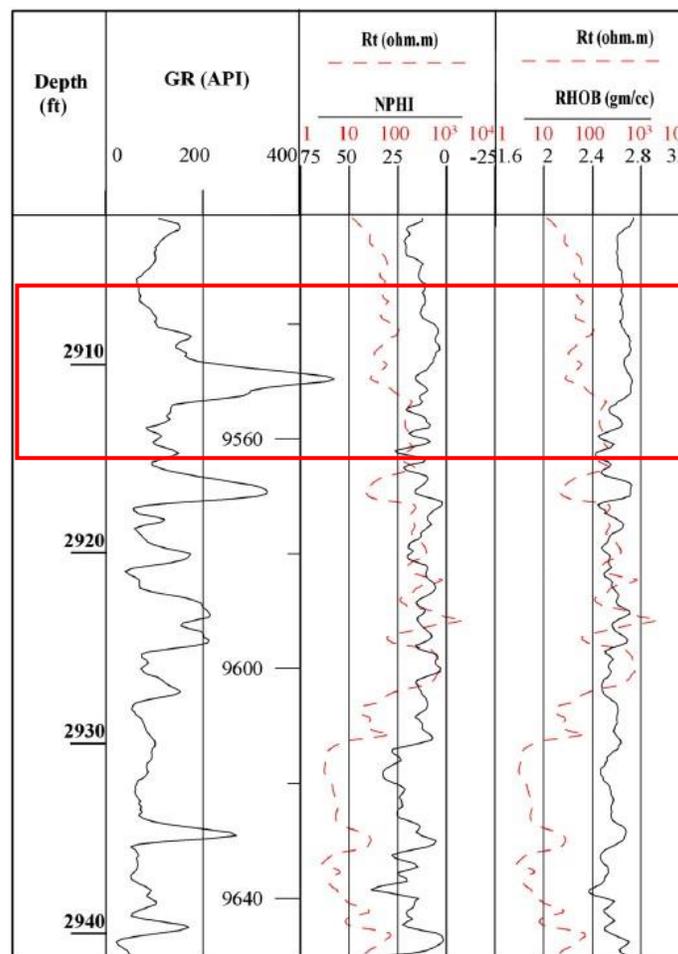
*Tomado de A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.74 No. 12 pp 1777-1791 Passey et al.1990.*

También utilizan el registro de densidad o neutrón, como se ilustra en la Figura 21, donde en las columnas 3 y 4 de izquierda a derecha, utilizan estos registros superpuestos cada uno al

registro de resistividad; sin embargo, normalmente seleccionan el registro sísmico debido a que los registros de densidad y neutrón se ven afectados negativamente por las condiciones del pozo.

**Figura 21.**

*Método  $\Delta \log R$  usando sobreposición de los registros neutrón-resistividad y densidad- resistividad en un pozo perforado en la Formación Duwi.*



*Tomado de Application of well log analysis for source rock evaluation in the Duwi Formation, Southern Gulf of Suez, Egypt. Journal of applied geophysics, 80, 129-143. El Sharawy, M. S., & Gaafar, G. R. (2012).*

Los experimentos demostraron que este método es una técnica efectiva para predecir el contenido de materia orgánica en niveles maduros de alrededor de 10.5 LOM (Nivel de metamorfismo orgánico – una medida de madurez termal).

Se escalan el tiempo de viaje sónico ( $\Delta t$ ) y la resistividad real de la formación ( $R_t$ ), de tal manera que la relación de 164  $\mu\text{s}/\text{m}$  corresponda a un ciclo de resistividad. Mediante la ecuación (7), se puede calcular la separación entre las dos curvas ( $\Delta t$  a la izquierda y  $R_t$  a la derecha) definida como " $\Delta \log R$ ".

***Ecuación 7. Ecuación para determinar  $\Delta \log R$  a partir del registro de resistividad y sónico.***

$$\Delta \log R = \log 10 \left( \frac{R}{R_{\text{lineabase}}} \right) + 0.02 * (\Delta t - \Delta t_{\text{lineabase}}) \quad (7)$$

Donde  $R$  es la resistividad (ohmm),  $\Delta t$  es el tiempo de tránsito medido ( $\mu\text{sec}/\text{pie}$ ),  $R_{\text{lineabase}}$  es el valor de resistividad correspondiente a los valores de  $\Delta t$ , cuando las curvas se superponen y se basan en la zona orgánica limpia. Luego a partir de la ecuación (8), calculan el COT:

***Ecuación 8. Ecuación para determinar COT a partir de la relación  $\Delta \log R$ .***

$$TOC = (\Delta \log R) * 10^{(2.297 - 0.1688 LOM)} + \Delta TOC \quad (8)$$

Donde LOM es el índice metamorfismo orgánico – una medida de madurez termal, y  $\Delta TOC$  es el nivel regional de COT en un reservorio de shale.

Los autores aseguran que este nivel regional de COT en un reservorio de shale no es fácil de determinar, y Passey et al. (1990) utilizaron 0.8 (wt.%) como un valor mínimo de COT en reservorios de lutita.

Alqahtani y Tutuncu, 2014, afirman que la técnica del  $\Delta \log R$  es un método empírico que

requiere una validación mediante una calibración de núcleo a registro. El COT derivado del registro tiene una correlación baja con las mediciones en los núcleos en intervalos de bajo COT. Aseguran que esta técnica necesita una línea base que es subjetiva y requiere cierto nivel de experiencia. También resaltan que sólo es aplicable en zonas con determinado LOM (Nivel de metamorfismo orgánico - una medida de madurez termal) por el laboratorio; además los minerales pesados (como la pirita) pueden afectar el cálculo o medida, requiriendo así mayor precaución al hacer la evaluación del COT. La técnica de  $\Delta \log R$  puede utilizarse para determinar si la roca con contenido de materia orgánica es madura o inmadura, pero no ayuda a determinar el nivel de madurez. El método no es aplicable en todos los niveles de madurez; por ejemplo, las rocas ricas en materia orgánica de los yacimientos de shale gas con  $LOM > 10,5$  generalmente resultan en una subestimación del COT real (Passey et al., 2010)

Para Sharawy y Gaafar 2012, este modelo es válido sólo en un rango de  $\Delta t$  de 262 a 460  $\mu s/m$ . Se puede esperar un error en el cálculo del COT, a un valor muy bajo o muy alto de  $\Delta t$ , debido a que la escala propuesta no es válida para el escenario propuesto.

Las principales conclusiones acerca del método presentadas en el artículo de Passey et al. (1990), el cual es ampliamente nombrado en la literatura son:

- Para su desarrollo se usan registros comunes y fácilmente disponibles, con los cuales se logra identificar rocas generadoras ricas en materia orgánica y así mismo calcular su contenido.
- La separación  $\Delta \log R$  mostrada en una escala adecuada para las curvas de tiempo de tránsito y resistividad se puede usar para determinar correctamente la riqueza orgánica con una

resolución vertical de 1 m.

- Los estratos delgados de rocas ricas en materia orgánica (menores a 0.5 m espesor) pueden ser detectadas usando la técnica  $\Delta \log R$ , pero es probable que los valores de COT sean menores a los medidos en *plugs*.
- Para rocas con madurez termal baja, la relación entre  $\Delta \log R$  y COT existe principalmente por el componente de la curva de porosidad de  $\Delta \log R$ . A medida que la madurez aumenta, el componente de resistividad aumenta sustancialmente.
- La relación empírica entre la separación de  $\Delta \log R$  y COT es la relación principal y la relación de  $\Delta \log R$  y el tipo de materia orgánica (S2) es secundaria.
- Se puede dar, que la separación  $\Delta \log R$  no se asocie con rocas fuente ricas en materia orgánica, pero en la mayoría de casos estos intervalos anómalos pueden ser reconocidos o descartados por características como condiciones pobres de hueco abierto, sedimentos no compactados, pobre porosidad o intervalos apretados, rocas ígneas y evaporitas.
- 

Finalmente se presenta la Tabla 1, resumiendo el comportamiento de los registros convencionales ante a la presencia de la roca generadora:

**Tabla 1.**

*Características de los registros convencionales en roca generadora.*

<b>REGISTROS CONVENCIONALES</b>		
<b>TIPO DE REGISTRO</b>	<b>CORRELACIÓN ENTRE LOS REGISTROS Y EL COT</b>	<b>ALGUNAS CONSIDERACIONES DE LOS AUTORES</b>
<b>RAYOS GAMMA</b>	Altos valores debido al alto contenido de materia orgánica	COT basado en este registro puede llevar a altos niveles de incertidumbre. Se considera mejor para rocas de origen marino con altas concentraciones de uranio.
<b>RAYOS GAMMA ESPECTRAL</b>	Altos valores de Uranio asociado al contenido de materia orgánica. Se pueden discriminar valores de Th y K, para la evaluación cualitativa de COT	Esto indica la cantidad de uranio y potasio en una roca, lo cual puede ser utilizado para otros análisis. Las relaciones empíricas entre la relación U/K y el COT se pueden predecir.
<b>RESISTIVIDAD</b>	Altos valores, asociados a la madurez termal del kerógeno y al contenido de gas	La materia orgánica, como la matriz mineral de la roca, normalmente no es conductora de la electricidad, por lo tanto, los sedimentos ricos en materia orgánica, tienen una resistividad más alta que los sedimentos pobres en materia orgánica
<b>DENSIDAD</b>	Disminución en la tendencia debido a que el contenido de materia orgánica en la matriz es menos denso que la matriz de la roca alrededor.	Registro sensible a rugosidades en el hueco. Varios autores definen que la presencia de kerógeno reduce la densidad de la roca, por lo que puede establecerse una relación entre el contenido de COT y la densidad de la roca.
<b>NEUTRÓN</b>	Aumento en su tendencia; refleja el tipo de arcilla y el contenido de materia orgánica	Alto contenido de hidrogeno puede ser interpretado como un aparente incremento en la porosidad, pues parte de su índice de hidrogeno está relacionado al COT en el volumen sólido del kerógeno (Orlandi et al 2011)
<b>SÓNICO</b>	Incremento en el tiempo de tránsito debido al contenido de materia orgánica en la matriz	El tiempo de tránsito de la formación aumenta cuando contiene materia orgánica o hidrocarburos, pues el tiempo de estos componentes es mayor que el de la matriz de la roca

---

<b>DELTA LOG R</b> <b>Passey et al 1990</b>	Tendencia de la curva afectada por material de baja densidad o baja velocidad en el kerógeno. La resistividad responde a la alta resistividad de los componentes (kerógeno o gas)	Usando registro sísmico o de densidad con la curva de resistividad (profunda preferiblemente), ambas curvas responden a variaciones en la porosidad de la formación
--	---	---

#### **4.2 Registros Eléctricos Especiales**

Mediante la implementación de estos registros, varios autores pretenden complementar la información obtenida a partir de registros convencionales y ampliar el espectro de la caracterización de la roca generadora. Estos permiten determinar el tipo de roca y sus respectivas propiedades mecánicas, las cuales influyen en el fracturamiento, anisotropía, dirección de los esfuerzos y permeabilidad de la formación de interés. Los registros convencionales son usados para evaluar la formación en cuanto a litología, porosidad, saturación de agua y evaluación de contenido orgánico, como ha sido resaltado anteriormente; los resultados de estos se integran a registros más avanzados para reducir la incertidumbre en cuanto a la evaluación de la roca.

Se exponen 3 tipos de registros especiales, como son el registro de espectroscopia elemental, que ayuda a caracterizar a nivel mineral la formación, lo cual es importante para la evaluación petrofísica y modelamiento físico de la roca, sumado a esto, brinda medidas de COT, que como se ha venido exponiendo, es una característica fundamental para entender la madurez de la roca y determinar el potencial de flujo real en formaciones apretadas. El siguiente registro es el de imagen dada por la herramienta de imágenes microresistivas, el cual brinda detalles para evaluar el fracturamiento de la roca en profundidad, que en ocasiones es la única fuente de permeabilidad en formaciones apretadas o yacimientos no convencionales. Y, por último, el registro de resonancia magnética nuclear (RMN), el cual se considera esencial para determinar la porosidad total, y para identificar la presencia de materia orgánica e hidrocarburos en la formación de interés.

La combinación del registro de espectroscopia y resonancia magnética nuclear (RMN), es

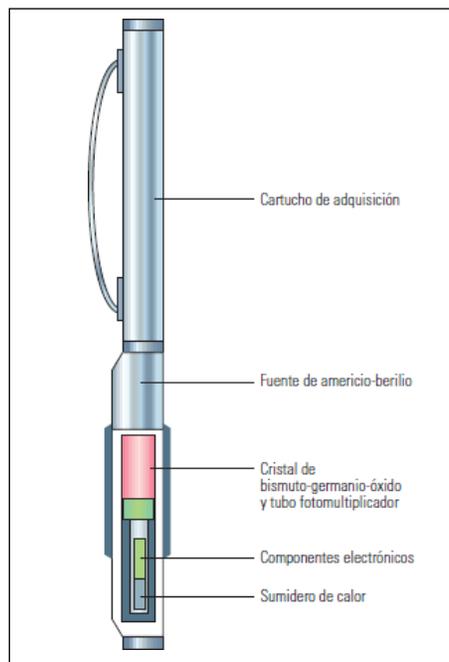
un método efectivo para determinar la saturación de agua y el contenido de materia orgánica (COT), con lo cual se logran identificar “puntos dulces” en el yacimiento de interés. Por otro lado, el registro de imágenes, ayuda a determinar las barreras de esfuerzos en el yacimiento, lo cual es útil para la caracterización del mismo, en cuanto a temas de diseño de un posible fracturamiento hidráulico, y también para el completamiento de pozos en determinados yacimientos. A continuación, se amplía la información:

#### **4.2.1 Registros de Espectroscopia Elemental**

Este registro permite la estimación de la composición de la roca, cantidad de carbono total en el sistema, y por ende la cantidad de materia orgánica en la formación de interés. Este conocimiento mineralógico de la roca de estudio favorece al modelamiento físico de la roca y su evaluación petrofísica. Estos registros geoquímicos permiten diferenciar tipos de arcillas y sus respectivos volúmenes, lo cual es vital para el cálculo de productividad y para la determinación del fluido a utilizar durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico posteriores.

Boyer et al. 2007, resaltan la implementación de la sonda de Espectroscopia de Captura elemental ECS, como ilustra la Figura 22, la cual permite calcular saturaciones de gas y caracterizar la litología. Esta utiliza el método de espectroscopia de rayos gamma de captura, inducidos por neutrones, para medir las concentraciones elementales de silicio, calcio, azufre, hierro, titanio, cloro, bario e hidrógeno.

**Figura 22.**  
*Herramienta de Espectroscopia elemental ECS y sus componentes.*

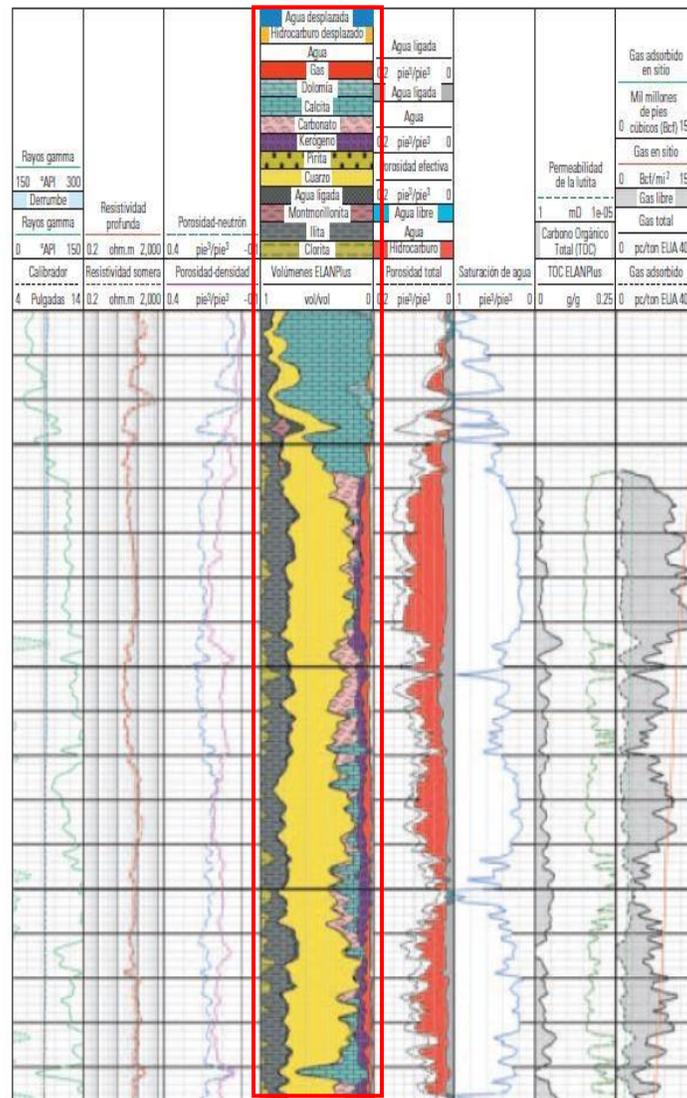


*Tomado de Producción de gas desde su origen. Oilfield Review, 18, 36-49. Boyer, C., Kieschnick, J., Suárez-Rivera, R., Lewis, R. E., & Waters, G. (2007).*

El resultado según Boyer et al. 2007, es un registro que enseña las fracciones precisas de componentes tales como arcilla, cuarzo-feldespato-mica, carbonatos, y pirita o anhidrita en la formación de estudio. Cabe anotar que los elementos utilizados en el procesamiento no están presentes en el kerógeno, por lo tanto, la litología es precisa pero no incluye la materia orgánica. Nombran la herramienta Platform Express, donde el kerógeno si afecta los registros medidos, y la combinación de los datos de esta y la herramienta ECS limita los errores litológicos y permitirá la cuantificación de kerógeno y la porosidad a través de las diferencias en sus mediciones. La implementación de estas dos herramientas permite cuantificar el gas in situ y determinar las zonas de interés en base a la mineralogía y permeabilidad de la formación. También usan esta curva mineralógica para identificar la presencia de cuarzo, calcita o dolomita en el shale los

cuales aumentan la fragilidad de la roca, como señala la Figura 23 resaltando el resultado final del registro en el recuadro rojo. Esta condición de fragilidad es favorable para la etapa de fracturamiento en los puntos elegidos en pozos horizontales.

**Figura 23.**  
*Integración de registros con tecnología de Espectroscopia elemental ECS y Platform Express, Carril 4.*



*Tomado de Producción de gas desde su origen. Oilfield Review, 18, 36-49. Boyer, C., Kieschnick, J., Suárez-Rivera, R., Lewis, R. E., & Waters, G. (2007).*

En el estudio de la cuenca Jafurah realizado por Al-Sulami et al 2017, nombran las herramientas geoquímicas que usan el espectro de rayos gamma adquirido de la interacción elástica e inelástica con la formación, que permitieron determinar las concentraciones elementales y luego convertirlas en minerales en peso seco. Resaltan que esta tecnología tiene la capacidad de medir el carbono total presente en la formación a partir del espectro inelástico de rayos gamma, donde el COT se calcula eliminando el carbono inorgánico presente en la matriz. Los datos del COT obtenidos a partir de la medición directa en el laboratorio en núcleos y recortes se utilizaron para calibrar el COT calculado a partir de los registros, usando la ecuación de Schmoker modificada.

Zheng et al 2021, aseguran que esta herramienta puede utilizarse para identificar la mineralogía compleja mediante la medición de los elementos más comunes en la corteza terrestre y luego estimar volumétricamente los minerales presentes; para validar estos datos se pueden usar los resultados de las pruebas de DRX de los núcleos, lo cual complementa la interpretación de la mineralogía geoquímica del área, por lo cual aseguran, que en futuros pozos de la región de estudio, no será necesario extraer núcleos, a menos que se observe una variación significativa de la litología, lo que permitirá ahorrar costos de desarrollo y reducir potencialmente el tiempo de perforación y finalización del pozo.

Cabe resaltar la importancia de este registro en la caracterización de este tipo de yacimientos, pues a través de este se logra determinar el contenido mineral, el cual es considerado un parámetro importante al momento de determinar la fragilidad de la roca. A continuación, se

realiza una reseña de este parámetro de caracterización a través del registro mineralógico:

#### **4.2.2 Índice de Fragilidad (IF).**

Las formaciones de shale ricas en materia orgánica, consideradas como rocas generadoras, tienen valores de porosidad y permeabilidad muy bajos, por lo que proponen utilizar una técnica como el fracturamiento hidráulico que mejore la permeabilidad, hasta el punto que sea adecuada para extraer una cantidad de hidrocarburo que sea económicamente viable. La fragilidad de las rocas y el carbono orgánico total (COT) son dos parámetros esenciales y necesarios para evaluar los yacimientos no convencionales. La fragilidad es una propiedad física de la roca que se utiliza para guiar los diseños de completamiento y fracturación hidráulica de los pozos. Es importante destacar que el objetivo principal del diseño de la fracturación no es sólo la exploración de las capas potenciales, sino también identificar las barreras de fracturación.

Según Fernández et al 2015, un índice de fragilidad mayor o igual a 40% representa una formación prospectiva para fracturamiento hidráulico, de otro lado valores menores a 40% pueden considerarse aceptables en intervalos de interés, teniendo en cuenta el fluido adecuado para aplicar esta técnica.

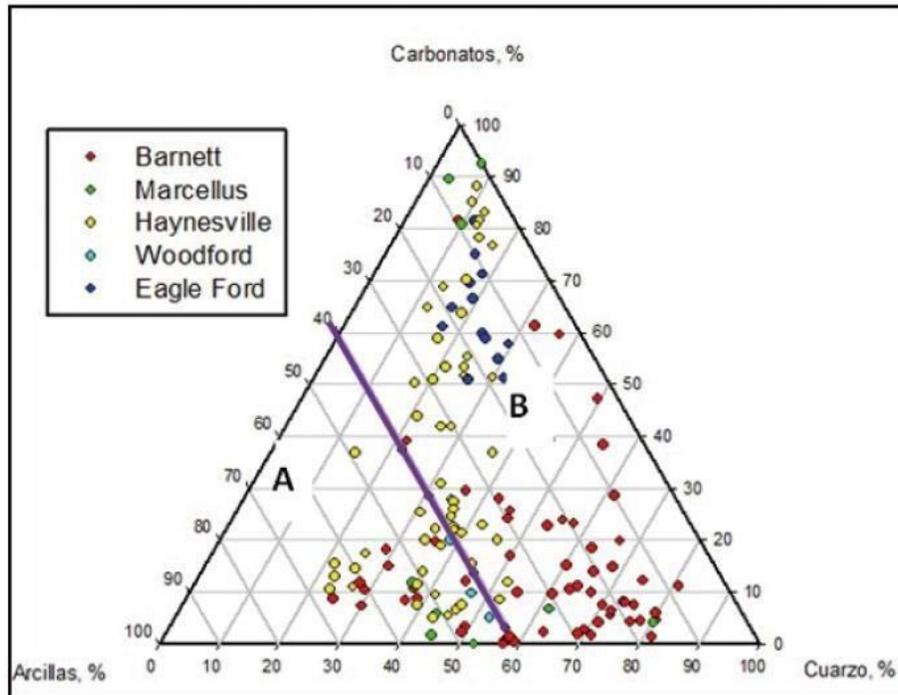
De otro lado, Zhang et al 2016, afirman que el comportamiento dúctil y frágil de las rocas se relaciona ampliamente con la composición mineral; se asume generalmente que las rocas frágiles están compuestas en un alto porcentaje por materiales frágiles, mientras que los materiales dúctiles decrecen la fragilidad de la roca, como es el caso de los minerales arcillosos

que van a tener un comportamiento dúctil, es decir que las formaciones con un alto contenido de estos presentan este comportamiento.

Varios autores proponen o determinan que un contenido de arcilla menor a 30% es favorable para considerar un intervalo de evaluación en cuanto a fragilidad de la roca; según Fernández et al 2015, la descripción mineralógica hace parte de la caracterización mecánica de yacimientos no convencionales, donde la cuantificación del contenido de arcillas se toma como la fracción dúctil y el contenido de cuarzo y carbonatos como la fracción frágil de la roca. Estos autores proponen que una formación de shale gas prospectiva para una técnica de fracturamiento debe contener menos de un 40% en peso de minerales arcillosos, pues estos afectan negativamente la fragilidad, como se presenta en la Figura 24, donde clasifican algunas de las formaciones de shale de Estados Unidos a partir de la mineralogía y si se ubican en un comportamiento dúctil (A) o frágil (B) a partir de este. La composición mineral de las rocas puede ser determinada por medio de herramientas de registro como ECS (espectroscopia elemental), y GEM (mineralogía elemental gamma), o por análisis de laboratorio como XRD.

**Figura 24.**

*Composición mineralógica de yacimientos en roca generadora en Estados Unidos.*



*Tomado de Análisis de la fragilidad para identificar sweet spots en formaciones de shale gas. Fernandez, L., Quintero, Y., & Carrillo, Z. H. C. (2015).*

La fragilidad, según Zhang et al 2016, es un término utilizado comúnmente para caracterizar los posibles rasgos de falla en las rocas, cuantificadas por el IF (Índice de fragilidad), expresado en porcentaje. Recomiendan que la aplicabilidad de cada IF, debe ser entendida para permitir la selección del método tomando en cuenta diferentes factores como la composición mineral, la tensión in situ y los parámetros de resistencia.

Ye. et al 2022 afirman que existen en la literatura más de 20 expresiones diferentes para calcular el índice de fragilidad categorizadas en 3 grupos generales: Uno correspondiente a los

componentes minerales de la roca, el segundo obtenido de datos del módulo de Young y la relación de Poisson, y tercero por medio de curvas de esfuerzo - deformación obtenidas de pruebas mecánicas; y Zhang, et al 2016, nombran varios autores que desde diferentes enfoques, o diferentes características del comportamiento frágil de la roca, plantean diferentes métodos para calcular este índice, como: curva de tensión-deformación; resistencia a la compresión inconfiada y resistencia a la tracción (método brasileño); pruebas de penetración, dureza e impacto; composición mineral, porosidad y tamaño de grano; y método geofísico.

Uno de los métodos que resaltan Zhang et al 2016 en su artículo, es el de Jin et al 2014, los cuales plantearon la correlación entre la mineralogía y la porosidad neutrón, que según ellos puede servir como valor de referencia de la fragilidad, utilizando los datos de los yacimientos en roca generadora de Barnett, Woodford y Eagle Ford Shale. Afirman que los autores recomiendan tener en consideración todos los parámetros, no solo el componente mineralógico para predecir la fragilidad de la roca pues este parámetro por sí solo no sería preciso.

Jin et al 2014, aseguran que la fragilidad se ha utilizado como uno de los factores más importantes para la caracterización de los yacimientos de shale no convencionales, o yacimientos a partir de roca generadora. El grado de fragilidad de los yacimientos de shale se determina por varios factores, uno de esos en función de su composición mineralógica, que puede obtenerse a partir de herramientas de registro mineralógico como ECS, FLeX, GEM, Litho Scanner o por pruebas de laboratorio a partir de XRD.

También resaltan que el fracturamiento hidráulico ha jugado un rol importante en la comercialización de los reservorios no convencionales, pero la experiencia de campo sugiere que no todos los plays ricos en materia orgánica son buenos candidatos para esta técnica. Es por esto que en años recientes la fragilidad de la roca ha sido incluida como un parámetro esencial en modelamiento petrofísico de rocas generadora o yacimientos en shale. Aseguran que las formaciones con mayor fragilidad exhiben características mineralógicas como un contenido importante de cuarzo y carbonato, estos dos son minerales frágiles, lo cual hace que la formación sea propensa a la fragilidad. Por el lado de la porosidad, afirman que el ángulo de fricción interna puede correlacionarse con la fragilidad; una baja porosidad corresponde a un alto ángulo de fricción interna, y por tanto a una alta fragilidad, resultando a mayor porosidad menor fragilidad. Resaltan que el registro mineralógico es uno de los servicios de registro más caros, y no está disponible para todos los pozos, y tampoco se suele disponer de un conjunto completo de datos de registro sísmico de onda compresional y de cizalla, por lo tanto, aconsejan construir correlaciones entre la fragilidad mineralógica y otros parámetros menos costosos y de mayor disponibilidad. En su artículo plantean el desarrollo de correlaciones entre la fragilidad mineralógica con el registro de porosidad neutrón y sísmico de onda compresional para tres yacimientos en roca generadora (Woodford, Barnett, Eagle Ford Shale), así como la manera de predecir la fragilidad de los shale en pozos sin registro mineralógico y sin registro sísmico por onda de cizalla. Finalmente concluyen que la fragilidad mineralógica puede ser linealmente correlacionada con la porosidad neutrón y con el registro sísmico compresional para los tres yacimientos de estudio, por lo cual estas correlaciones permiten reducir la cantidad de pruebas de laboratorio, y desarrollar correlaciones con las bases de datos disponibles en campo.

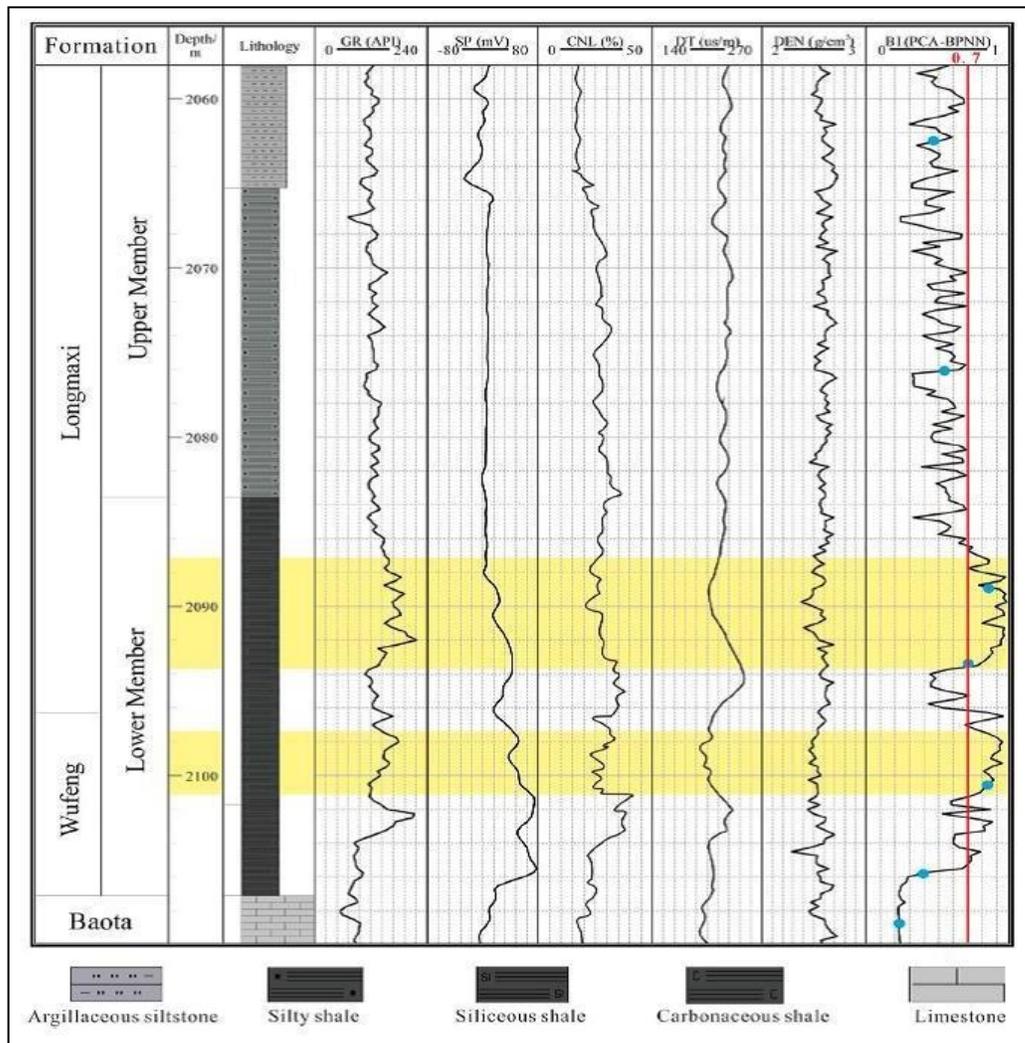
Ye. et al 2022 consideran que los shale con alta fragilidad benefician la estimulación por fracturamiento mediante aspectos como que este tipo de roca es más propensa a formar y preservar fracturas naturales, se inician y se propagan fracturas artificiales más fácilmente, y los tiempos de “curación” de las fracturas inducidas son más largos en este tipo de roca.

En su estudio afirman que los shale carbonosos y silíceos suelen presentar valores de IF relativamente más altos que otras rocas, y este tipo de yacimientos de gas shale se caracterizan por un alto contenido de COT, que está sujeto de forma dominante a las facies sedimentarias de la zona. Estos autores plantean un nuevo modelo para calcular el índice de fragilidad a partir de registros de pozo convencionales con la conjugación de dos términos, uno el análisis de componentes principales (PCA) y dos, una red neuronal de retropropagación (BPNN) (es un enfoque desde la inteligencia artificial). Nombran a varios autores de estudios de la fragilidad de la roca a partir de registros, entre ellos Jing et al 2014 los cuales proponen la relación entre el registro sísmico de onda compresional correlacionado con la porosidad de la roca, la cual se relaciona negativamente con la fragilidad y Lai et al 2015 los cuales calculan el índice de fragilidad a partir de la relación del registro gama ray con el índice de absorción fotoeléctrica (GR/Pe); sin embargo aseguran que estos métodos ampliamente utilizados tienen varias deficiencias en su aplicación, como por ejemplo que el cálculo de la fragilidad estimada sobre la base de sólo uno o dos tipos de registro, no muestra de forma rigurosa las características de fragilidad de la roca y también resaltan que la precisión de los valores de fragilidad obtenidos mediante cálculos de análisis estadístico debe mejorarse, ya que estas relaciones empíricas

pueden dar lugar a grandes diferencias entre los resultados de las predicciones basadas en los registros y los valores reales. Finalmente concluyen que el método por ellos propuesto fue aplicado con éxito en la zona de estudio, resultados que fueron comparados con datos de núcleos disponibles para probar la eficacia del método propuesto, de esta manera señalaron las zonas de interés para fracturamiento de acuerdo al índice de fragilidad calculado, como se observa en la Figura 25, sombreado en amarillo; concluyen también que mediante análisis de regresión lineal los registros de sónico y porosidad neutrón se correlacionan negativamente con los datos de laboratorio y positivamente con los registros gama ray, densidad y potencial espontáneo.

**Figura 25.**

*Índice de fragilidad calculado a partir de cinco tipos de registros de pozo.*



Tomado de A new method to predict brittleness index for shale gas reservoirs: Insights from well logging data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109431. Ye, Y., Tang, S., Xi, Z., Jiang, D., & Duan, Y. (2022).

Zhang et al 2016, finalmente afirman que la exploración de los yacimientos de shale dependen en gran medida de las características de estos, en las que el IF desempeña un papel importante; recomiendan una combinación de métodos geofísicos (como los datos de registros de pozo) con pruebas de laboratorio para cuantificar el IF en la evaluación de este tipo de yacimientos.

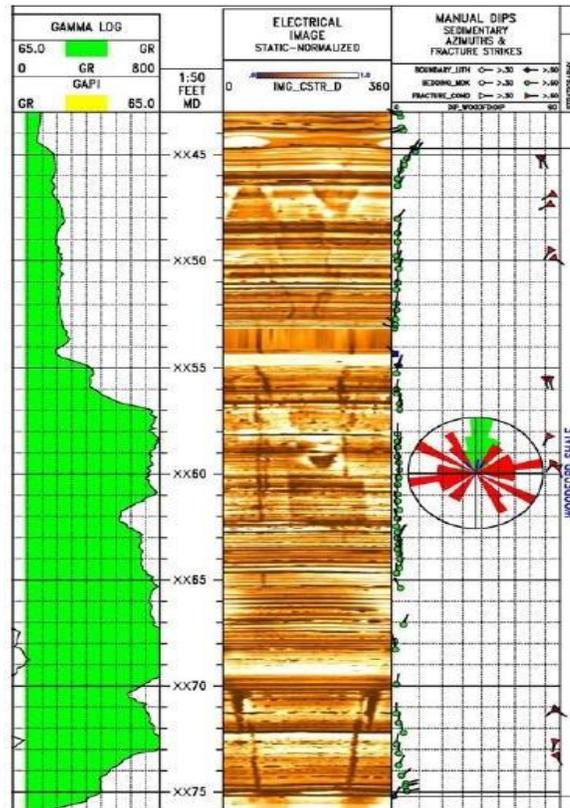
#### 4.2.3 Registro de Imágenes

Este registro provee información sobre las propiedades geomecánicas de la zona de estudio, lo cual permite la selección de los mejores intervalos para obtener medidas de esfuerzos en microfracturas, así como el propio modelo de fracturamiento del yacimiento.

Quinn et al. 2008, resaltan la implementación del registro de imágenes para pozos horizontales por medio del método LWD (*logging while drilling*), como señala la Figura 26, donde se obtiene el registro de rayos gamma (sombreado en verde) y al mismo tiempo el registro de imágenes de la zona de estudio, señalando en la tercera columna la disposición y dirección de las fracturas presentes. Afirman que en la medida que se fueron presentando nuevos desafíos en cuanto a la perforación y al conocimiento de las formaciones perforadas, se añadió una nueva herramienta al ensamblaje de fondo que fue el registro eléctrico de imágenes en alta resolución, lo que llevo a observar que la información derivada de estas imágenes incluía la detección de fracturas naturales o inducidas, la densidad y orientación de las fracturas, cuáles de estas estaban potencialmente abiertas y el esfuerzo alrededor de la cara del pozo.

**Figura 26.**

*Registro de imágenes obtenido por LWD en un pozo vertical en el Woodford Shale.*



*Tomado de Formation evaluation logging while drilling (LWD) in unconventional reservoirs for production optimization. In SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting. OnePetro. Quinn, T. H., Dwyer, J. P., Wolfe, C. A., Morris, S. A., & Coope, D. F. (2008, October).*

Debido a la falta de permeabilidad en las formaciones que actúan como rocas generadoras, es decir lutita o rocas carbonatadas, la extracción de los hidrocarburos por lo general requiere estimulación mediante fracturamiento hidráulico para alcanzar una productividad que sea económicamente viable. Es por esto que para optimizar estos procedimientos, recomiendan utilizar un análisis geomecánico de la roca ( propiedades mecánicas, presión de poro, esfuerzos in situ) que lleva a escoger óptimas condiciones o procedimientos para desarrollar un pozo, es decir, una selección correcta del diseño de perforación con respecto a las fracturas naturales, orientación de

las fallas y esfuerzos in situ de la formación que será perforada; esto conectado a un registro de imágenes en alta resolución que permitirá caracterizar la formación, en este caso hablando de rocas generadoras prospectivas económicamente, referente a la extensión de las fracturas (naturales o inducidas) en el pozo.

#### **4.2.4 Resonancia Magnética Nuclear (RMN)**

Las herramientas de resonancia magnética resultan en una estimación precisa de la porosidad total. También ha sido utilizada para identificar y diferenciar la materia orgánica y la presencia de hidrocarburos en la formación de interés.

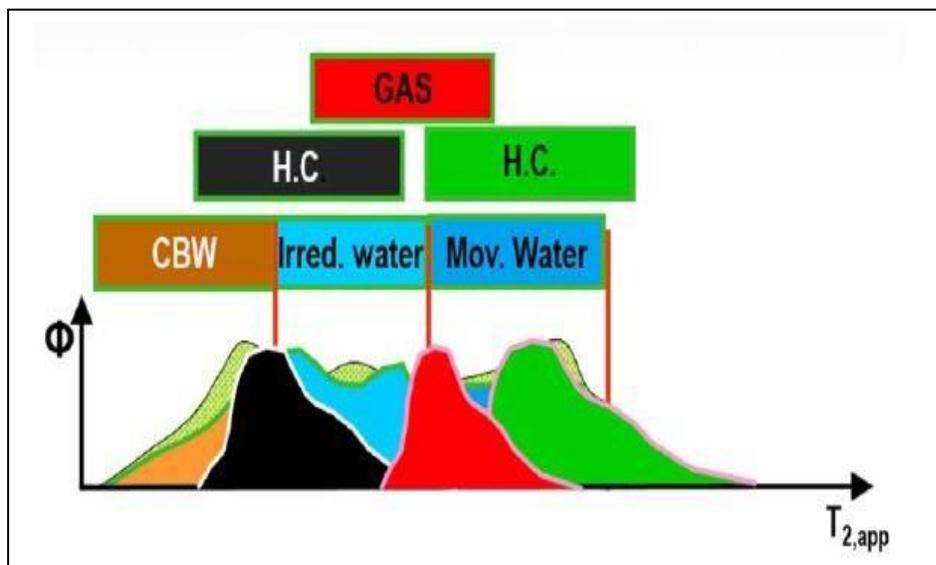
Al-Sulami et al 2017, aseguran que la tecnología de RMN trabaja efectivamente en determinar la porosidad total, la distribución del sistema poral y estima la saturación de agua en la formación. La porosidad por RMN se ha utilizado para limitar el modelo de porosidad a partir de registros convencionales de porosidad, determinar la cantidad de materia orgánica y ajustar diferentes parámetros utilizados en la construcción del modelo petrofísico.

En el estudio de Kang et al 2019, el objetivo era determinar qué fracción del contenido orgánico se localizaba en la matriz y qué fracción en los poros. Se apoyaron en los resultados obtenidos de espectroscopia y RMN, donde efectivamente, realizaron la separación de la materia orgánica de la matriz de la de los hidrocarburos. En este estudio resaltan el papel del registro de RMN, pues ha demostrado ser valioso para la identificación de la porosidad, el COT y los hidrocarburos para la caracterización de yacimientos de formaciones ricas en materia orgánica, o rocas generadoras. En base a la interpretación del registro destacan dos características importantes

de este tipo de formaciones, que difieren de las rocas reservorio convencionales. Uno, es que el tamaño típico de los poros en las formaciones ricas en materia orgánica es de varios órdenes de magnitud más pequeños que los de las areniscas o carbonatos típicos, hasta el rango de los nm. La segunda es la existencia de poros orgánicos (poros dentro del kerógeno, así como los poros intercrystalinos). En la Figura 27, se ilustra el modelo propuesto, un modelo complejo de porosidad por resonancia magnética en presencia de hidrocarburos pesados o materia orgánica.

**Figura 27.**

*Modelo propuesto de porosidad en presencia de hidrocarburos pesados o materia orgánica*



*Tomado de Data Integration and Reservoir Characterization for Organic Rich Unconventional Plays-A Case Study from UAE. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro. Kang, J., Eriavbe, F., Girinathan, S., Mohamed, A., Doucette, N., Almehsin, K., ... & Uलयuz, S. (2019, November)*

También Kang et al 2019, aseguran que el principal reto al correr la RMN es la rápida relajación de la señal rápida debido a la naturaleza de los poros, con respecto a la conectividad y las formas, así como al tamaño pequeño de los mismos. Es por esto, que para una zona rica en materia orgánica o con contenido de petróleo pesado, la RMN muestra un déficit de porosidad en comparación con la densidad de neutrones convencional.

Quinn et al. 2008, sugieren incluir dentro de las herramientas de registros LWD, la resonancia magnética pues añade más características a la evaluación del gas shale. Con información disponible en tiempo real, se podría comparar la porosidad del registro densidad con la porosidad de la RM, para una estimación inicial del COT. También tiene el potencial de identificar diferentes tipos de shale con respecto a su fracción porosa, permitiendo la determinación directa del shale de interés, o empalmar esta información con observaciones empíricas para identificar zonas prospecto.

A continuación, se presenta la Tabla 2, resumiendo las consideraciones de los registros especiales para la evaluación de la roca generadora:

**Tabla 2.**  
*Características de los registros especiales en roca generadora.*

**REGISTROS ESPECIALES**

<b>TIPO DE REGISTRO</b>	<b>CONSIDERACIONES</b>
<b>RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR</b>	<p>Determina la porosidad total, la distribución del sistema poral y estima la saturación de agua en la formación, también para limitar el modelo de porosidad a partir de registros convencionales de porosidad, y determinar la cantidad de materia orgánica</p> <p>La combinación del registro de espectroscopia y resonancia magnética nuclear (RMN), es un método efectivo para determinar la saturación de agua y el contenido de materia orgánica (COT), con lo cual se logran identificar “<i>sweet spots</i>” en el yacimiento de interés</p>
<b>ESPECTROSCOPIA ELEMENTAL</b>	<p>Estimación de la composición de la roca, cantidad de carbono total en el sistema, y por ende la cantidad de materia orgánica en la formación de interés. Permite conocer a nivel mineralógico la roca lo cual favorece al modelamiento físico y su evaluación petrofísica. Determina fracciones de arcilla, cuarzo-feldespatomica, carbonatos, y pirita o anhidrita en la formación.</p>
<b>IMÁGENES</b>	<p>Información sobre las propiedades geomecánicas de roca. Permite la selección de intervalos apropiados para determinar esfuerzos en la zona, complementar el modelo de fracturamiento del yacimiento, detectar fracturas naturales o inducidas, y la densidad y orientación de las fracturas.</p>

## **5. Casos de estudio a nivel mundial.**

En este capítulo se compilan algunos de los estudios más nombrados en la literatura para analizar rocas generadoras a nivel mundial, generar la evaluación y sus modelos petrofísicos; cabe resaltar nuevamente que la caracterización de este tipo de roca es compleja, pues se deben tener en cuenta múltiples factores para su análisis global.

A continuación, se presentan *grosso modo*, algunas de las caracterizaciones logradas por varios autores para dos de los principales yacimientos a partir de roca generadora a nivel mundial. Se presentan algunas de las conclusiones enfocadas al uso de registros en el análisis de estos yacimientos.

### **5.1 Formación Vaca Muerta**

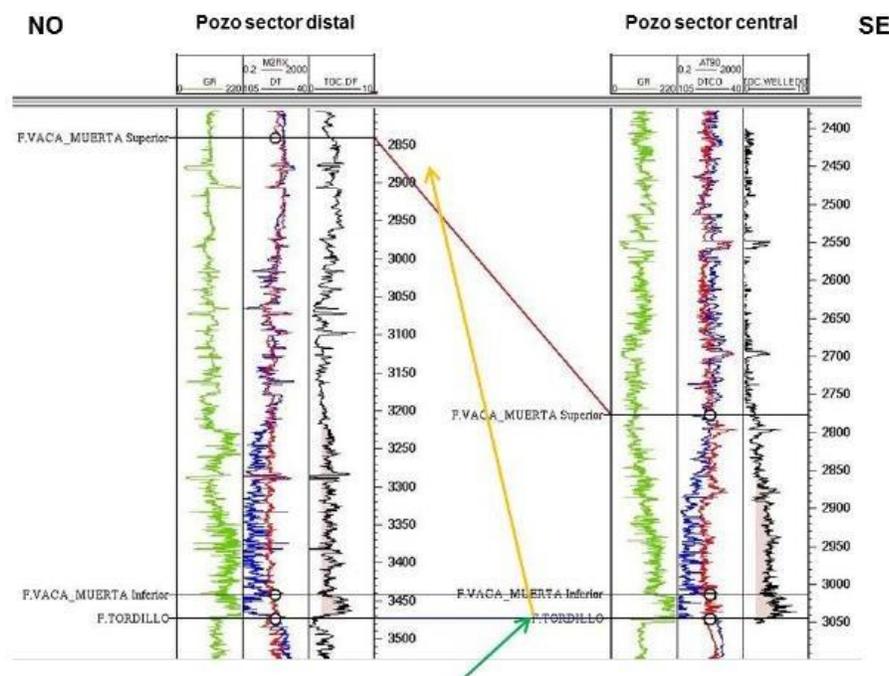
Esta formación es la principal roca generadora de la Cuenca Neuquina, y en los últimos años gracias a su potencial se ha transformado y ampliado su conocimiento, siendo este catalogado como el principal reservorio no convencional en Argentina.

Según la literatura la Formación Vaca Muerta, está dividida en dos secciones principales; la primera una sección basal, correspondiente a un evento transgresivo principal para este periodo; se caracteriza por altos valores de rayos gamma (GR) y alto contenido orgánico total (%COT), lo cual lo relacionan a pelitas ricas en uranio y materia orgánica. La segunda sección o sección superior, según Askenazi et al 2013, como ilustra la Figura 28, corresponde a intervalos sedimentarios de secuencias que se suceden cíclicamente progradando sobre la inundación

Titoniana conformando un arreglo litológico de aparente continuidad lateral; los valores de GR y el % de COT son menores en comparación con la sección inferior y van disminuyendo hacia el tope de la unidad, indicando un mayor aporte del continente.

**Figura 28.**

*Perfiles de registros eléctricos en dos zonas de la cuenca, referidos a la Formación Vaca Muerta.*



*Tomado de Analogía entre la Formación Vaca Muerta y shale gas/oil plays de EEUU. Society of Petroleum Engineers (SPE). Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., Montenegro, S., & Moreno, M. (2013).*

Mediante registros eléctricos tales como, registro de densidad, sónico, rayos gamma y método de Passey, realizan correlaciones entre diferentes pozos, donde han dividido la formación en dos zonas principales, superior y basal, marcado por un rasgo marcado mediante el comportamiento del registro de rayos gamma, donde quedan delimitados por la presencia de una importante deflexión del registro; así como subdivisiones más puntuales correlacionables con datos sísmicos, para fines más específicos dentro de la exploración y estudio de la formación.

En el estudio de Sieben, G. (2017, en lo referente al uso de registros eléctricos, caracteriza geológicamente la cuenca Neuquina, hacia la zona centro de esta, y en especial la Formación Vaca Muerta, roca generadora y play de la cuenca; allí expone el uso del registro gamma ray, registro de resistividad y la aplicación del método de Passey et al (1990) (mediante registros sínico y resistivo) para determinar el contenido orgánico en la formación. Para este último en cada pozo obtuvieron distintos intervalos de riqueza orgánica ( $COT > 3\%$ ), y cada intervalo con esta riqueza orgánica fue correlacionado a un valor de rayos gamma promedio, en el cual el ciclo transgresivo coincidía en profundidad, concluyendo que cada intervalo de los pozos de estudio tenía un valor de rayos gamma asociado, con lo cual se logró la correlación.

También a través del análisis de los registros de pozo (rayos gamma, sínico, densidad, cálculo de COT), obtenidos para la secuencia de la zona, reconoce ciclos transgresivos-regresivos en los pozos de estudio, donde para el grupo transgresivo se asoció a un enriquecimiento de materia orgánica ( $COT > 3\%$ ) y con respuesta en los registros eléctricos a valores altos de GR y bajo Z (calculado por medio de registro de densidad y sínico); y los intervalos regresivos a un empobrecimiento de materia orgánica, asociado con respuestas medias a bajas de GR y media a alta de Z.

Por otra parte, expone el cálculo de volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ), para realizar la comparación con los datos obtenidos mediante muestras de DRX, y recalca la importancia de este pues aporta información sobre el comportamiento mecánico de la roca en base a su mineralogía. En cuanto a litofacies, realiza una separación entre microfacies carbonosas y no carbonosas, utilizando datos

de composición mineralógica (DRX), y % de COT obtenido por el método Passey et al. (1990) y la respuesta de los perfiles de rayos gamma y de uranio.

Otro enfoque interesante es el de Fragomeno, et al 2018 en su estudio de posgrado, donde realizan una caracterización de la formación desde varios enfoques, uno de ellos a partir de registros eléctricos; realizan un análisis de las variaciones verticales de COT y las comparan con los diferentes registros de los pozos de estudio, utilizan registros convencionales como sísmico, densidad, neutrón, rayos gamma espectral, uranio, rayos gama, y realizan un comparativo de cada registro con el contenido orgánico total. De esta manera logran resaltar varias zonas de interés o especiales, determinadas por medio de registros eléctricos y obtienen ciertas conclusiones.

En el caso del perfil de resistividad y rayos gamma, registran valores máximos hasta cierto límite (niveles inferiores), mientras que luego disminuyen; afirman que esos puntos son más claros en las medidas radioactivas que en las resistivas. En base a regresiones entre el COT de *cuttings* y los registros, determinaron que los perfiles sísmicos y densidad son los que mejor representan las variaciones verticales de riqueza orgánica. Aplican el método de Passey, donde observaron mayores valores de COT en un intervalo puntual, identificado como la superficie de máxima inundación. Y por último analizan la composición mineralógica (Arcilla-Cuarzo-Carbonatos), donde es visible un equilibrio entre los tres componentes dando características favorables para la explotación de la formación como recurso no convencional.

## 5.2 Formación Eagle Ford Shale

Esta formación es uno de los yacimientos a partir de roca generadora más activos e importantes de Estados Unidos; es una formación del Cretácico superior y su litología es una mezcla de intervalos siliciclásticos y carbonatados con dos unidades depositacionales principales. Ha sido productivo comercialmente desde el 2009, para gas, gas condensado y aceite.

Mullen, J. 2010, realiza un análisis para las diferentes ventanas de generación de esta formación, es decir, analiza los registros y su comportamiento para diferentes pozos donde la formación produce gas, gas condensado y aceite, utiliza registros especiales y convencionales para lograr el análisis. Mediante este, logra concluir que la formación varía de un sector a otro en características como espesor, mineralogía, así como a las ya nombradas fases de generación de hidrocarburos; resalta que utilizar este análisis de registros permite desarrollar una producción sostenible y disminuir la curva de aprendizaje en cuanto a la puesta en producción y conocimiento de este *play*.

Integró datos de RMN, registro geoquímico, registro sísmico, imágenes, análisis de núcleos, entre otros, con lo cual construye el modelo en profundidad para el área de estudio; técnica que recomienda para realizar diseños de completamiento, toma de decisiones, así como interpretación geológica y estratigráfica. Finalmente determinó zonas ricas en materia orgánica, zonas frágiles y permeables, clasificación de las arcillas, evaluación volumétrica, determinación de porosidad y fluido libre por RMN y un indicador cualitativo de la permeabilidad

Alqahtani y Tutuncu, 2014, presentan en su artículo varios métodos de cuantificación del

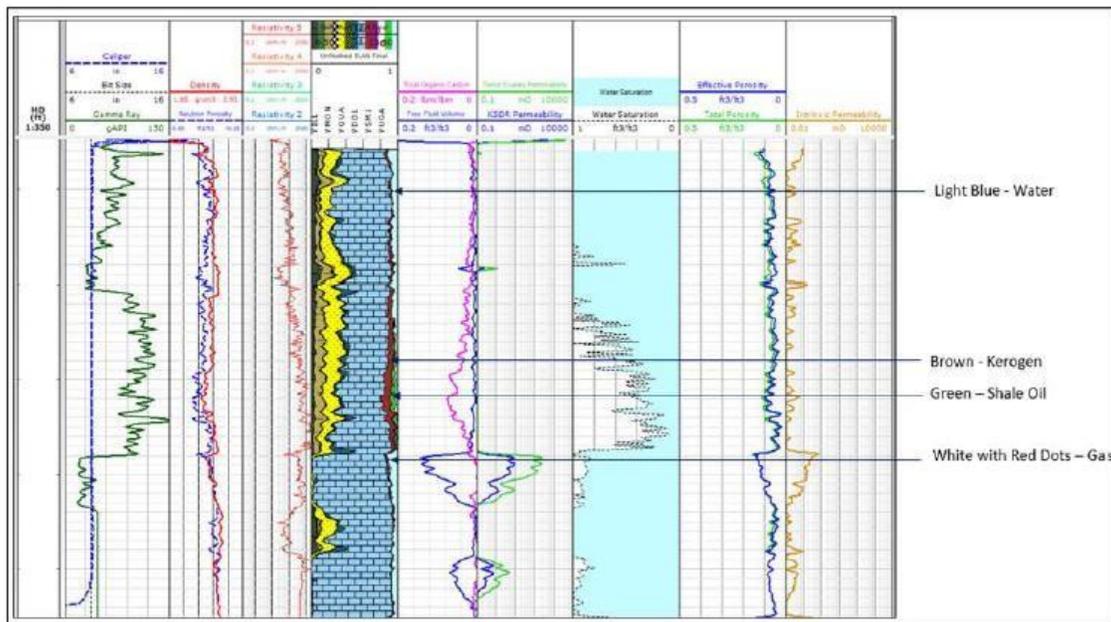
COT utilizando datos de registros de pozos, con referencia a la roca generadora Eagle Ford Shale, donde realizan una evaluación y comparación de los diferentes métodos. Utilizan la información de dos pozos en esta área y finalmente concluyen que los registros eléctricos convencionales se ven afectados por varios factores como el tipo de materia orgánica, la madurez, la mineralogía, la estructura de la roca, las tensiones in situ, lo que dificulta cuantificar el COT, así como correlacionar el COT con las propiedades petrofísicas. También aseguran que en su caso de estudio los resultados señalan que el método modificado de Schmoker, así como la técnica  $\Delta \log R$ , pueden ser métodos adecuados para la cuantificación de COT en la Formación Eagle Ford Shale.

Das et al 2020, eligen la formación Eagle Ford Shale como objetivo de estudio, y realizan varias observaciones importantes. Señalan que geológicamente, la composición litológica de la formación es bastante compleja, por lo cual la determinación de la litología correcta es fundamental para la evaluación de la formación; también afirman que la presencia de dos o más minerales de matriz junto con diferentes tipos de arcilla aumenta significativamente la dificultad de determinar simultáneamente la porosidad y la litología a partir de los registros eléctricos.

A partir del registro triple combo y el registro especial de espectroscopia definen intervalos litológicos importantes dentro de la formación, y a partir de la resonancia magnética (RMN) observan dos zonas con fluido libre. Usando el peso seco de los elementos, incluido el COT, la porosidad por resonancia magnética, los rayos gamma, la resistividad profunda y superficial, y la porosidad y densidad por neutrones, como se muestra en la Figura 29, definen la calidad del yacimiento donde la formación actúa como el principal reservorio de hidrocarburos de la cuenca,

con un porcentaje decente de kerógeno y de shale con aceite; también confirman para su estudio que en esta zona es necesario el proceso de estimulación para producir el yacimiento, puesto que presenta una baja permeabilidad.

**Figura 29.**  
*Registros eléctricos señalando la presencia de hidrocarburos en la zona de interés, para una evaluación petrofísica final de la Formación Eagle Ford Shale.*



*Tomado de Integrated Reservoir Characterization and Completions Design Using Petrophysical and Acoustics Logs in Unconventional Tight Formation. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro. Das, R., Chatterjee, C., Jain, V., Majumdar, C., & Hussain, S. A. (2020, November).*

El estudio de Das et al 2020, fue realizado en un solo pozo, pero recomiendan que puede utilizarse para el análisis de varios pozos, pues ayuda a visualizar el yacimiento a nivel de campo y, por lo tanto, permite elaborar un plan más certero para el desarrollo del campo.

Mediante los estudios analizados en la literatura se concluye, *grosso modo*, las principales características de estos yacimientos determinadas a partir de registros, ilustrado en la Figura 30:

**Formación Vaca Muerta:**

- Inicio de estudios de caracterización hacia el año 2007.
- Edad: Titoniano Temprano a Valanginiano Temprano.
- Margas y arcillolitas ricas en materia orgánica de ambiente marino.
- Presenta un contenido de materia orgánica > 3%.
- Utilizando el COT calculado a través del método de Passey et al. (1990) pueden dividir la Fm. Vaca Muerta en dos secciones principales Vaca Muerta Superior (VMS) y Vaca Muerta Inferior (VMI), analizando poblaciones de datos en ambas zonas.
- Mediante el registro GR se determinan altos valores para la sección basal y mayor contenido de materia orgánica; hacia la sección superior los valores tienden a disminuir; tendencia observada en los diferentes pozos de estudio de la formación.

**Formación Eagle Ford Shale:**

- Inicio de estudios de caracterización hacia la década de los 80 como yacimiento no convencional, pues antes de esto era considerada solo como roca generadora mas no roca productiva de la cuenca.
- Edad: Cretácico Superior.
- Intercalaciones de shale y rocas carbonatadas.
- Presenta un contenido de materia orgánica entre 4% – 6%.

**Figura 30.**

*Comparación de las principales características de los yacimientos en roca generadora, Formación Vaca Muerta y Formación Eagle Ford Shale.*

	<b>Vaca Muerta</b>	<b>Eagle Ford</b>
<b>Espesor</b>	100-450	20-180
<b>Área (Km<sup>2</sup>)</b>	30.000	5.000
<b>Profundidad (m)</b>	2600-3500	1200-3300
<b>Porosidad (%)</b>	5-19	3-21
<b>COT (%)</b>	2-12	4.5-5.5
<b>Madurez (Ro%)</b>	0.5-2.6	0.5-2.2
<b>Tipo de Querógeno</b>	I-II	II
<b>Sobrepresión (psi/ft)</b>	0.5-1.1	0.6
<b>Temperatura (°C)</b>	80-100	>120
<b>Mineralogía (%)</b>	30-35 Qz+Plag 45-70 Carbonatos 4-25 Arcillas	18-30 Qz 5-30 Carbonatos 30-25 Arcillas
<b>Tipos de Arcillas</b>	Mayormente Illítica	Illítica y Clorítica
<b>Edad</b>	Tithoniana	Cenomaniana-Turon.

*Tomado de Caracterización de la Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional en el área Loma Jarillosa Este. Enfoque sísmico. Fragomeno, M., Vergani, G., & María, S. (2018).*

A continuación, se resaltan otros yacimientos a partir de roca generadora, y las principales características descritas por los autores a partir de registros eléctricos.

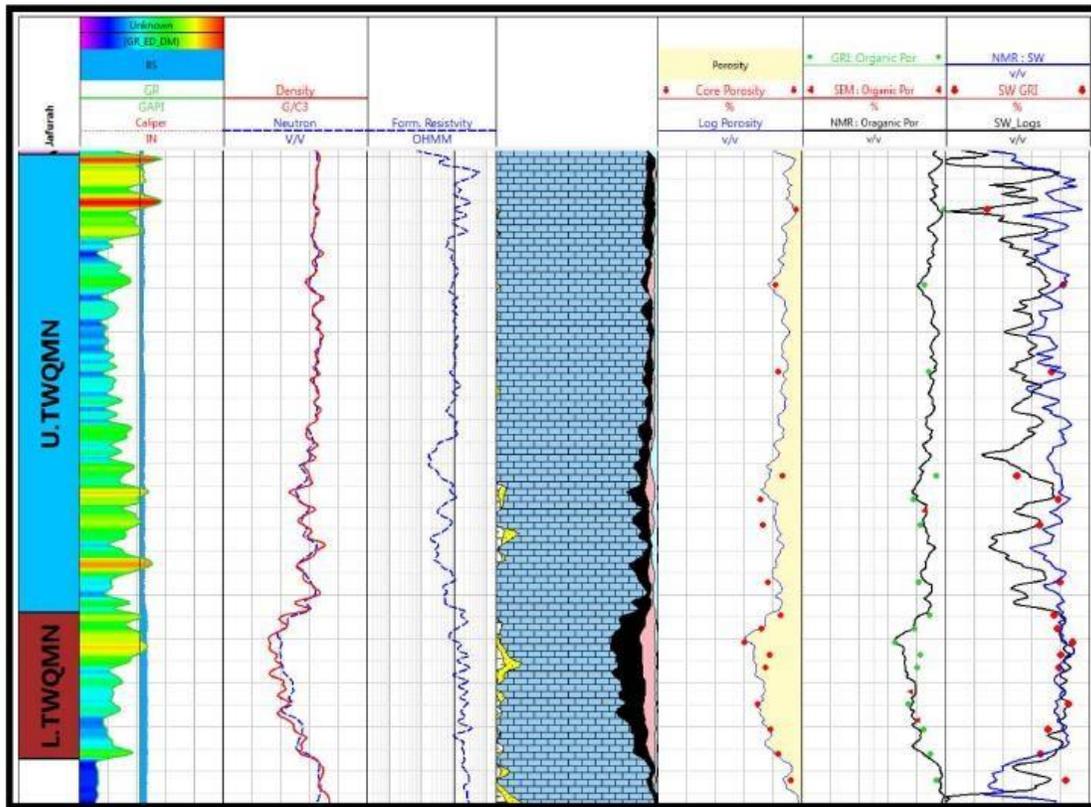
### **5.3 Formación Tuwaiq Mountain (Cuenca Jafurah)**

Cabe nombrar este yacimiento pues está ubicado en el área de medio oriente, específicamente en Arabia Saudita, zona que cuenta con importantes prospectos de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, ubicados *on-shore* y *off-shore*. Esta formación hace parte de la

Cuenca Jafurah, la cual cuenta con los reservorios de gas a partir de shale en Arabia Saudita más importantes. La Formación Tuwaiq Mountain, está compuesta principalmente por arcillolitas con alguna proporción de minerales detríticos dispersos; está dividida en zona superior e inferior, la zona basal está compuesta por mayor contenido orgánico por esto es considerada mejor reservorio que la zona superior.

Al-Sulami, et al 2017, realizan un estudio de caracterización de esta formación, a partir de los registros especiales de resonancia magnética y espectroscopia elemental, ilustrados en la Figura 31, con los cuales caracterizan la formación en cuanto a saturación de agua, porosidad del carbono orgánico, para así determinar la cantidad de materia orgánica en esta. De igual manera utilizan los datos de los registros convencionales y datos de núcleos para afinar el modelo propuesto. Concluyen en su estudio que integrar los registros de pozo convencionales con técnicas más avanzadas permite definir acertadamente el modelo petrofísico y reduce la incertidumbre en las propiedades calculadas del yacimiento. El uso de RMN para el estudio de la formación demostró ser una herramienta valiosa no solo para determinar la porosidad total, sino también para comprender el sistema de poros, determinar la fracción de porosidad orgánica e inorgánica, y estimar independientemente la saturación de agua de la formación. Finalmente aseguran que la adquisición de datos a nano escala es útil para comprender la estructura de los poros y calibrar los registros de los pozos.

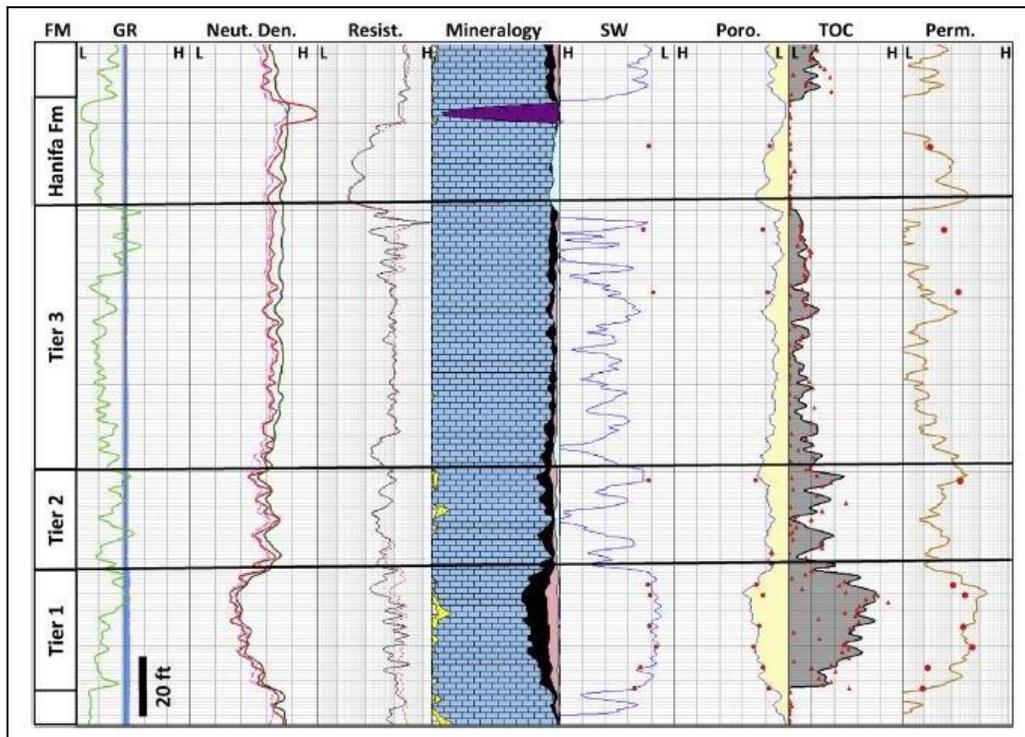
**Figura 31.**  
*Modelo petrofísico integrado de la Formación Tuwaiq Mountain.*



Tomado de *The Unconventional Shale Reservoirs of Jafurah Basin: An Integrated Petrophysical Evaluation Using Cores and Advanced Well Logs*. In *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. OnePetro. Al-Sulami, G., Boudjatit, M., Al-Duhailan, M., & Simone, S. D. (2017, March).

Hakami. et al 2016, también recalcan la importancia de la adquisición del registro de resonancia magnética nuclear (RMN), para caracterizar la porosidad de la Formación Tuwaiq, pues los otros registros convencionales (densidad, neutrón y sónico) se ven afectados por el efecto combinado del kerógeno y los fluidos, Figura 32. Concluyen que la porosidad de la formación en su zona de estudio, está asociada al kerógeno, como resultado de la generación de hidrocarburo.

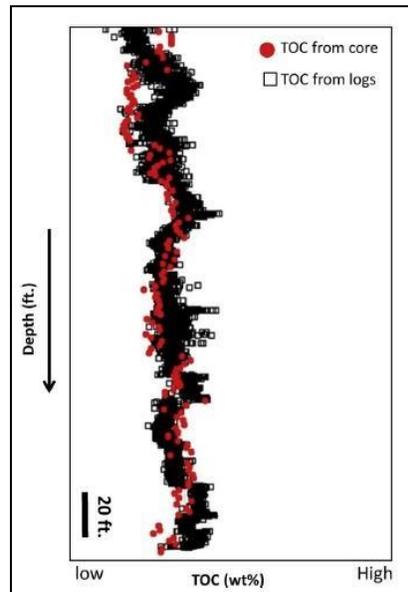
**Figura 32.**  
*Modelo petrofísico integrado de la Formación Tuwaiq Mountain.*



Tomado de *Characterization of carbonate mudrocks of the Jurassic Tuwaiq Mountain Formation, Jafurah basin, Saudi Arabia: Implications for unconventional reservoir potential evaluation. Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 33, 1149-1168. Hakami, A., Al-Mubarak, A., Al-Ramadan, K., Kurison, C., & Leyva, I. (2016).

En cuanto al cálculo de COT a partir de registros eléctricos, utilizaron la ecuación modificada de Schmoker (Schmoker and Hester, 1983), usando el registro de densidad, y los resultados fueron validados con el COT medido en los núcleos, concluyendo que la relación entre estas dos medidas es muy cercana, Figura 33. También resaltan el uso del registro de espectroscopia elemental para caracterizar la mineralogía de la Formación Tuwaiq y mejorar la precisión de los resultados petrofísicos.

**Figura 33.**  
*Diagrama de calibración de COT para la Formación Tuwaiq Mountain.*



*Tomado de Characterization of carbonate mudrocks of the Jurassic Tuwaiq Mountain Formation, Jafurah basin, Saudi Arabia: Implications for unconventional reservoir potential evaluation. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 33, 1149-1168. Hakami, A., Al-Mubarak, A., Al-Ramadan, K., Kurison, C., & Leyva, I. (2016).*

Finalmente, Hakami. et al 2016, concluyen que esta cuenca se extiende por una gran área equivalente a la de Eagle Ford Shale en el sur de Texas, y que la Formación Tuwaiq Mountain según sus resultados y análisis, posee buenos atributos como alto COT, bajo contenido de arcilla, baja saturación de agua, alta porosidad y alta saturación de gas.

#### 5.4 Formación La Luna

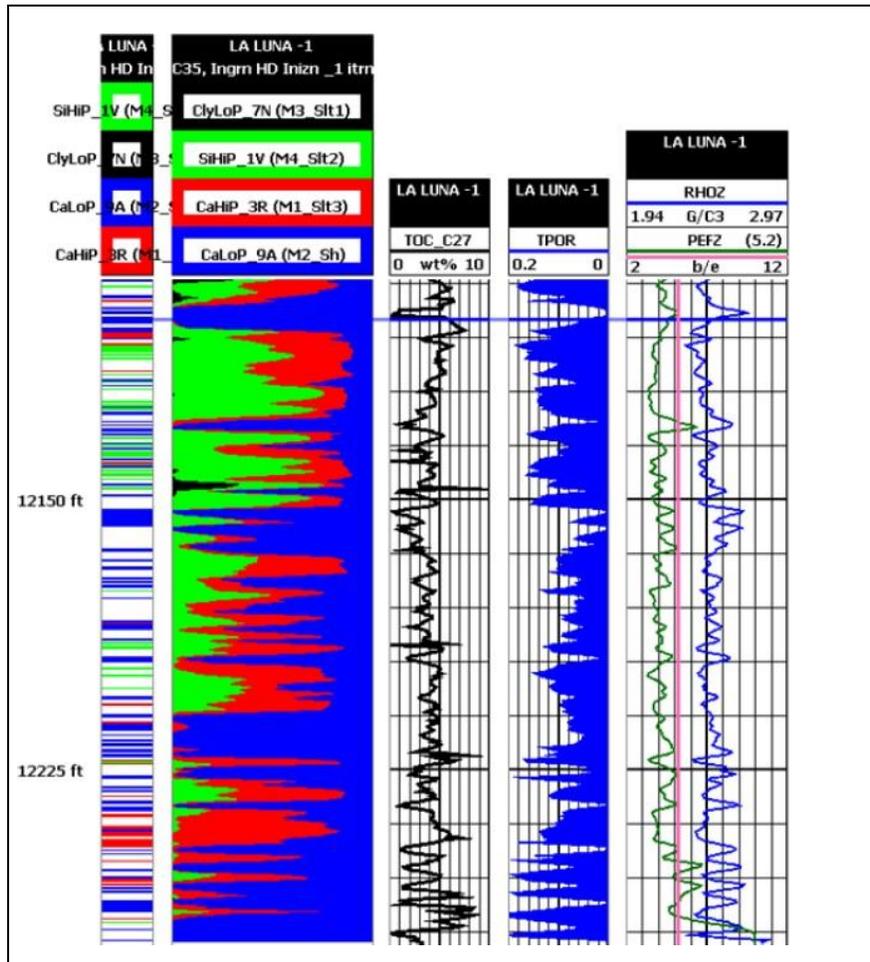
Localizada en la cuenca de Maracaibo, al oeste de Venezuela, esta formación es la más prospectiva, pues está a mayor profundidad y esta estructuralmente poco afectada; y en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y hacia el sector de la subcuenca de Catatumbo en el noreste de Colombia, se encuentra más deformada y afectada estructuralmente. Es una formación del Cretácico compuesta por calizas y lutitas ricas en materia orgánica y es la principal roca generadora de los campos petrolíferos de Maracaibo.

En el estudio de Ahari pour y Siciliano, 2016, utilizan los registros eléctricos en ausencia de datos de núcleos y datos geoquímicos, para realizar una caracterización de la Formación La Luna, en la cuenca de Maracaibo, en cuanto al contenido de carbono orgánico total. Mediante estos, determinan que efectivamente hacia el tope de la formación hay presencia de hidrocarburo orgánico, debido a los altos valores de resistividad y rayos gamma observados. También utilizan el método de Passey et al. (1990) (con los registros de resistividad, sísmico y densidad) el cual confirma la presencia de intervalos ricos en materia orgánica. La litología fue calculada a partir de los registros de neutrón, densidad, y sísmico. Los “*end point*” mineralógicos se ajustaron según la descripción litológica de los rios de perforación, pues no contaban con datos de ECS y XRD para calibrar los volúmenes minerales. Finalmente sugieren que los núcleos y los datos geoquímicos existentes de otros pozos deben integrarse con los registros para una interpretación válida de los pozos que no cuentan con esta información.

Eslinger et al 2014, usaron un análisis grupal de datos con registros eléctricos convencionales como densidad, neutrón, rayos gamma y factor fotoeléctrico; generan un perfil de COT usando datos de núcleos y datos de los registros anteriormente nombrados, esto con el fin de caracterizar la formación en cuanto a contenido orgánico y litofacies, como lo ilustra la Figura 34.

**Figura 34.**

Compilación de registros eléctricos identificando y correlacionando las diferentes litofacies en la Formación La Luna.



Tomado de Probabilistic Facies Assignments in the La Luna Formation, Middle Magdalena Basin, Colombia, from Standard Well Logs Using Whole Core CT Scan Data as Initialization Input. In SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. OnePetro. Eslinger, E., Pachon, Z., Cantisano, M. T., Marfisi, N., & Slatt, R. (2014, August).

En el estudio, Eslinger et al 2014, manejan los datos de CT Scan realizado a los núcleos obtenidos del pozo, utilizando un método de *clustering* de datos, esto para demostrar que los resultados de este método de trabajo y las facies identificadas, se correlacionan correctamente con las características de la formación observadas mediante los registros de pozo. Concluyen que este método puede servir para una descripción sedimentológica más detallada, clasificación de facies,

determinar un modelo geológico global y establecer la calidad del yacimiento como tal; cabe anotar que en este estudio es referido al Miembro Salada de la Formación La luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia.

## 6. Casos de estudio a nivel Colombia

Gómez, et al 2015, realizan un estudio de las principales rocas generadoras en Latinoamérica, consideradas como yacimientos no convencionales. El estudio se refiere a las formaciones que están siendo desarrolladas al momento como yacimientos no convencionales y las que están en etapa de investigación. Para el caso de Colombia, reseñan tres cuencas con estas características, las cuales son Valle Medio del Magdalena (VMM), Catatumbo y Llanos Orientales; en estas tres se encuentran depositadas formaciones de lutitas ricas en materia orgánica de origen marino correspondientes a la Formación La Luna, Formación Capachos y Formación Gacheta, como se ilustra en la Figura 35.

**Figura 35.**  
*Principales características de las formaciones ricas en materia orgánica (lutitas), en las cuencas del Norte y Sur América.*

Country	Basin	Area (Mkm2)	Fm-Unit	Thickness Min (m)	Thickness Max (m)	Area (Mkm2)	Depth min (m)	Depth max (m)	TOC min	TOC max	Kerogen Type	Environment	Lithology
Trinidad	Southern		Naparima Hill	500	500	14		>3000	3	3	II	Marine	Mudstones & shales
Venezuela	Maracaibo	50	La Luna	90	90			5200	3.8	3.8	I-II	Marine	calc mudstones - organic shales
	Barinas-Apure	>80	La Morita & Quevedo		>350		3000	3300			II-III	Marine	calcareous shale & limestones
	Eastern	54	Querecual & San Antonio	600	1000			>3600	2	6	II	Marine	Mudstones
Colombia	Middle Magdalena Valley	33	La Luna Fm	150	150	5	1500	2700	1	6	II	Marine	black shale
	Catatumbo	8	Capacho Fm	90	180	2.5	2400	2400	1.3	5	II-III	Marine	black shales & limestones
			La Luna Fm	60	60	2.5	2300	2300	4.5	4.5	II	Marine	black shale
Llanos	217	Gacheta Fm	50	150	7.8	1200	3000	0.5	3	II-III	Marine	dark shales	
Ecuador	Oriente		Napo	20	40		2300	3000	0.56	1.78	II-III	marine-transitional	bituminous shales limestones
Peru	Talara		Muerto Fm		250				1.1	4.5	II-III	marine	black shaly limestones
			Redondo Fm		950				>1		II-III	marine	shales

*Tomado de Predictability, Distribution and Characteristics of the Unconventional Resources in Latin America. In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. OnePetro. Gomez, M. G., Rebay, G., Robles, F., & Hurtado, M. (2015, November).*

Como fue expuesto anteriormente, la Formación La Luna es la roca generadora de mayor interés como formación prospectiva de yacimiento productor a partir de roca generadora en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y la cuenca del Catatumbo. También se hace referencia en la literatura a la Formación Tablazo como yacimiento a partir de roca generadora en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Se encontraron algunos estudios donde se ha adelantado el modelamiento petrofísico de estas formaciones, enfocado a la caracterización como yacimiento de interés, como se describe a continuación.

#### **- Cuenca Catatumbo (Formación La Luna)**

Gómez y Meléndez, 2020, exponen en su trabajo de grado sobre la estimación de la fragilidad para yacimientos en roca generadora mediante registros de pozo en las formaciones la Luna y Cogollo en la Cuenca de Catatumbo, la metodología utilizada para determinar el COT de manera cualitativa y cuantitativa para 4 pozos de estudio en esta zona. Aplican el método de Passey,  $\Delta \text{Log}R$ , por medio de los registros de resistividad y sínico, y detallan la metodología implementada para aplicar este técnico. Describen las diferentes respuestas de los registros ante la presencia de materia orgánica en los niveles de lutita, definiendo zonas de roca fuente inmadura, roca no fuente y roca fuente madura. También utilizan la ecuación de Passey para obtener de manera cuantitativa el COT de los intervalos de interés, es decir aplicaron esta ecuación en los intervalos que presentaron separación entre las curvas del registro sínico y el registro de resistividad.

Por otro lado, implementan correlaciones estadísticas para el cálculo de la fragilidad mineralógica en roca generadora, siguiendo una metodología ya propuesta por otro autor la cual es obtenida mediante el registro sísmico y el registro neutrón.

Finalmente determinan para cada pozo, la caracterización de las litofacies de la Formación La Luna y Cogollo mediante registros, describen y analizan los resultados obtenidos correspondientes al cálculo del TOC mediante el método  $\Delta \text{Log R}$  en los intervalos de interés, así como los obtenidos mediante la elaboración de correlaciones para calcular la fragilidad mineralógica en cada intervalo.

En el estudio de la ANH, de la integración geológica de la digitalización y análisis de núcleo de la cuenca del Catatumbo, se refieren a los pozos escogidos para realizar dicha caracterización, donde se corrieron registros de porosidad, resistividad y rayos gamma espectral. Puntualmente utilizan el método de Passey,  $\Delta \text{Log R}$  en un pozo, para estimar la cantidad de materia orgánica del pozo; resaltan que la Formación La Luna tiene el valor promedio más alto de contenido de materia orgánica, con relativamente baja variación en sus valores con respecto a las demás formaciones perforadas. Realizan dos secciones estratigráficas de la zona apoyados en los registros eléctricos de cada pozo, e integrando otra información para la evaluación petrofísica, donde determinan que el intervalo que reúne los valores óptimos para ser seleccionado con potencial como yacimiento no convencional asociado a lutitas, es la Formación La Luna.

Cabe anotar que a pesar que algunos autores nombran a la Formación Capachos como una

roca generadora prospectiva como yacimiento, en este estudio determinan que no presenta características importantes para ser considerada como tal; afirman en su análisis que, en las secciones analizadas, la Formación Capacho presenta muy bajo porcentaje de materia orgánica, mayor arcillosidad y mayor presencia de minerales cuarzosos.

*- Cuenca Valle Medio del Magdalena (Formación La Luna)*

Pacheco et al 2015, afirma que la formación La Luna de edad Cretácica Superior ha sido considerada como la roca generadora de gran parte hidrocarburos en Colombia y Venezuela. Esta formación se caracteriza por altos contenidos de materia orgánica y ha sido igualmente considerada recientemente como una roca con potencial de producir gas. Sin embargo, afirman que, debido a sus eventuales variaciones laterales de facies y su historia de enterramiento y exhumación, las propiedades de la roca podrían cambiar lateralmente. Su estudio se basa en resultados de prueba de laboratorio, pero cabe resaltar que, dados estos resultados, sugieren que la Formación La Luna tiene una capacidad buena de almacenamiento y por la presencia de calcita puede ser comparable con el Barnett Shale que es una formación productora en Norteamérica

Antolínez y Bohórquez, 2018, en su trabajo de grado, exponen los registros eléctricos utilizados en el pozo stratigráfico perforado en la zona de Santander, y cuáles fueron los elegidos para la ejecución del modelo geomecánico para la Formación La Luna. Realizan una revisión de la información disponible y determinan zonas del pozo donde no se corrieron algunos registros, por lo cual fue necesaria la generación de valores sintéticos, en ese caso fueron el registro de densidad y sónico en ciertas secciones del pozo. También para el cálculo de las propiedades

elásticas de la roca, proponen un modelo sónico donde relacionan el módulo dinámico con el registro sónico y de densidad. Aseguran que debido a que no se realizó corrida de registros de imágenes en el pozo, no fue posible determinar el azimut de los esfuerzos, pero usan el mapa de esfuerzos a partir de registros de imágenes, generado por otro autor, para identificar la dirección del esfuerzo máximo horizontal de una sección del Valle Medio del Magdalena.

**- *Cuenca Valle Medio del Magdalena (Formación Tablazo)***

Álvarez y Gómez, 2021 resaltan en su trabajo de grado, haciendo referencia al Valle Medio del Magdalena como una de las cuencas productoras de petróleo y gas más prolíficas de América del Sur, la cual contiene varios campos productivos en la historia petrolera de Colombia, y también contiene zonas importantes que aún no han sido exploradas (Sarmiento-Rojas, 2011). En su estudio analizan los registros de pozo y correlacionan los intervalos estratigráficos caracterizados entre dos pozos localizados en el norte de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde hacen alusión a la Formación Tablazo, entre otras formaciones que conforman esta cuenca. Utilizan la correlación estratigráfica como herramienta que permite determinar la distribución espacio tiempo de las facies sedimentarias, estableciendo la arquitectura estratigráfica de los reservorios y el potencial de varios tipos de trampas en estas cuencas, además de las historias estratigráficas comunes (e.g. Caballero et al, 2020). La Formación Tablazo fue propuesta por Morales et al. (1958) para definir un conjunto de capas de calizas fosilíferas masivas (bioesparitas). La edad se estima entre el Aptiano superior y el Albiano inferior, por comparación con las formaciones supra e infrayacentes (Sarmiento-Pérez et al., 2015).

En el informe técnico de la Unión Temporal Prospección UPME, 2018, hacen referencia a la Formación Tablazo, depositada en un ambiente marino de plataforma, su litología es principalmente calizas, shale calcáreos y shales, con contenido orgánico promedio de 5.3%, y Ro promedio de 1.2%, indicando que la roca es madura. Resaltan que la interpretación geoquímica muestra que en general en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la Formación Tablazo-Paja se encuentra madura, con alto nivel de conversión del kerógeno, lo cual no permite observar su potencial generador original; y aseguran que esta formación se caracteriza por presentar COT bueno, de 1-10%, indicando que el contenido original era muy alto. La petrografía orgánica confirma que el kerógeno predominante en esta unidad es Tipo II (condensado y gas).

En este estudio técnico definen a la Formación Tablazo y la Formación La Luna como principales rocas generadoras de la cuenca del VMM, donde características como su composición litológica, contenido de sílice mayor a 50% y un espesor mayor a 100 pies, entre otras, hacen que su atractivo operativo como yacimiento no convencional sea un prospecto importante de desarrollo en esta cuenca.

En el artículo, Secuencia Calcárea del Cretáceo del Valle Medio del Magdalena, Santos et al 2000, afirman que la cuenca del VMM es una provincia geológica la cual se distribuye en dos sistemas petrolíferos: Grupo Calcáreo Basal y La Luna-Mugrosa. Atribuyen la mayoría de reservas al sistema petrolífero que tiene como principal roca generadora la Formación La Luna, y definen como una frontera exploratoria de gran potencial, al sistema petrolífero del Grupo Calcáreo Basal, donde el principal intervalo generador es la Formación Tablazo.

En este estudio utilizan el registro de potencial espontáneo (SP) y resistividad principalmente, en menor proporción el registro gama ray, según su calidad, para realizar un análisis estratigráfico de las formaciones antes mencionadas, e identificar intervalos fracturados como reservorios potenciales; mediante este análisis afirman que permite ubicar las formaciones estratigráficamente y luego implementar este método para predecir su presencia en áreas donde falte información de registros de pozo. Utilizan un método llamado “*Quick look*”, recurriendo a la respuesta del registro de resistividad somera y profunda, propuesto por Boyeldieu y Winchester (1982), que consiste en un análisis de las curvas de resistividad, a partir de la cual se da un estimativo de fracturamiento, cuando se observa una separación entre la curva de resistividad somera y la curva de resistividad profunda.

Santos et al 2000, identificaron algunos intervalos de interés mediante el método anteriormente nombrado (*Quick look Method*), y conjuntamente observaron el comportamiento de la curva SP, donde aseguran que en este tipo de yacimientos fracturados, la curva de este registro presenta deflexiones que cualitativamente pueden ser usadas para determinar la presencia de fracturas; en esos intervalos seleccionados como posiblemente fracturados, observaron que la curva de potencial espontaneo SP, generalmente presenta una deflexión fuerte hacia la izquierda de su línea base, sugiriendo una buena permeabilidad de las formaciones de estudio. Finalmente concluyen que los intervalos identificados con características de fracturamiento tienen relación directa con la posición estratigráfica, donde la Formación Tablazo se encuentran asociada a uno de ellos, dentro de su correlación, y aseguran un espesor que oscila entre 80 y 150 pies para esta formación.

Por otro lado, Jiménez et al 2015, desarrollan un artículo donde realizan un análisis inicial del potencial de hidrocarburos de la Formación Tablazo, en dos zonas de la cuenca (Casabe y Tisquirama). Este análisis lo realizan en base a pruebas geoquímicas de laboratorio y registro de gases adquirido en pozo (espectrometría de gases), logrado mediante el sistema *GC Tracer*. Mediante este último, determinan una zona de condensado o gas seco; de otro lado, los resultados geoquímicos, presentan valores de COT entre 3-9%, y mediante análisis mineralógico concluyen que la relación carbonatos / arcillas aumenta con la profundidad, alcanzando una proporción 90%-10%. Afirman que la información colectada en los pozos de la zona de Casabe para la formación, muestran buenas oportunidades como prospecto en la zona. Finalmente concluyen que, dadas estas condiciones, entre otras, se puede proponer la formación como objetivo de exploración para campos no convencionales a partir de roca generadora en la cuenca del VMM.

Finalmente se concluye que, para la Formación Tablazo, se han implementado estudios donde se utilizan los registros de pozo para realizar análisis estratigráficos y de facies de esta, más no para caracterización como yacimiento a partir de roca generadora, donde determinen rasgos petrofísicos a partir de estos. En cuanto a caracterización geoquímica como roca generadora, por medio de pruebas de laboratorio, la información es amplia y tienen identificados parámetros como COT, Ro y madurez de la formación, que la hacen prospecto de yacimiento a partir de roca generadora en la cuenca del VMM, junto a la Formación La Luna

*- Cuenca Llanos Orientales (Formación Gachetá)*

Walls et al 2014, realizan un estudio basado en la caracterización del potencial de fuentes no convencionales en Colombia; señalan los reservorios ricos en materia orgánica de Colombia, enfocados en tres cuencas Catatumbo, Llanos Orientales y Valle Medio del Magdalena, presentando datos de la Formación La luna y Gacheta, Figura 36. Analizan gran cantidad de núcleos, de 140 pozos en total ubicados en estas cuencas; del análisis minucioso de estos núcleos, y plugs calcularon porosidad, COT y porosidad asociada al volumen de materia orgánica.

Basados en el análisis de los datos, aseguran que la formación Gacheta puede ser prospectiva pero los datos en esta formación son limitados, afirman que los niveles de lutita con altos valores de gama ray, alta resistividad, bajo contenido de arcilla, pueden asociarse a reservorio no convencional, características que presenta la Formación Gacheta.

**Figura 36.**

*Cuadro comparativo de la calidad de la roca entre la Formación Gachetá y la Formación La Luna.*

Averages	La Luna VMM	La Luna Fm Catatumbo	Llanos Gacheta	Middle Wolfcamp	Lower Eagle Ford	Fayetteville
Depth Range (ft) Core Samples	2742-12405	4057- 8310	5928-10876	5600-11000	3800-13000	2100-7700
Porosity (%)	6.3	4.8	5.1	6.4	7.3	4.3
Organic porosity (% of Total Porosity)	47%	71%	51%	60%	67%	80%
Solid Organic Material (vol %)	7.7	8.1	4.7	7.0	5.2	9.6
Porosity in Organic Material	29%	20%	27%	22%	39%	23%
Permeability (K <sub>horizontal</sub> )	920	733	982	200	730	120
Maturity (Ro), Kerogen Type	0.6 – 1.0 (Increasing to south & east) Type II	0.6 – 2.0 (Increasing to south) Type II	0.5 – 0.8 (Increasing to west) Type III	0.7-1.0	0.8 to 1.6	1.2-1.5
Likely Hydrocarbon Type	Mostly Oil	Mostly condensate	Condensate to gas	Oil to condensate	Oil to dry gas	Dry gas

*Tomado de Characterizing unconventional resource potential in Colombia; a digital rock physics project. In SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. OnePetro. Walls, J. D., Cerón, M. R., & Anderson, J. (2014, August).*

La Formación Gacheta es una secuencia de edad Cenomaniano-Turoniano, compuesta de lutitas negras, ricas en materia orgánica, con algunas intercalaciones de areniscas y calizas, las cuales fueron depositadas en ambientes marinos de plataforma externa. Es considerada la principal roca generadora de hidrocarburos de la Cuenca de los Llanos Orientales y el Piedemonte Llanero, y recientemente se ha considerado como prospecto de yacimiento a partir de roca generadora.

En la literatura se encuentra información de esta, con respecto a caracterización petrofísica por medio de registros eléctricos, enfocados a correlaciones estratigráficas mediante el comportamiento de la formación frente a registros como el rayos gamma y resistividad, pero no enfatizan en su caracterización como roca generadora por medio de estos.

## 7. Conclusiones

Para la caracterización de la roca generadora como yacimiento de interés, es necesario estimar el COT como rasgo principal, mineralogía de la roca, así como porosidad orgánica e inorgánica para lograr una caracterización certera de la formación, rasgos que se pueden determinar mediante registros eléctricos convencionales y especiales.

De acuerdo a la revisión documental, una caracterización básica de una roca generadora mediante registros eléctricos, requiere implementar los registros de rayos gamma espectral, resistividad, densidad, neutrón y sónico.

Un registro por si solo como en cualquier caracterización, no permite definir “*sweet spots*” en la formación; es necesario combinar o analizar varios rasgos, realizar diferentes combinaciones entre ellos para así lograr una caracterización más completa de la roca generadora.

Los parámetros petrofísicos como porosidad, contenido orgánico total, permeabilidad, fragilidad, saturación de agua y saturación de hidrocarburos son características de la roca generadora, que pueden ser identificados por medio de registros de pozo.

El análisis de los registros de resistividad y sónico, puede correlacionarse con el

contenido orgánico de las lutitas, no para elegir exactamente en base a ellos puntos comerciales o productivos, pero si pueden ser útiles para descartar los intervalos que no son de interés en pozos verticales y horizontales.

La cuantificación del contenido orgánico total (COT), mediante registros eléctricos se puede ver afectado por el tipo de materia orgánica, la madurez de esta, y la mineralogía, por lo cual es necesaria la correlación con los datos medidos en laboratorio que permitan determinar estos valores de manera más precisa.

En varios casos de estudio determinan que el método de Passey (1990)  $\Delta \log R$ , es una técnica adecuada para la cuantificación de COT en la formación de interés.

Debido a la variación vertical o heterogeneidad de las formaciones, la resolución vertical de los registros convencionales es limitada, por lo cual se debe promediar gran cantidad de datos, lo cual en ocasiones dificulta la calibración de registros y núcleos.

El uso del registro de resonancia magnética nuclear aporta información del volumen de fluido libre, la porosidad y la permeabilidad de la roca generadora.

El registro de espectroscopia elemental caracteriza la roca generadora a nivel mineralógico de sus componentes, permitiendo detectar intervalos con diferentes mineralogías en la misma roca.

El registro de imágenes aporta conocimiento en cuanto a la dirección de los esfuerzos en profundidad, fracturamiento de la roca, y elección del método del fracturamiento que se quiera practicar en el yacimiento a partir de roca generadora.

La fragilidad, así como la mineralogía de este tipo de yacimientos es una propiedad física que se utiliza para construir y definir los diseños de completamiento y fracturación hidráulica de los pozos.

A nivel mundial se han desarrollado técnicas y metodologías de interpretación de registros en yacimientos de roca generadora, es decir el avance en el conocimiento de sus yacimientos a partir de registros eléctricos es mayor. Poseen una amplia literatura de casos de estudio aplicados en las principales cuencas a nivel mundial.

La principal información a nivel Colombia en la literatura es concerniente a la Formación La Luna como roca generadora y yacimiento de interés en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. La Formación Tablazo también es un prospecto de yacimiento de este tipo en la cuenca, pero se recomienda ampliar la información de caracterización a partir de registros de pozo como roca generadora, y de esta manera poder acercarse a la definición de reservas posibles para este yacimiento a partir de sus principales características petrofísicas.

La información de la Formación Capachos es más restringida y está basada mayormente en estudios de estratigrafía, más que en la caracterización de la roca generadora por medio de registros.

Puesto que en Colombia el tema de yacimientos a partir de roca generadora está en etapa de investigación y poco en desarrollo, las caracterizaciones y estudios de estas formaciones a partir de registros es poca o no está disponible al público.

### Referencias Bibliograficas

- Abarghani, A., Ostadhassan, M., Bubach, B., & Zhao, P. (2019). Estimation of thermal maturity in the Bakken source rock from a combination of well logs, North Dakota, USA. *Marine and Petroleum Geology*, 105, 32-44.
- Agencia Nacional De Hidrocarburos. Cuenca de Catatumbo: Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleo. Op. cit., p.37-44.
- Aharipour, H., & Siciliano, Y. (2016, June). A Petrophysical Case Study of La Luna Unconventional Source Rock in Maracaibo Basin in Absence of Core and Geochemical Data. In *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*. OnePetro.
- Alqahtani, A., & Tutuncu, A. (2014, August). Quantification of total organic carbon content in shale source rocks: An eagle ford case study. In *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. OnePetro.
- Al-Sulami, G., Boudjatit, M., Al-Duhailan, M., & Simone, S. D. (2017, March). The Unconventional Shale Reservoirs of Jafurah Basin: An Integrated Petrophysical Evaluation Using Cores and Advanced Well Logs. In *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. OnePetro.
- Álvarez Gómez, E., & González Carvajal, E. (2021). Contribución al modelo de evolución de ambientes sedimentarios y distribución espacio-temporal de las facies sedimentarias en la zona norte del Valle Medio del Magdalena a partir de la interpretación de registros de pozo y muestras de zanja (Bachelor's thesis, Universidad EAFIT).
- Antolinez Jimenez, J. D., & Bohórquez Esparza, C. A. (2018). *Evaluación del impacto de los parámetros geomecánicos en procesos de estimulaciones hidráulicas masivas en la formación la luna (Cuenca Valle Medio del Magdalena)* (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).

- Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., Montenegro, S., & Moreno, M. (2013). Analogía entre la Formación Vaca Muerta y shale gas/oil plays de EEUU. Society of Petroleum Engineers, young professional Comitee, 1-20.
- Aziz, H., Ehsan, M., Ali, A., Khan, H. K., & Khan, A. (2020). Hydrocarbon source rock evaluation and quantification of organic richness from correlation of well logs and geochemical data: a case study from the sembar formation, Southern Indus Basin, Pakistan. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 81, 103433.
- Barton, C., Izadi, G., Tinnin, J., Randazzo, S., Ghadimipour, A., & Bouzida, Y. (2020, July). Integrated Multi-Disciplinary Approach to Predict Reservoir Performance: The Diyab Reservoir Abu Dhabi. In *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. OnePetro.
- Boyer, C., Kieschnick, J., Suárez-Rivera, R., Lewis, R. E., & Waters, G. (2007). Producción de gas desde su origen. *Oilfield Review*, 18, 36-49.
- Chilingar, G. V., Fertl, W. H., & Yen, T. F. (1984). Classification of Source Rocks on the Basis of Shale Resistivity Ratio Parameter. *Energy Sources*, 7(3), 271-274.
- Das, R., Chatterjee, C., Jain, V., Majumdar, C., & Hussain, S. A. (2020, November). Integrated Reservoir Characterization and Completions Design Using Petrophysical and Acoustics Logs in Unconventional Tight Formation. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. OnePetro.
- El Sharawy, M. S., & Gaafar, G. R. (2012). Application of well log analysis for source rock evaluation in the Duwi Formation, Southern Gulf of Suez, Egypt. *Journal of applied geophysics*, 80, 129-143.
- Eslinger, E., Pachon, Z., Cantisano, M. T., Marfisi, N., & Slatt, R. (2014, August). Probabilistic

Facies Assignments in the La Luna Formation, Middle Magdalena Basin, Colombia, from Standard Well Logs Using Whole Core CT Scan Data as Initialization Input. In *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. OnePetro.

Fernandez, L., Quintero, Y., & Carrillo, Z. H. C. (2015). Análisis de la fragilidad para identificar sweet spots en formaciones de shale gas.

Fertl, W. H., & Rieke, H. H. (1980). Gamma ray spectral evaluation techniques identify fractured shale reservoirs and source-rock characteristics. *Journal of Petroleum Technology*, 32(11), 2053- 2062.

Fertl, W. H., & Chilingar, G. V. (1988). Total organic carbon content determined from well logs. *SPE formation evaluation*, 3(02), 407-419.

Fragomeno, M., Vergani, G., & María, S. (2018). Caracterización de la formación vaca muerta como reservorio no convencional en el área loma jarillosa este. Enfoque sísmico.

Glorioso, J. C., & Rattia, A. (2012, March). Unconventional reservoirs: basic petrophysical concepts for shale gas. In *SPE/EAGE European unconventional resources conference & exhibition-from potential to production* (pp. cp-285). European Association of Geoscientists & Engineers.

Gómez Ardila, M. Á., & Meléndez Trujillo, J. S. (2020). *Estimación de la fragilidad para yacimientos en roca generadora mediante registros de pozo en las formaciones la Luna y Cogollo, Cuenca de Catatumbo, Colombia* (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).

Gómez, M. G., Rebay, G., Robles, F., & Hurtado, M. (2015, November). Predictability, Distribution and Characteristics of the Unconventional Resources in Latin America. In *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. OnePetro.

Hakami, A., Al-Mubarak, A., Al-Ramadan, K., Kurison, C., & Leyva, I. (2016). Characterization of carbonate mudrocks of the Jurassic Tuwaiq Mountain Formation, Jafurah basin, Saudi Arabia:

Implications for unconventional reservoir potential evaluation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 33, 1149-1168.

Holmes, M., Holmes, A. M., & Holmes, D. I. (2020, June). Methodology to Make Quantitative Estimates of Variable Reservoir Wetting Properties in Unconventional Reservoirs Using Triple- Combo Well Log Data. In *SPWLA 61st Annual Logging Symposium*. OnePetro.

Jimenez\*, M., Rojas, C., & Valderrama, Y. (2015, July). Initial Analysis of Hydrocarbon Potential in the Tablazo Formation; Center and Northern Areas of Middle Magdalena Valley, -MMV- Colombia. In *Unconventional Resources Technology Conference*, San Antonio, Texas, 20-22 July 2015 (pp. 805-810). Society of Exploration Geophysicists, American Association.

Jin, X., Shah, S., Truax, J., & Roegiers, J. C. (2014, October). A practical petrophysical approach for brittleness prediction from porosity and sonic logging in shale reservoirs. In *SPE annual technical conference and exhibition*. OnePetro.

Jurcic, H., Cogelja, Z., & Maretic, S. (2012, March). Petrophysical parameters evaluation in unconventional reservoirs by well logging and mud logging data interactive correlation method. In *SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition*. OnePetro.

Kang, J., Eriavbe, F., Girinathan, S., Mohamed, A., Doucette, N., Almehsin, K., ... & Uluyuz, S. (2019, November). Data Integration and Reservoir Characterization for Organic Rich Unconventional Plays-A Case Study from UAE. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. OnePetro.

Lai, J., Wang, G., Huang, L., Li, W., Ran, Y., Wang, D., ... & Chen, J. (2015). Brittleness index

estimation in a tight shaly sandstone reservoir using well logs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 27, 1536-1545.

Mendelson, J. D. (1985). *Petroleum source rock logging* (Doctoral dissertation, Massachusetts Institute of Technology).

Meyer, B. L., & Nederlof, M. H. (1984). Identification of source rocks on wireline logs by density/resistivity and sonic transit time/resistivity crossplots. *AAPG bulletin*, 68(2), 121-129.

Mullen, J. (2010, October). Petrophysical characterization of the Eagle Ford Shale in south Texas. In *Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference*. OnePetro.

Orlandi, M., Bartelucci, P., & Chelini, V. (2011, March). Unconventional reservoir characterization methods using core and well logging data: shale gas and tight gas sand examples. In *Offshore Mediterranean Conference and Exhibition*. OnePetro.

Pacheco-Sintura, P. A., Cardona-Molina, A., & Cortés, F. B. (2015). Caracterización composicional y de capacidad de almacenamiento en muestras de superficie de las formaciones Conejo y La Luna (Valle medio del Magdalena y Cordillera Oriental): Implicaciones para la evaluación del shale gas cretácico en Colombia. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, (37), 45-53.

Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J. and Stroud, J. D. (1990) A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v.74 No. 12 pp 1777-1791.

Quinn, T. H., Dwyer, J. P., Wolfe, C. A., Morris, S. A., & Coope, D. F. (2008, October). Formation evaluation logging while drilling (LWD) in unconventional reservoirs for production optimization. In *SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting*. OnePetro.

Santos, J. P. R., Díaz, A. F., Monsalve, M. M., & Barragán, M. (2000). Secuencia Calcárea del

Cretáceo del Valle Medio del Magdalena, Colombia, una Nueva Frontera Exploratoria [PAPER IN SPANISH] Cretaceous Limestone Sequence of the Middle Magdalena Valley, Colombia, a New Exploration Frontier.

Schmoker, J. W., & Hester, T. C. (1983). Organic carbon in Bakken formation, United States portion of Williston basin. *AAPG bulletin*, 67(12), 2165-2174.

Sieben, G. (2017). *Caracterización geológica y geoquímica de la formación Vaca Muerta en seis pozos del centro de la cuenca neuquina. Una contribución a la prospección* (Bachelor's thesis, Universidad Nacional del Comahue. Facultad de Ingeniería).

*Unión Temporal Prospección Upme (2018). Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Vol 4. P. 24. Diciembre del 2018.*

Velasco, C. C & Rey, M. C. (2016). Metodología para la caracterización petrofísica de yacimientos no convencionales [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander].

Walls, J. D., Cerón, M. R., & Anderson, J. (2014, August). Characterizing unconventional resource potential in Colombia; a digital rock physics project. In *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. OnePetro.

Wang, H., Wu, W., Chen, T., Dong, X., & Wang, G. (2019). An improved neural network for TOC, S1 and S2 estimation based on conventional well logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, 664-678.

Ye, Y., Tang, S., Xi, Z., Jiang, D., & Duan, Y. (2022). A new method to predict brittleness index for shale gas reservoirs: Insights from well logging data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109431.

Zhang, D., Ranjith, P. G., & Perera, M. S. A. (2016). The brittleness indices used in rock mechanics and their application in shale hydraulic fracturing: A review. *Journal of petroleum science and Engineering*, 143, 158-170.

Zheng, D., Wu, S., & Hou, M. (2021). Fully connected deep network: An improved method to predict TOC of shale reservoirs from well logs. *Marine and Petroleum Geology*, 132, 105205.