



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES -
EXPLORACIÓN

Aplicación de metodologías de evaluación petrofísica para la estimación de contenido
orgánico total

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
FERNANDA GALICIA MONTES

TUTOR PRINCIPAL
DR. AMBROSIO AQUINO LÓPEZ,
INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX. AGOSTO 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Martín Cárdenas Soto
Secretario: Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz
Vocal: Dr. Ambrosio Aquino López
1^{er}. Suplente: Dr. Enrique Coconi Morales
2^{d o}. Suplente: Ing. José Luis Ortiz López

Lugares donde se realizó la tesis:

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX.
IMP, CD. MX.

TUTOR DE TESIS:

DR. AMBROSIO AQUINO LÓPEZ

FIRMA

Dedico este trabajo a mi esposo Diego Herrera López, quien con cariño, paciencia y sentido del humor, caminó junto conmigo uno más de nuestros recorridos desconocidos pero con una meta certera, TE AMO, sempre gomas juntas.

Además quiero dedicar esta investigación a mi mamá y mi tía Licha, quienes siempre han creído en mí a pesar de lo raros, difíciles e inciertos que puedan llegar a ser mis proyectos. Particularmente en estos últimos tres años hemos sido un gran equipo, las quiero con el alma.

“Por alto que esté el cielo en el mundo, por hondo que sea el mar profundo no habrá una barrera en el mundo que mi amor profundo no rompa por ti”

Agradecimientos

Agradezco a mi alma máter la Universidad Nacional Autónoma de México, al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo brindado a través del Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, a la Facultad de Ingeniería y a sus excelentes profesores, especialmente a: Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, M. C. David Escobedo Zenil, Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz y Dr. Ricardo José Padilla y Sánchez; por sus enseñanzas, tiempo y dedicación.

De manera especial quiero agradecer al Dr. Luis R. Martínez por la confianza otorgada para la realización de este trabajo, a los ingenieros José A. Rodríguez y Juan E. Reyes.

Este trabajo no se habría llevado a cabo sin la intervención de los ingenieros Luis Bojalil Soto y Víctor Degollado Flores, quienes no solo me dieron la oportunidad de trabajar en su equipo sino que además me brindaron su amistad, consejos y conocimientos, por lo que les estaré siempre agradecida, así como a la Dra. Alejandra Aguilar Hernández con quien inicié esta empresa que hoy llega a su fin, gracias por el tiempo de revisiones, dudas y demás, por su amistad y las amenas charlas de las que disfrutamos.

Gracias a mi esposo, a mis padres y a mi tía que me han brindado siempre su apoyo, a mi familia extendida que me ha recibido cálidamente y finalmente a mis primos y tíos.

Quiero agradecer a todo el jurado por el tiempo invertido y por sus valiosos consejos, Dr. Martín Cárdenas Soto, Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz, Dr. Enrique Coconi Morales, Ing. José Luis Ortiz López en particular al Dr. Ambrosio Aquino López quien no sólo es un gran profesor, sino también un excelente profesionalista y amigo.

Finalmente gracias a todas las personas con las que compartí tiempo y espacio durante el desarrollo de este trabajo de quienes recibí su amistad y confianza Ing. Alfredo Elizalde, Sr. Alonso Vargas, Ing. Norma Espinoza, Sra. Tania Chaparro y especialmente a mis compañeros, Andrei Saénz, Ángeles Vázquez, Carlos Lora, Geovanni Alvarez, Hatziry Pérez, Josué Reyes, Olaya Alvarado, Olimpia Solé y Raúl Martínez ya que gracias a sus anécdotas, consejos y compañía mi estancia en el posgrado fue una de las mejores experiencias.

CONTENIDO

RESUMEN	iv
ABSTRACT.....	vi
Capítulo I GENERALIDADES	1
I.1 Antecedentes.....	1
I.2 Caracterización petrofísica	6
I.3 Zona de estudio.....	11
Capítulo II MODELOS PETROFÍSICOS	13
II. 1 Modelos utilizados en la metodología convencional	16
II.2 Modelos utilizados en las metodologías empíricas	24
II.3 Modelos utilizados en inversión petrofísica.....	28
Capítulo III METODOLOGÍAS DE CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA.....	30
III.1 Metodología convencional.....	30
III.2 Metodologías empíricas	37
III.3 Inversión petrofísica.....	44
Capítulo IV DETERMINACIÓN Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS EN LA ESTIMACIÓN DE COT.....	52
IV.1 Descripción de la columna estratigráfica característica.....	52
IV.2 Análisis estadístico e interpretación cualitativa del intervalo de interés.	57
IV.3 Resultados de la estimación de contenido de carbón orgánico total.	68
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
REFERENCIAS.....	84

RESUMEN

El proceso de caracterización petrofísica ha sido utilizado con éxito para identificar y describir formaciones contenedoras de hidrocarburos por más de 80 años, los yacimientos no convencionales de aceite y gas en lutitas representan un reto de caracterización siendo el contenido de carbón orgánico total (COT) una de las propiedades clave del proceso. Mediante el desarrollo de 4 capítulos, en este trabajo de tesis se estima el contenido de carbón orgánico total con registros geofísicos convencionales utilizando tres tipos de metodologías: convencional, empíricas e inversión petrofísica.

En el Capítulo I se describen los principales elementos para definir a los yacimientos no convencionales de aceite y gas en lutitas, se hace una revisión exhaustiva del estado del arte de la caracterización petrofísica aplicada a estos yacimientos, tanto a nivel mundial como en México, enfatizando la importancia de estimar el COT y se presenta la zona de estudio.

En el Capítulo II se define el concepto de modelo petrofísico mediante ejemplos representativos, además se presentan los modelos utilizados para la estimación de COT, en algunos casos, matemáticos como los asociados a la metodología convencional, y en otros casos geométricos relacionados con las metodologías empíricas y el proceso de inversión petrofísica, todas utilizadas para estimar el COT.

El Capítulo III tiene como objetivo explicar las tres metodologías utilizadas para estimar COT; la metodología convencional que aplica de manera secuencial diferentes modelos en la interpretación de propiedades petrofísicas y es una adaptación de propuestas hechas en trabajos previos de tesis, las metodologías empíricas que han sido ampliamente probadas por más de dos décadas y parten de un modelo petrofísico geométrico, finalmente la metodología de inversión petrofísica que usa procesos de simulación matemática para establecer parámetros petrofísicos a partir de un modelo adecuado para formaciones de aceite y gas en lutitas que representa la realidad geológica; todas estas descripciones se detallan con ejemplos.

En el Capítulo IV se muestran los resultados obtenidos a manera de comparación y análisis, el capítulo consta de tres apartados, en el primero se describe la columna estratigráfica característica de la zona en estudio, seguido de un análisis estadístico e interpretación cualitativa del intervalo de interés, en el

último apartado se presentan y analizan los resultados de la estimación de contenido de carbón orgánico total aplicando las metodologías explicadas en el tercer capítulo.

Finalmente se presentan conclusiones generales en las que se identifican a los pozos con mayor contenido orgánico así como las metodologías que presentaron resultados consistentes con la interpretación realizada en el Capítulo IV.

ABSTRACT

Petrophysical characterization process has been used successfully to identify and describe source rocks over 80 years ago, unconventional shale oil and gas reservoirs represents a characterization challenge, in this process the total organic carbon (TOC) content became a key property to describe. Along 4 chapters, in this thesis the total organic carbon content is estimated using conventional well logs and three methodologies: conventional, empirical and petrophysic inversion.

In Chapter I the main elements to define unconventional shale oil and gas reservoirs are described, a detailed revision of the state of the art related to the petrophysical characterization of this type of reservoirs has been made, both worldwide and in Mexico, remarking the importance to quantify TOC, finally the study area was presented.

In Chapter II the concept of petrophysical model is defined with representative examples, also the models used to quantify TOC are presented, models associated with conventional methodology are mathematical type and the related with empirical methodologies and inversion petrophysical process are geometric type.

Chapter III has the objective to explain the three methods applied to quantify TOC, conventional method uses in a sequential way, several models to interpret petrophysical properties and it is an arrangement of approaches followed in former academic thesis works, empirical methodologies, which has been proved over two decades and emerge from a petrophysical model, and finally petrophysic inversion methodology, that is supported by mathematical simulation processes to establish petrophysical parameters from a geological model for shale oil and gas formations, all of these descriptions are explain whit examples.

Chapter IV is formed by three sections, first one describes the stratigraphic representative column of the study area, immediately an statistical analysis is presented with a qualitative interpretation of the target interval, in the last section the results of the quantification of total organic carbon content are showed and analyzed by using the methodologies explained in chapter three. Finally the general conclusions are presented, in these ones the wells with major quantity of organic content are identified also those that its results agree with interpretation made in Chapter IV.

Capítulo I

GENERALIDADES

I.1 Antecedentes

Los yacimientos no convencionales son depósitos continuos de hidrocarburos distribuidos en grandes extensiones de superficie, que se caracterizan por producir a gastos de flujo rentables únicamente mediante la utilización de tratamientos de estimulación masiva con tecnología especializada (Etherington y McDonald, 2004), aunado a estas características el aceite y/o gas extraídos de estos yacimientos podrían necesitar procesos de adecuación antes de su venta, lo cual incrementaría los costos de producción (SPE, 2007).

Una descripción general de los yacimientos no convencionales se realiza mediante la clasificación escalonada de recursos asociados a hidrocarburos, en función de la necesidad de desarrollo tecnológico y del costo para su extracción, mejor conocida como “Triángulo de los recursos”, el cual se divide en tres secciones: la cima, la zona de transición y la base (Figura 1).

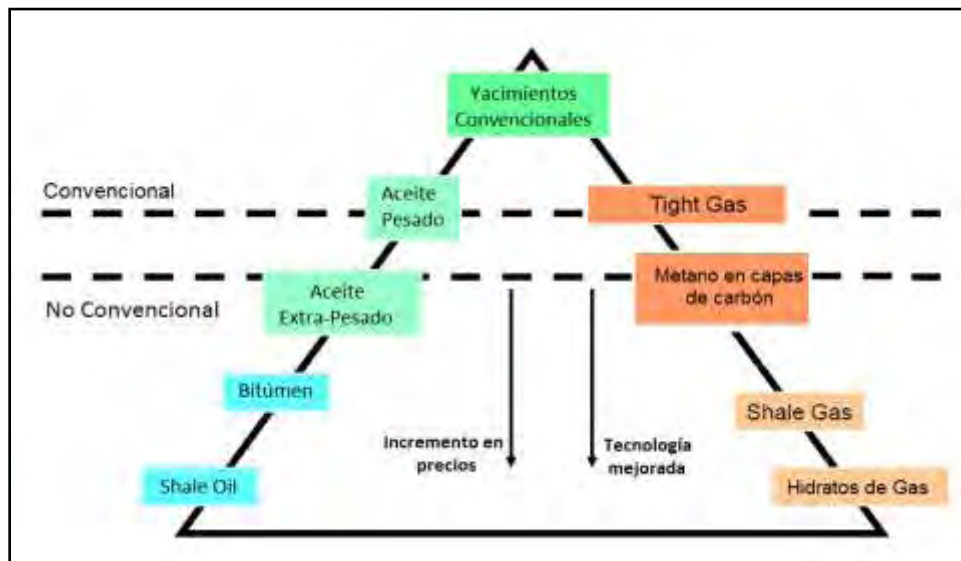


Figura 1. Triángulo de los recursos, donde sobresale la necesidad del uso de tecnología especializada para el desarrollo de los yacimientos no convencionales. (Modificado de Holditch, 2001)

En la cima están los yacimientos convencionales los cuales utilizan desarrollos tecnológicos ampliamente probados para su extracción y geológicamente están limitados por una serie de estructuras, mejor conocidas como trampas a las que se les asocian reservas limitadas las cuales pueden ser

explotadas dentro de pocos años (EIA, 2013). En la zona de transición se ubica: el aceite pesado, extrapesado, arenas compactas o tight gas y el gas metano en capas de carbón (CBM), lo cuales representan recursos que han sido posible explotar mediante tratamientos especializados; aunque con márgenes de ganancia menores a los yacimientos convencionales.

El bitumen, el aceite y gas en lutitas, así como los hidratos de gas son la base del triángulo de los recursos y representan el mayor reto de entendimiento, desarrollo tecnológico y recurso prospectivo asociado. Para fines de este trabajo únicamente se discutirán los yacimientos de aceite y gas en lutitas, que se definen como: sistemas de rocas orgánicamente ricas, en las que yacen *in situ* aceite y/o gas natural almacenados en los micro y nano poros escasamente comunicados entre sí, de litologías calcáreo-carbonosas y/o arcillo-carbonosas; funcionan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello.

En el año 2013 existían más de 138 formaciones a nivel mundial distribuidas en 46 países, con recursos de aceite y gas en lutitas (EIA, 2013), en la Figura 2 se muestran en el mapa la distribución de estos recursos; para nuestro estudio la zona de interés corresponde a Norteamérica en particular a México que presenta una acumulación continua al norte del país.

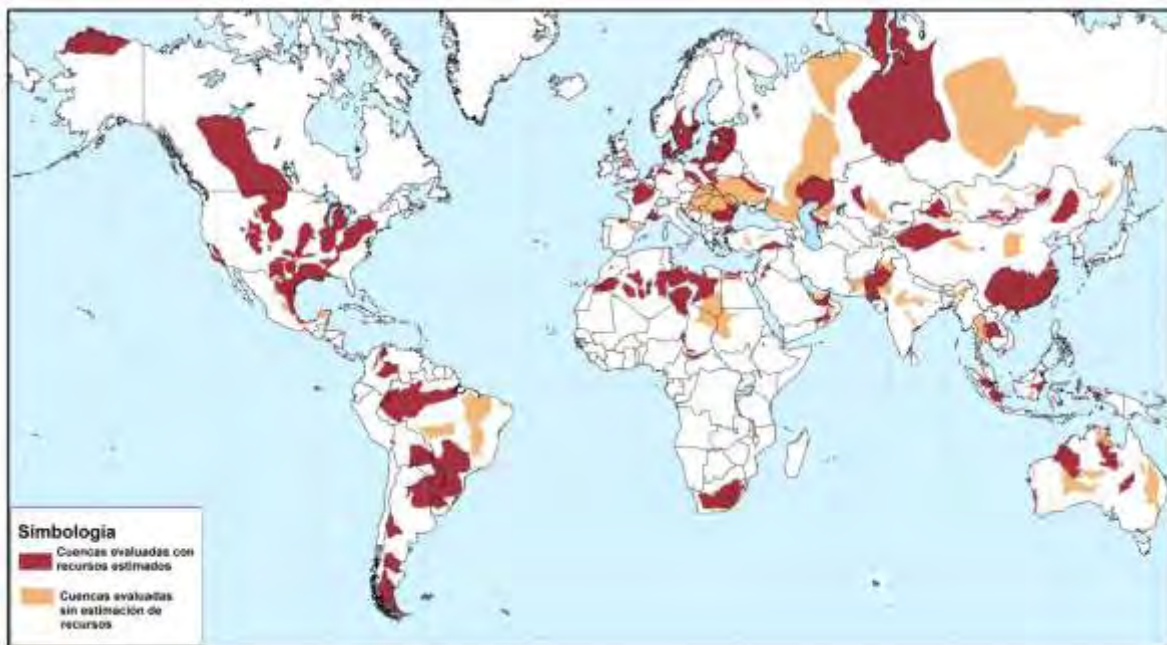


Figura 2. Mapa con la distribución mundial de cuencas evaluadas con recursos de aceite y gas en lutitas, fuente: EIA 2013.

Derivado de la Figura 2, se presentan las cifras de recursos prospectivos y reserva probada a nivel mundial evaluada por el Departamento de Energía de Estados Unidos, donde sobresale que la cantidad de recursos asociados a lutitas representan la tercera parte del total de recursos de gas.

Tabla 1. Distribución mundial de reserva probada y recursos prospectivos, fuente: EIA 2013 p.4.

	Aceite [mmmb]	Gas [mmmmpc]
Yacimientos de lutitas		
Reserva probada	n/a	97
Recurso prospectivo	345	7,201
Yacimientos restantes		
Reserva probada	1,642	6,741
Recurso prospectivo	1,370	8,842
Total	3,357	22,882
Porcentaje de lutitas respecto al total	10%	32%

En México los yacimientos no convencionales están distribuidos en orden descendente, por la cantidad de recursos prospectivos acumulados en cinco cuencas: Burgos, Sabinas, Tampico-Misantla, Tuxpan y Veracruz; (Figura 3). La suma de estos recursos posiciona a México en el sexto lugar de los países con gas de lutitas técnicamente recuperables con 545 [mmmmpc] de gas y en el octavo lugar de recursos de aceite de lutitas con 13 [mmmb] de aceite.



Figura 3. Ubicación de las cuencas con recursos de aceite y gas en lutitas, fuente EIA 2015.

El concepto de técnicamente recuperable, se refiere a que existe el desarrollo tecnológico que permite la extracción de los hidrocarburos, sin considerar los costos de esta, los cuales podrían convertir al yacimiento en económicamente no rentable (EIA, 2015).

Desde el punto de vista geológico se considera que el aceite y gas en lutitas de México son la roca generadora de varios de los campos convencionales actualmente productores, como las formaciones Pimienta y La Casita en el Jurásico Superior Tithoniano o Agua Nueva y Eagle Ford del Cretácico Superior Turoniano; además se sabe que estas formaciones han retenido hasta un 80% del hidrocarburo generado (PEMEX, 2012).

Este 80% de hidrocarburo generado representa 60.2 [mmmbpce] (CNH, 2016) el equivalente a seis veces la reserva probada del país (PEMEX, 2015), de los cuáles se han documentado 141.5 [mmmmpc] de gas y 31.9 [mmmb] de aceite, distribuidos en las áreas prospectivas: Tampico-Misantla, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos y Veracruz en orden descendente de recursos (CNH, 2016).

Aunque fue en 1981 cuando se logró producir gas de yacimientos no convencionales en la Fm. Barnett, EUA (Montgomery, *et al.* 2005); ha sido en la última década que el interés y estudio de estos recursos aumentó debido a la creciente demanda de gas, a los elevados precios de los hidrocarburos que se presentaron en periodos de tiempo relativamente largos y al desarrollo tecnológico de las terminaciones en pozos horizontales con fracturamiento hidráulico (Galicia y Herrera, 2013).

Formaciones norteamericanas como Marcellus, Barnett, Eagle Ford y Haynesville, representan los primeros casos de éxito de desarrollo a nivel mundial y han sido consideradas análogas para el proceso de exploración y desarrollo de otros países como Argentina, China y México (Reyes, 2015). En México fue en 2011 que se perforó el pozo Emergente-1, con el objetivo de probar la existencia de *plays* no convencionales, debido al planteamiento de continuidad de la Fm. Eagle Ford en el área prospectiva de Sabinas-Burro-Picachos. Desde entonces se han perforado 8 pozos más en esta área prospectiva y 9 en el área de Burgos, dando un total de 18 pozos exploratorios; de los cuales 16 han resultado productores de gas (CNH, 2016).

De acuerdo con Miskimins (2008) el ciclo de vida de un yacimiento no convencional puede dividirse en tres etapas: desarrollo inicial del yacimiento, primera terminación del pozo y ciclo de vida del pozo, incluyendo consideraciones a largo plazo. Aunque todas las etapas son importantes el desarrollo inicial del yacimiento es probablemente la más documentada en las formaciones norteamericanas, donde se han propuesto y probado múltiples técnicas y metodologías de desarrollo.

El alcance de este trabajo es parte de la etapa de desarrollo inicial del yacimiento, específicamente la caracterización de este; donde se ha documentado la identificación y descripción de intervalos de interés como la etapa clave del desarrollo (Lewis, *et al.* 2004; Jacobi, *et al.* 2008; Shanbin, *et al.* 2011 y Bust, *et al.* 2013). Sin embargo la caracterización de intervalos es un proceso complejo que se ayuda de estudios petrográficos, geoquímicos, sedimentarios, de cromatografía de gases, difracción de rayos X, registros geofísicos, microscopía electrónica de barrido y geomecánica (Martínez, 2015); que en conjunto describen entre otras, propiedades litológicas, mineralógicas, radioactivas, petrofísicas, geomecánicas y contenido de hidrocarburos, como puede ser el tipo y la cantidad de estos.

I.2 Caracterización petrofísica

La caracterización petrofísica de un medio consiste en el entendimiento de la relación entre la red de poros, las propiedades de la roca y el contenido de fluidos, el resultado de este entendimiento se traduce en un modelo de caracterización que es actualizado conforme se va adquiriendo más información.

En la evaluación de yacimientos convencionales es común encontrar dos etapas características, la primera de ellas es la evaluación petrofísica, en la cual a partir de información adquirida con registros geofísicos de pozo, se aplican diversos procedimientos de interpretación y estimación de propiedades petrofísicas como porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla, permeabilidad; obteniendo un modelo petrofísico a escala de pozo.

La segunda etapa emplea un número de técnicas, principalmente geoestadísticas, que integran de manera sistemática el modelo geológico, la petrofísica obtenida previamente a escala de pozo y la sísmica, con el fin de derivar modelos en dos y tres dimensiones de distribución de las propiedades petrofísicas de manera que describan correctamente su variabilidad espacial a escala de yacimientos.

Para los yacimientos de aceite y gas en lutitas han sido propuestos distintos flujos de trabajo de caracterización petrofísica (Lewis, *et al.* 2004; Jacobi, *et al.* 2008; Heidari y Torres-Verdín, 2011; Shanbin, *et al.* 2011; Dickman y Vernik, 2012; Bust, *et al.* 2013; Guo, *et al.* 2013 y Khadeeva y Vernik, 2013), sin establecerse alguno como óptimo, en parte se debe a que los aspectos a caracterizar se vuelven más específicos: contenido mineralógico, madurez térmica, propiedades geomecánicas, riqueza orgánica, cuantificación de arcilla, por mencionar algunas.

Aunado a que la caracterización de dichos aspectos se puede realizar con una variedad de técnicas existentes, algunas asociadas a la medición directa en pozo, como la adquisición de núcleos, o a la interpretación de registros geofísicos, que puede hacerse a partir de registros de pozo avanzados (resonancia magnética nuclear, espectroscopia de captura elemental, herramientas mineralógicas) o de registros convencionales; en ambos casos para su interpretación se utilizan herramientas matemáticas.

De hecho metodologías robustas como las propuestas por Heidari y Torres-Verdín (2011), Dickman y Vernik (2012) y Guo, *et al.* (2013), utilizan tanto registros convencionales como especiales; integrando la información con la adquirida en pozos y procesada mediante análisis geoquímicos, microscopía electrónica de barrido, difracción de rayos X, con herramientas matemáticas de inversión y software especializado. Sin embargo estas metodologías pueden llegar a ser sumamente costosas debido a la disponibilidad de herramientas para la adquisición de datos y su procesamiento.

Por otra parte están las metodologías que realizan en primera instancia una evaluación característica de un yacimiento convencional (Lewis, *et al.* 2004; Clarkson, *et al.* 2011; Gupta, *et al.* 2012 y Glorioso, *et al.* 2012) para ser calibrada posteriormente con las mediciones obtenidas de núcleos, dejando partes del proceso aisladas como puede ser la definición de la madurez térmica, la estimación de materia orgánica, o el cálculo de propiedades geomecánicas.

En conclusión, no existe hasta el momento un flujo de trabajo limitado a una serie de pasos a seguir para caracterizar intervalos de interés en yacimientos no convencionales, inclusive no existe un modelo petrofísico general para distinguir a estos yacimientos; pero si existen metodologías documentadas que han probado ser útiles en la caracterización petrofísica de una o varias propiedades para una zona de estudio en particular.

Una de las propiedades clave a caracterizar es el contenido de carbón orgánico total (COT), el cual representa la cantidad de material disponible a convertir en hidrocarburos, fundamentalmente se compone de kerógeno y bitumen; se expresa en porcentaje respecto al peso, y en algunas ocasiones, en porcentaje respecto al volumen. Es fundamental caracterizarlo ya que es útil para estimar el tipo y cantidad del material orgánico que definirá el potencial generador del aceite y gas en lutitas; y en conjunto con otras propiedades permitirá evaluar la cantidad de recursos técnicamente recuperables.

El COT se cuantifica mediante análisis de núcleos e interpretación de registros, algunos métodos para medirlo cuando se tienen núcleos disponibles son:

- Combustión directa
- Combustión directa modificada
- Método indirecto (por diferencia)
- Algunos métodos de pirolisis

Cada método presenta ventajas en función de la cantidad de muestras disponibles y la calidad de estas, aunque el de combustión directa es el más común para cuantificar el COT, el método indirecto es más exacto para muestras pobres de orgánicos y ricos en carbonatos; mientras que la pirolisis proporciona datos más confiables cuando se tienen muestras pequeñas aunque se ve limitado en el caso de muestras maduras donde la temperatura es insuficiente para completar el proceso de combustión. Esta evaluación inicial del carbono es seguida por otros procedimientos de clasificación, tales como la reflectancia de la vitrinita, para conocer la calidad de la roca generadora.

Únicamente se describirá la técnica de *Pirolisis Rock Eval* ya que además de cuantificar el COT proporciona información de la calidad, tipo y madurez térmica de la materia orgánica asociada (razón por la cuál es considerado el estudio de geoquímica orgánica más imprescindible a realizar), en función de una serie de parámetros, incluidos entre ellos el COT. En este trabajo sólo hablaremos de los aspectos más importantes de esta técnica para una descripción detallada del proceso los trabajos de Correa y Salazar (2013) y Martínez (2015), pueden tomarse como referencia.

Por definición la pirolisis consiste en el calentamiento de materia orgánica en ausencia de oxígeno, el proceso requiere del aparato especial *Rock Eval* donde las muestras son calentadas bajo una atmósfera inerte de helio o nitrógeno, liberando elementos orgánicos, los cuáles son medidos con un detector de ionización de flama y registrados en un gráfico conocido como pirograma, de ésta técnica se obtiene:

- a. Pico S1. Representa a los hidrocarburos libres contenidos en la muestra, se mide en [mgHC/gr].
- b. Pico S2. Representa la capacidad de la muestra para generar hidrocarburos o hidrocarburos potenciales, se mide en [mgHC/gr].
- c. Pico S3. Representa el CO₂ que proviene de la desintegración del kerógeno, se mide en [mgHC/gr].
- d. COT. Es la suma de los valores registrados por los picos S1, S2 y S3, da como resultado la cantidad (en peso) del carbón de origen orgánico, se mide en porcentaje respecto al peso [%wt].

- e. Índice de Hidrógeno (IH). Se define como la relación entre el pico S2 y el COT. Este índice es proporcional a la cantidad de hidrógeno contenido en el kerógeno, y entre más alto sea, mayor es el potencial para la generación de hidrocarburos. Sus unidades están dadas en [mgHC/gCOT].
- f. Índice de Oxígeno (IO). Se define como la relación entre el pico S3 y el COT. Este índice se relaciona con la cantidad de oxígeno contenido en el kerógeno y es útil para el rastreo de su maduración. Se expresa en [mgCO₂/gCOT].
- g. Índice de Producción (IP). Esta relación se utiliza para caracterizar la evolución de la materia orgánica ya que el IP tiende a incrementarse gradualmente con la profundidad en una roca de grano fino; se obtiene a partir de la relación existente entre los hidrocarburos generados durante la primera y la segunda etapas del proceso de pirólisis, es un indicador de la madurez por temperatura.
- h. Tipo de Kerógeno: El kerógeno es una mezcla de macerales y productos reconstituidos de la degradación de la materia orgánica que se forma durante la diagénesis. La cantidad y la composición de los macerales del kerógeno determinan el potencial petrolero y puede variar tanto verticalmente como horizontalmente en una roca generadora. Del tipo de kerógeno dependerá donde y cuando se generarán los hidrocarburos, si serán líquidos o gaseosos y su cantidad. Existen 4 tipos de kerógeno y 3 de ellos pueden generar hidrocarburos. (Tissot, 1974 y Demaison, *et al.* 1983). Se determina con la relación IH/IO y también gráficamente con ayuda del diagrama de van Krevelen, (van Krevelen, 1961).

Es importante recordar que el COT corresponde solamente a la cantidad de carbono asociado a la materia orgánica, sin que implique su calidad y sin considerar el asociado a minerales. Los análisis se hacen en muestras de núcleo, canal o afloramientos, por lo que corresponden a una mínima parte la formación en estudio, los datos puntuales obtenidos con núcleos representan en todos los casos los datos medidos; estos datos puntuales serán de tipo extraído, ya que están en función del potencial por generar de la roca.

La interpretación de registros geofísicos proporciona una medición continua de la formación reduciendo así la incertidumbre estadística del muestreo limitado, además de presentar mayor disponibilidad en comparación con los núcleos o recortes por lo que es menos costosa que hacer una serie de análisis de laboratorio, como se ha mencionado anteriormente es posible utilizar registros especiales para la estimación de propiedades petrofísicas, aunque en el caso del COT la industria se ha inclinado hacia metodologías que puedan llevarse a cabo con registros convencionales (Schmoker y Hester, 1983; Passey, *et al.* 1990; Lin y Salisch, 1993; Bowman, 2010; Sondergeld, 2010^a).

En el proceso general se estima la cantidad de contenido de carbón orgánico total utilizando registros geofísicos, obteniendo resultados en toda la columna del pozo para ser comparados posteriormente con las mediciones puntuales de núcleos, el objetivo de este trabajo es realizar dicho proceso para un intervalo común presente en cinco pozos, con ayuda de tres tipos de metodologías: convencional, empírica (Bowman, 2010; Schmoker y Hester, 1983 y Passey *et al.* 1990) e inversión petrofísica (Kazatchenko, *et al.* 2004^a; Kazatchenko, *et al.* 2007; Aquino *et al.* 2011; Aquino *et al.* 2015) utilizando registros geofísicos convencionales.

I.3 Zona de estudio

Los pozos se ubican en el área prospectiva de Burgos, con una separación media de 40[km] entre pozos.

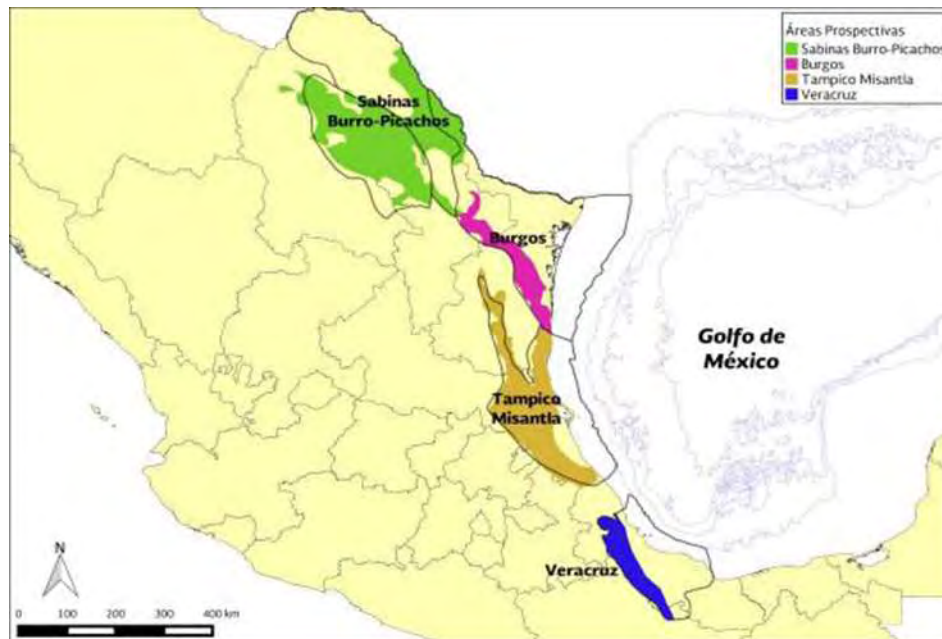


Figura 4. Áreas prospectivas de aceite y gas en lutitas en México, Fuente: CNH, 2016.

Esta área prospectiva no debe confundirse con la Cuenca de Burgos, principalmente por la diferencia de extensiones que ocupan, esta última abarca el estado de Tamaulipas, el extremo oriental de Nuevo León y se extiende costa afuera hacia la plataforma continental, mientras que el área prospectiva ocupa sólo una porción reducida de la cuenca, Figura 4.

Los intervalos de estudio pertenecen al Jurásico Superior Tithoniano, definidos como rocas generadoras formadas por secuencias de calizas arcillo-carbonosas y lutitas calcáreo carbonosas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior con materia orgánica tipo II, de acuerdo con González y Holguín, 1992 y Rodríguez et al., 2008 (Citado en Escalera, 2010), estas rocas iniciaron el proceso de generación de hidrocarburos a partir de finales del Cretácico y continúan activas hacia el poniente de la cuenca.

De la descripción de núcleos y análisis de láminas delgadas la Fm. Pimienta se sabe que está compuesta por mudstones arcillosos negros, ligeramente piritizados, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal, sus espesores varían entre 3 y 485 [m].

El COT se encuentra entre 0.4 y 6.5% y el S₂ entre 0.2 y 43.4 [mg hc/g COT]. El índice de hidrógeno varía entre 18 y 959, mientras que la temperatura máxima de generación se encuentra entre 412 y 476 [°C]. Estructuralmente se tienen en la cuenca entrampamientos mixtos, en su mayoría de tipo estratigráfico en forma de acuñaientos, particularmente en areniscas del Paleoceno; respecto a los hidrocarburos producidos se sabe que el gas es predominantemente termogénico (Escalera, 2010).

Aunque la separación entre pozos es considerablemente grande, los yacimientos de aceite y gas en lutitas, a menudo muestran continuidad estratigráfica y relativamente simples estructuras geológicas, parecen simples a gran escala pero a nivel local podrían ser extremadamente heterogéneas; esto podrá comprobarse al crear un modelo petrofísico que describa a la mayoría de los pozos, para verificar la confiabilidad de nuestros modelos se dispone de 55 mediciones de COT, (junto con otras propiedades petrofísicas) obtenidas de análisis de núcleos, distribuidas en los cinco pozos.

Capítulo II

MODELOS PETROFÍSICOS

Un modelo petrofísico es una forma de representar la realidad física de cada uno de los elementos que componen un volumen de roca en términos conceptuales (geométricos o matemáticos), es utilizado para procesar e interpretar datos provenientes de las herramientas de registros geofísicos con la finalidad de definir propiedades petrofísicas del medio en estudio.

Probablemente el modelo petrofísico más conocido es el que planteó Archie (1942) para calcular la saturación de agua en arenas limpias. El modelo de la Figura 5 representa un medio formado por arenas y poco o nulo contenido de arcilla, saturado por una solución conductora.

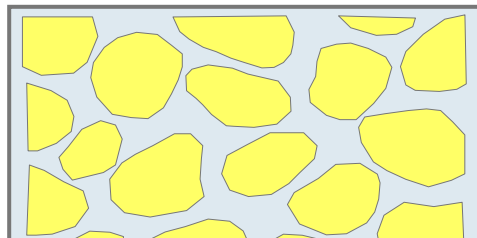


Figura 5. Modelo de volumen de roca formado por arenas limpias y saturado con iones disueltos en agua.

A través de experimentos Archie encontró que la resistividad eléctrica específica de una roca saturada con solución salina R_0 es proporcional a la resistividad eléctrica específica de la solución salina R_w , mediante una constante de proporcionalidad conocida como factor de formación F .

Graficando en papel doble logarítmico notó que F además estaba relacionado con la porosidad:

$$\log F = \log a - m \log \emptyset \quad (1)$$

Dónde:

F = Factor de formación.

a = Factor de tortuosidad.

\emptyset = Porosidad de la formación.

m = Exponente de cementación.

De tal manera que F se puede expresar en función de la resistividad eléctrica y de la porosidad:

$$F = \frac{a}{\emptyset^m} = \frac{R_0}{R_w} \quad (2)$$

Dónde:

F = Factor de formación.

a = Factor de tortuosidad.

\emptyset = Porosidad de la formación.

m = Exponente de cementación.

R_0 = Resistividad eléctrica específica de una roca saturada.

R_w = Resistividad del agua de formación.

Posteriormente para describir el efecto de la saturación de fluidos normalizó la resistividad medida a cualquier saturación (R_t) con la resistividad de la roca saturada (R_0), definiendo el índice de resistividad I, relacionándolo posteriormente con la saturación del agua de formación (S_w).

$$\log I = -n \log S_w \quad (3)$$

Dónde:

I = Índice de resistividad.

n = Exponente de saturación.

S_w = Saturación del agua de formación.

Así es como el índice de resistividad puede expresarse conforme la Ecuación (4):

$$I = S_w^{-n} = \frac{R_t}{R_0} \quad (4)$$

Dónde:

I = Índice de resistividad.

n = Exponente de saturación.

S_w = Saturación del agua de formación.

R_t = Resistividad de la formación.

R_0 = Resistividad eléctrica específica de una roca saturada

Despejando R_0 en (2) y sustituyendo en (4) obtuvo el modelo de saturación de agua para arenas limpias, considerando $a=1$ y $m=n=2$, para arenas, de acuerdo con datos experimentales:

$$S_w = \frac{1}{\emptyset} \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \quad (5)$$

Dónde:

S_w = Saturación del agua de formación.

\emptyset = Porosidad de la formación.

R_w = Resistividad del agua de formación.

R_t = Resistividad de la formación.

Cuando se tienen distintos tipos de rocas con contenido de arcilla variable entonces se tiene el modelo generalizado de Archie (1942):

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}} \quad (6)$$

Dónde:

S_w = Saturación del agua de formación.

n = Exponente de saturación.

a = Factor de tortuosidad.

R_w = Resistividad del agua de formación.

ϕ = Porosidad de la formación.

m = Exponente de cementación.

Conceptualmente los exponentes de cementación y saturación, expresan la geometría del único conductor en las rocas porosas del estudio, que es la solución salina; de manera directa está envuelta la geometría de los aislantes (la matriz mineral y los hidrocarburos) y sus propiedades como la textura de las rocas y la mojabilidad del sistema roca-poros, sin embargo ambos exponentes junto con el coeficiente “a” no tienen un significado físico claro, aunque algunos autores han tratado de explicarlo (Worthington, *et al.* 1989 y Gómez, 1975).

Para distintos tipos de formaciones se han encontrado experimentalmente una serie de valores para a , m y n , inclusive se ha utilizado el modelo de Archie para carbonatos relacionando m con la porosidad en lugar de la cementación (Doveton, 1986), las formaciones de aceite y gas en lutitas no han sido la excepción para utilizarlo, sin embargo como en muchos otros casos complejos la estimación de propiedades petrofísicas muestra valores inconsistentes.

Uno de los factores geológicos determinantes en los yacimientos de aceite y gas en lutitas es la distribución de arcilla, factor que entra en conflicto al utilizar el modelo de Archie; debido a que es necesario establecerlo *a priori* a la evaluación petrofísica, además se sabe que estos yacimientos están compuestos por carbonatos, distintos tipos de arcillas, minerales pesados, materia orgánica, gas asociado a la materia orgánica, gas libre y kerógeno (Quirein, *et al.* 2010 y Sondergeld, *et al.* 2010b), dejando muy atrás la idealización de Archie, sin embargo este modelo fue el precursor de una serie de planteamientos que ayudarían a caracterizar diferentes propiedades petrofísicas.

El objetivo de este capítulo es describir los modelos petrofísicos asociados a las tres metodologías utilizadas para estimar el contenido de carbón orgánico total; la metodología convencional aplica de manera secuencial diferentes modelos en la interpretación de propiedades petrofísicas, las metodologías empíricas parten de un modelo petrofísico similar variando las técnicas de interpretación, finalmente para inversión petrofísica se establece un modelo inicial que irá cambiando conforme se comparen los resultados calculados con los datos medidos, hasta establecer la menor diferencia entre ellos, sin perder realidad en el modelo.

II. 1 Modelos utilizados en la metodología convencional

Los modelos asociados a la metodología convencional, que fueron utilizados en este trabajo son: modelo volumétrico para delimitar litología, porosidad y saturación de fluidos; modelos lineal, Larionov (1969) para rocas antiguas, Stieber (1970) y Clavier *et al.* (1971), para estimar el volumen de arcilla; Raymer-Hunt (1980) para la determinación de porosidad total a partir del tiempo de tránsito, modelo de porosidad efectiva a partir de las herramientas de neutrón-densidad y el modelo de Simandoux (1963) para calcular la saturación del agua de formación; como se ha mencionado anteriormente estos modelos son aplicados secuencialmente incrementando las posibilidades de generar errores de manera acumulativa.

Modelo volumétrico

El modelo volumétrico establece que la suma de los volúmenes de minerales y fluidos, contenidos en el volumen de roca en estudio debe ser igual a 1, está asociado a la determinación de la litología, factor indispensable para entender cualquier tipo de yacimiento, al conocer la litología definimos los componentes de la matriz, los cuales permitirán conocer otras propiedades petrofísicas como la porosidad o el COT.

$$1 = Vol_1 + Vol_2 + Vol_3 + \dots + Vol_n \quad (7)$$

Dónde:

Vol_1, Vol_2, Vol_n representan el volumen correspondiente a cada elemento del modelo.

El modelo volumétrico planteado considera una matriz formada por cuarzo y carbonato (calcita), arcilla laminar, agua de formación y materia orgánica, como un componente mineral de la formación, esquemáticamente está representado en la Figura 6 y es una combinación del modelo propuesto por Mendelson (1985) para evaluar rocas generadoras con la información descriptiva de láminas delgadas presentado por Pérez (2014).

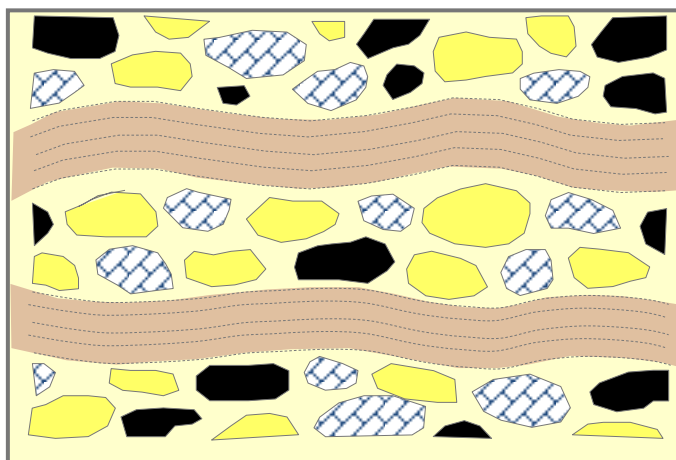


Figura 6. Modelo volumétrico utilizado para la metodología convencional.

Para estimar la cantidad de COT, se asociaron los valores de respuesta conocidos a diferentes registros de la materia orgánica, estos valores fueron establecidos en el trabajo de Lewis, *et al.* (2004), los cuales son presentados en la Tabla 2.

Tabla 2. Valores de respuesta a diferentes registros asociados a la materia orgánica, Lewis, *et al.* (2004).

Registro	Valor de respuesta conocido	Unidades
Densidad	1-1.1	[g/cm ³]
Factor fotoeléctrico	0.18-0.24	[B/e]
Neutrón	50-65	[dec]
Rayos gamma	500-4000	[API]
Tiempo de tránsito	160	[μs/ft]

Modelos de volumen de arcilla

La arcilla es uno de los componentes más importantes de las rocas en el análisis de registros, debido a que sus propiedades modifican todas las mediciones de las herramientas, principalmente las que se relacionan con sus propiedades eléctricas, las cuales tienen gran influencia en la determinación de las

saturationes de fluidos. El efecto de la arcillosidad en el aumento de la conductividad de la formación es con frecuencia muy desproporcionado en relación a la cantidad de arcilla.

El efecto real depende de la cantidad, tipo y distribución relativa de la arcilla y su naturaleza; por lo que en la evaluación convencional es necesario calcular el volumen de arcilla que se tiene en los pozos en estudio, para hacerlo se requiere del índice de arcillosidad el cual se obtiene a partir del registro de rayos gamma; la alta radioactividad natural en los yacimientos de aceite y gas en lutitas es causada principalmente por la presencia de concentraciones de uranio o iones de uranio de la materia orgánica, en consecuencia el registro de rayos gamma corregido se utilizó con la finalidad de estimar valores más confiables de volumen de arcilla, de acuerdo con la Ecuación (8).

$$I_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{sand}}{GR_{sh} - GR_{sand}} \quad (8)$$

Dónde:

I_{sh} = Índice de arcillosidad calculado a partir del registro de rayos gamma.

GR_{log} = Valor de rayos gamma leído del registro en la zona a evaluar.

GR_{sand} = Valor de rayos gamma leído del registro en la arena más limpia en el mismo intervalo.

GR_{sh} = Valor de rayos gamma leído del registro en la zona de arcillas.

Una vez que se ha obtenido el índice de arcillosidad es posible obtener el volumen de arcilla, es común igualar el índice de arcillosidad con el volumen de arcilla, esto es conocido como modelo lineal, sin embargo esta equivalencia tiene a exagerar el volumen de arcilla, por lo que a lo largo del tiempo han sido desarrollados modelos empíricos para diferentes edades geológicas y áreas específicas, los modelos utilizados en este trabajo se presentan en las ecuaciones (9), (10) y (11).

- Clavier, *et al.* (1971), en el desarrollo del modelo los autores utilizaron registros de rayos gamma y neutrón, iniciando con la suposición de una formación caracterizada principalmente por cuarzo y nulo contenido de arcilla, para incrementar paulatinamente y de manera controlada el contenido de arcilla.

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2} \quad (9)$$

Dónde:

V_{sh} = Volumen de arcilla.

I_{sh} = Índice de arcillosidad, calculado a partir de registros.

- Larionov (1969) para rocas antiguas, este autor dio prioridad a la edad geológica de la formación en estudio, desarrollando además un modelo para rocas del Terciario.

$$V_{sh} = 0.33 (2^{2I_{sh}} - 1) \quad (10)$$

Dónde:

Vsh= Volumen de arcilla.

Ish= Índice de arcillosidad, calculado a partir de registros.

- Stieber (1970), consideró diferentes distribuciones de arcilla utilizando una secuencia areno-arcillosa, característica del sur de Louisiana.

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{3 - 2I_{sh}} \quad (11)$$

Dónde:

Vsh= Volumen de arcilla.

Ish= Índice de arcillosidad, calculado a partir de registros.

El comportamiento general de estos modelos en función del registro de rayos gamma corregido, para los pozos en estudio, se presenta en la Figura 7, el modelo de Stieber muestra los valores mínimos de volumen de arcilla mientras que el modelo lineal calcula el mayor volumen, en este trabajo se utiliza el valor mínimo de volumen de arcilla obtenido con los cuatro métodos.

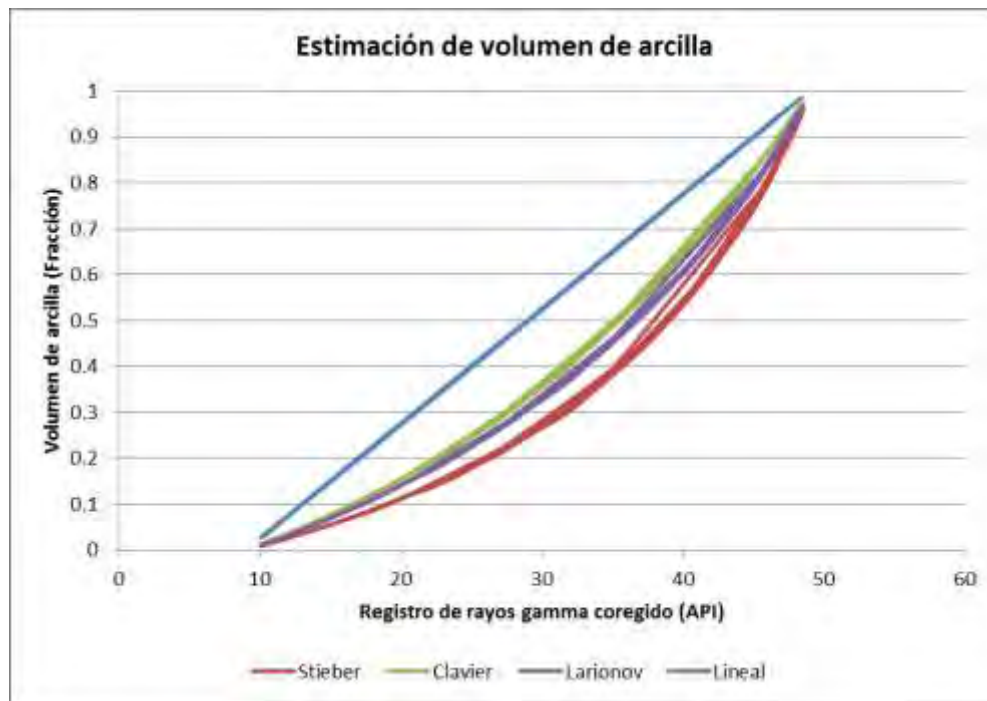


Figura 7. Comparación de modelos para estimar el volumen de arcilla utilizando una metodología convencional en la evaluación de yacimientos de aceite y gas en lutitas.

Modelos de porosidad

Las herramientas sónicas miden el recíproco de la velocidad de la onda compresional, mejor conocido como tiempo de tránsito, Δt , comúnmente se utilizan unidades de microsegundos por pie para expresarlo; con la finalidad de estimar la porosidad en las formaciones se han establecido diferentes relaciones entre ambas propiedades, algunas consideran el avance de compactación en las formaciones (Wyllie, *et al.* 1956; Tixier, *et al.* 1959 y Geertsma, 1961) mientras que otras como la de Raymer-Hunt (1980) se desarrollaron para diferentes tipos de litologías.

En ese trabajo se utilizó la relación encontrada por Raymer-Hunt (Ecuación (12) la cual establece una relación de segundo grado entre el tiempo de tránsito medido y la porosidad de la formación, que puede dar mejores resultados en zonas con porosidades variables, esta relación se estableció para diferentes tipos de formaciones, cabe mencionar que en esta ecuación, la porosidad y el volumen de matriz constituyen el total de la roca, por lo tanto se debe cumplir que: $1 = \phi + V_{ma}$.

$$\Delta t = \frac{1}{\frac{(1 - \phi)^2}{\Delta t_{ma}} + \frac{\phi}{\Delta t_f}} \quad (12)$$

Dónde:

Δt = Tiempo de tránsito medido por el perfil sónico [$\mu\text{s}/\text{ft}$].

ϕ = Porosidad de la formación, $0 \leq \phi \leq 1$

Δt_f = Tiempo de tránsito del fluido [$\mu\text{s}/\text{ft}$].

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito de la matriz [$\mu\text{s}/\text{ft}$].

Al desarrollar este modelo los autores sugirieron algunos valores para el tiempo de tránsito de diferentes tipos de matriz y un valor para el fluido, todos ellos obtenidos empíricamente:

Tabla 3. Valores sugeridos para el modelo de Raymer-Hunt.

Tipo de matriz	Velocidad [ft/s]	Tiempo de tránsito [$\mu\text{s}/\text{ft}$]
Arenas	17,850	56
Calizas	20,500	49
Dolomitas	22,750	44
Fluido	5,300	189

El segundo modelo utilizado para el cálculo de porosidad, en este caso efectiva, es el asociado a la combinación neutrón-densidad, estas ecuaciones se presentan en (13):

$$\phi_e = \frac{\phi_{NPHI} - Vcl * NPHIcl + NPHIma + Exfact + NPHISal}{Sxo + (1 - Sxo) * NPHIH y HI} =$$

$$\phi_e = \frac{\rho_{ma} - \rho_b - Vcl * (\rho_{ma} - \rho_{cl})}{\rho_{ma} - \rho_{fl} * Sxo - \rho_{HyAp}}$$

$$NPHIH y HI = 9 * \rho_{hden} * \left(\frac{4 - 2.5 * \rho_{hden}}{16 - 2.5 * \rho_{hden}} \right)$$

$$\rho_{HyAp} = 2 * \rho_{hden} * \left(\frac{10 - 2.5 * \rho_{hden}}{16 - 2.5 * \rho_{hden}} \right)$$
(13)

Dónde:

ϕ = Porosidad efectiva.	ρ_{ma} = Densidad de la matriz.
ϕ_{NPHI} = Porosidad leída del registro de neutrón.	ρ_b = Densidad leída del registro.
Vcl= Volumen de arcilla.	ρ_{cl} = Densidad de la arcilla húmeda.
NPHIcl= Valor neutrón de la arcilla húmeda.	ρ_{fl} = Densidad del fluido.
NPHIma= Corrección de matriz.	ρ_{HyAp} = Densidad aparente del hidrocarburo.
Exfact= Factor de excavación neutrón.	ρ_{hden} = Densidad del hidrocarburo.
NPHISal= Corrección por salinidad.	NPHIH y HI= Índice de hidrógeno en el hidrocarburo.
Sxo= Saturación de la zona lavada.	

La determinación de porosidad efectiva se realiza quitando el efecto de la arcilla total, por lo que al llegar al cálculo de porosidad es necesario haber calculado previamente el volumen de arcilla, además es importante mencionar que los valores a considerar en estas ecuaciones son los de la zona lavada ya que los registros de densidad y neutrón miden en esta zona.

Modelo para el cálculo de saturación de agua

Los modelos para el cálculo de saturación de agua consideran diversos parámetros que se presentan en una formación tales como: volumen y distribución de los distintos tipos de arcilla (laminar, dispersa y estructural), resistividad de la formación, resistividad de la arcilla, capacidad de intercambio catiónico, entre otros. El modelo de Archie (1942) ha sido descrito a manera de introducción en este capítulo, es considerado como precursor de varios modelos desarrollados posteriormente; sin embargo se ha utilizado también para evaluar yacimientos de aceite y gas en lutitas obteniendo resultados poco confiables debido a que presupone una matriz no conductora, opuesto al comportamiento de las arcillas.

Para dar solución al problema de la presencia de arcilla, se hicieron ajustes al modelo propuesto por Archie (1942) con la finalidad de considerar un porcentaje de volumen de arcilla, Fertl y Hammack (1971) y los tipos de distribución asociados, como los modelos de Poupon y Leveaux (1954) y Simandoux (1963) ambos para arcilla laminar, Waxman y Smits (1967) para arcillas dispersas, el modelo de doble agua (Clavier, *et al.* 1977) que considera ambos tipos de distribución de la arcilla; de manera general todos estos modelos presentan una ecuación de la forma:

$$\frac{1}{R_t} = \left(\frac{S_w^2}{F \cdot R_w} \right) + X \quad (14)$$

Dónde:

R_t = Resistividad de una roca parcialmente saturada con solución salina.

R_w = Resistividad del agua de formación.

S_w = Saturación del agua de formación.

F = Factor de formación de resistividad.

X = Conductividad debido a la presencia de arcilla.

El modelo utilizado en la metodología convencional considera que el volumen de arcilla es de tipo laminar, por lo que en principio se consideró utilizar el modelo de Simandoux (1963), quien reportó experimentos en mezclas homogéneas de arena y montmorillonita y propuso la Ecuación (15):

$$\frac{1}{R_t} = \left(\frac{S_w^2}{F \cdot R_w} \right) + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (15)$$

Dónde:

R_t = Resistividad de una roca parcialmente saturada con solución salina.

R_w = Resistividad del agua de formación.

S_w = Saturación del agua de formación.

F = Factor de formación de resistividad.

V_{sh} = Volumen de arcilla laminar.

R_{sh} = Resistividad de la arcilla.

Esta expresión nos dice explícitamente que la contribución de arcilla a la conductividad ($X = V_{sh}/R_{sh}$), no depende de la saturación de agua, aspecto modificado por Bardon y Pied (1969) para tomar en cuenta la relación entre S_w y X, lo cual queda expresado en la Ecuación (16):

$$\frac{1}{R_t} = \left(\frac{S_w^2}{F \cdot R_w} \right) + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}} \quad (16)$$

Dónde:

R_t = Resistividad de una roca parcialmente saturada con solución salina.

R_w = Resistividad del agua de formación.

S_w = Saturación del agua de formación.

F = Factor de formación de resistividad.

V_{sh} = Volumen de arcilla laminar.

R_{sh} = Resistividad de la arcilla.

Expresando la ecuación (16) en términos de saturación y haciendo $F=1/\phi_e^2$, obtenemos la Ecuación (17) utilizada para calcular la saturación del agua de formación en este trabajo:

$$S_{we} = \left(\frac{C * R_w}{\phi_e^2} \right) \left[\sqrt{\left(\left(\frac{V_{sh}}{R_t} \right)^2 + \left(\frac{5\phi_e^2}{R_w * R_t} \right) \right)} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (17)$$

Dónde:

S_{we} = Saturación de agua efectiva.

$C = 0.40$ para areniscas y 0.45 para carbonatos

R_t = Resistividad de una roca parcialmente saturada con solución salina.

R_w = Resistividad del agua de formación.

ϕ_e = Porosidad efectiva de la formación.

V_{sh} = Volumen de arcilla laminar.

R_{sh} = Resistividad de la arcilla.

La metodología convencional requiere de un conjunto de modelos para evaluar cada una de las propiedades petrofísicas de la formación, es de tipo secuencial por lo que la posibilidad de acumular errores aumenta en función del número de modelos utilizados. Aunque fue necesario estimar porosidad, volumen de arcilla y saturación de fluidos, en este trabajo sólo se compararán los resultados obtenidos de la estimación de contenido de carbón orgánico total, con distintas metodologías.

II.2 Modelos utilizados en las metodologías empíricas

El uso de metodologías empíricas está enfocado a la estimación de riqueza orgánica en la roca, así que los modelos asociados a estas metodologías relacionan el contenido de carbón orgánico total con distintas respuestas de registros geofísicos, principalmente con el sísmico de porosidad, resistividad y densidad, en este apartado se describen los modelos empíricos utilizados.

Modelo de Schmoker y Hester

El modelo petrofísico propuesto por los autores se compone de matriz de roca (en su trabajo descrita como *black shale*), fluidos intersticiales en poros (agua congénita, en azul), pirita (color oro) y materia orgánica (no especifica su estado, color negro), representados esquemáticamente por la Figura 8.

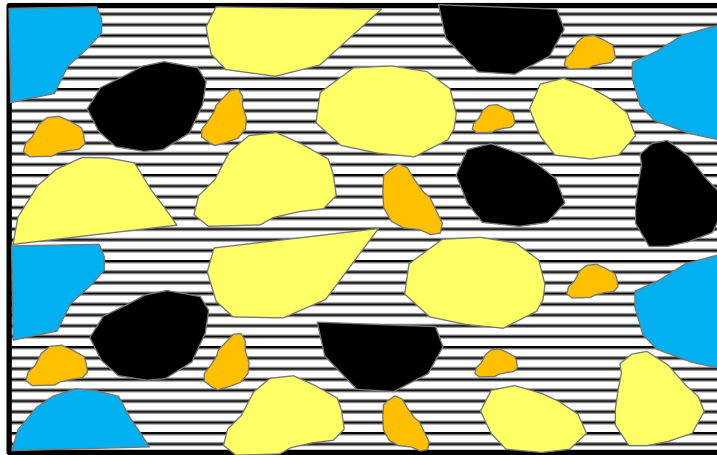


Figura 8. Modelo petrofísico de Schmoker y Hester (1983).

El planteamiento del modelo asocia la densidad volumétrica de la formación (ρ) a las densidades y a los volúmenes fraccionales (ϕ) de los componentes como se muestra en la Ecuación (18):

$$\rho = \phi_o \rho_o + \phi_p \rho_p + \phi_i \rho_i + (1 - \phi_o - \phi_p - \phi_i) \rho_m \quad (18)$$

Dónde los subíndices o, p, i, m; representan: materia orgánica, pirita, fluidos en los poros y matriz.

Para calcular el contenido orgánico a partir de la densidad de formación, la ecuación (18) debe reducirse a una expresión que relacione a las dos variables, esta reducción fue realizada por Schmoker y Hester (1983) obteniendo una ecuación generalizada para calcular COT, (Ecuación (19)), sin embargo es necesario definir los valores característicos de densidad de la materia orgánica y de los fluidos, para la región de interés en estudio.

$$COT = \frac{[(100\rho_o)(\rho - 0.9922\rho_{mi} - 0.039)]}{R_p(\rho_o - 1.135\rho_{mi} + 0.675)} \quad (19)$$

Dónde:

COT = Contenido de carbón orgánico total [wt%].

ρ_o = Densidad de la materia orgánica [g/cm³].

ρ_{mi} = Densidad de los fluidos intersticiales en los poros y la matriz mineral [g/cm³].

R_p = Relación en peso de la materia orgánica al carbón orgánico.

Modelo de Passey

Para su metodología los autores consideran un modelo en el que las rocas orgánicamente ricas se componen de: matriz, materia orgánica sólida y fluidos que ocupan el espacio poroso; dicho modelo es representado por la roca madura en la Figura 9, al mismo tiempo esta figura muestra los diferentes tipos de roca que pueden encontrarse en función de la riqueza orgánica.

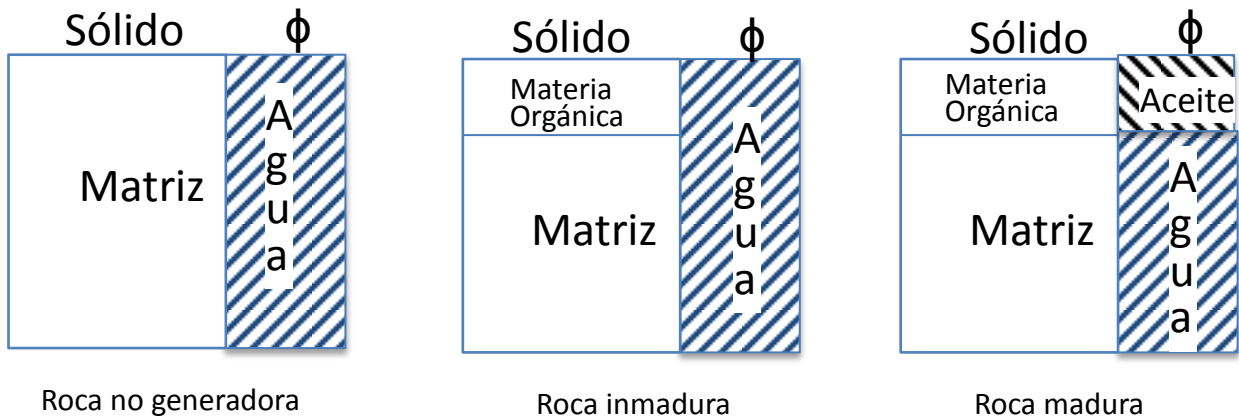


Figura 9. Modelos petrofísicos utilizados en la metodología de Passey *et al.* (1990).

Matemáticamente el modelo se representa con dos ecuaciones, la primera (Ecuación (20)) calcula la diferencia entre la respuesta del registro de resistividad y el registro sísmico en función de escalamientos realizados en la metodología.

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{\text{línea base}}} \right) + 0.02 \cdot (\Delta t - \Delta t_{\text{línea base}}) \quad (20)$$

Dónde:

$\Delta \log R$ = Diferencia entre los valores leídos de registros.

R = Valor leído del registro de resistividad en la zona de interés [Ωm].

$R_{\text{línea base}}$ = Valor leído del registro de resistividad en una zona no generadora [Ωm].

Δt = Valor leído del registro sísmico en la zona de interés [$\mu s/ft$].

$\Delta t_{\text{línea base}}$ = Valor leído del registro sísmico en una zona no generadora [$\mu s/ft$].

Y la segunda ecuación (Ecuación (21)) relaciona la diferencia calculada con el nivel de madurez térmica para estimar el contenido de carbón orgánico total:

$$COT = \Delta \log R \cdot 10^{2.297 - 0.1688 \times LOM} \quad (21)$$

Dónde:

$\Delta \log R$ = Diferencia entre los valores leídos de registros.

COT = Carbón orgánico total [wt%]

LOM = Nivel de madurez térmica estimado en la formación.

El nivel de madurez térmica (LOM) se obtiene con mediciones de núcleos a partir de análisis geoquímicos como reflectancia de vitrinita o índice de alteración térmica y también de la historia termal y de sepultamiento, una forma alternativa de obtenerlo cuando no se tienen núcleos disponibles es con las relaciones gráficas de reflectancia de la vitrinita establecidas por Hood (1975).

Los valores comunes de LOM van de 6 a 14 unidades, el rango establecido entre 7-12 está relacionado a rocas generadoras de hidrocarburos, los valores superiores a 12 representan zonas donde se ha rebasado la madurez térmica, en caso de generarse una estimación incorrecta de LOM se verá afectado el cálculo de COT de manera lineal.

Modelo de Bowman

Este modelo surge como una mejora al planteado anteriormente por Passey, *et al.* (1990), aunque conceptualmente conserva el mismo modelo geológico (Figura 9) agrega el uso de gráficos de interrelación de los registros resistividad y tiempo de tránsito, con el objetivo de mejorar el cálculo de la diferencia $\Delta \log R$, definiéndola a partir de la respuesta del registro sísmico y una pseudo curva del registro sísmico (ΔtR), Ecuación (23).

$$\Delta \log R = \Delta t - \Delta tR \quad (22)$$

Dónde:

$\Delta \log R$ = Diferencia entre los valores leídos de registros.

Δt = Valor leído del registro sísmico en la zona de interés.

ΔtR = Pseudo curva del registro sísmico.

ΔtR se obtiene con gráficos de interrelación de los registros logaritmo natural del registro de resistividad y tiempo de tránsito, con ayuda de una escala de colores para el registro de rayos gamma, en el eje de las abscisas se graficará el logaritmo del registro de resistividad, en las ordenadas el tiempo de tránsito, una vez graficados ambos registros se ubica la línea de arcillas de baja resistividad (con ayuda del registro de rayos gamma) y se determina gráficamente la ordenada al origen (b) y su pendiente (m), conforme a lo expresado en la ecuación (23).

$$\Delta tR = -m \log R + b \quad (23)$$

Dónde:

ΔtR = Pseudo curva del registro sísmico.

m y b se obtienen de gráficos de interrelación, resistividad vs tiempo de tránsito.

$\log R$ = Logaritmo de los valores leídos del registro de resistividad.

Finalmente se utiliza la ecuación (21) para estimar el contenido de carbón orgánico total.

II.3 Modelos utilizados en inversión petrofísica

Para la metodología de inversión se utilizaron dos modelos de clásticos y uno de carbonatos, todos los modelos consideran tres escalas o niveles de observación, el primer modelo de clásticos está representado en la Figura 10, de izquierda a derecha el nivel 1 a escala de estratos, lo constituyen capas de arcilla laminar combinadas con capas de matriz de roca, en este modelo se plantea al cuarzo como principal constituyente.

El nivel 2 corresponde a las capas de matriz de roca formadas por granos de cuarzo y materia orgánica a manera de arcilla estructural. Finalmente el tercer nivel ejemplifica los poros, los cuales pueden estar saturados con agua, gas o aceite y en combinación con elementos aislados de matriz de roca rodeados por arcilla dispersa. Es importante resaltar que este modelo considera que la materia orgánica puede distribuirse como arcilla estructural en los estratos y además saturando los poros.

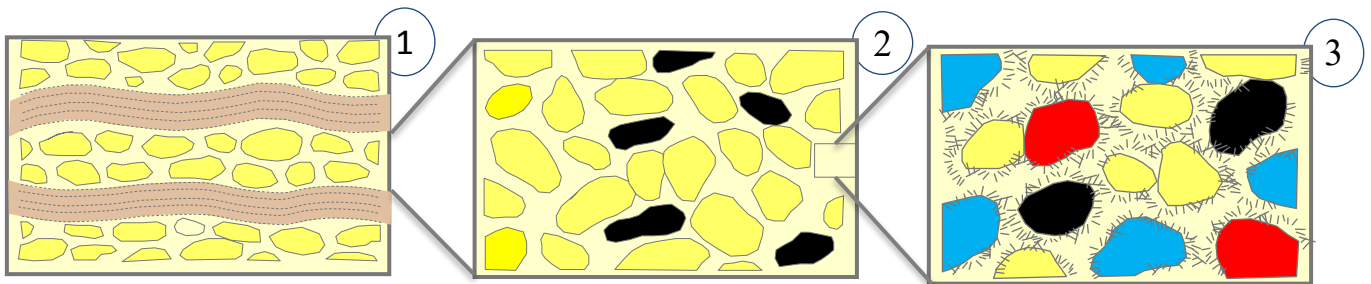


Figura 10. Primer modelo de clásticos utilizado para inversión.

El segundo modelo de clásticos considera la presencia de carbonatos en la matriz de roca, de manera esquemática se presenta en la Figura 11, el primer nivel corresponde a las capas de arcilla laminar y a los estratos que distinguen a la matriz de la roca, formada por cuarzo y carbonato. El segundo nivel muestra un acercamiento a la matriz, donde se observa presencia de cuarzo, carbonato y materia orgánica distribuida como arcilla estructural; en el tercer nivel están los poros saturados con fluidos, aceite, gas y agua combinados con elementos de matriz y rodeados por arcilla dispersa.

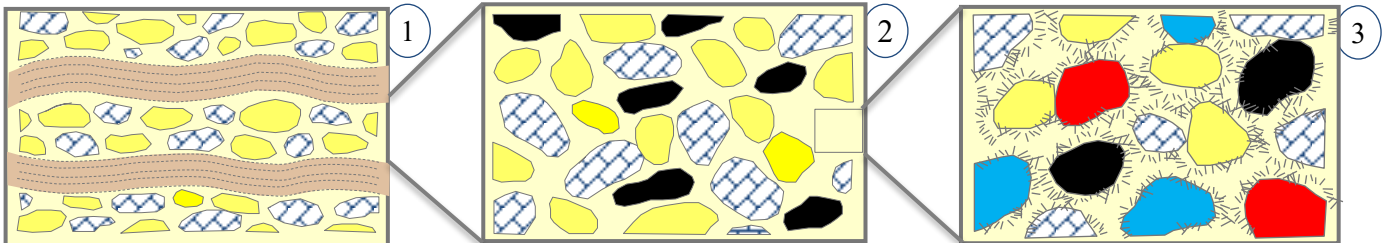


Figura 11. Segundo modelo de clásticos utilizado para inversión.

El tercer modelo utilizado para la metodología de inversión petrofísica es una matriz de carbonato, con doble porosidad, intercalada con estratos de arcilla laminar, para el primer nivel; el segundo nivel muestra la matriz carbonatada con porosidad secundaria; finalmente en el tercer nivel se encuentra el almacenamiento de fluidos y materia orgánica, los fluidos en las microfisuras de la matriz y la materia orgánica en los vóculos, (Cook y Mullins, 1983; Tucker y Wright, 1990) este modelo se presenta en la Figura 12.

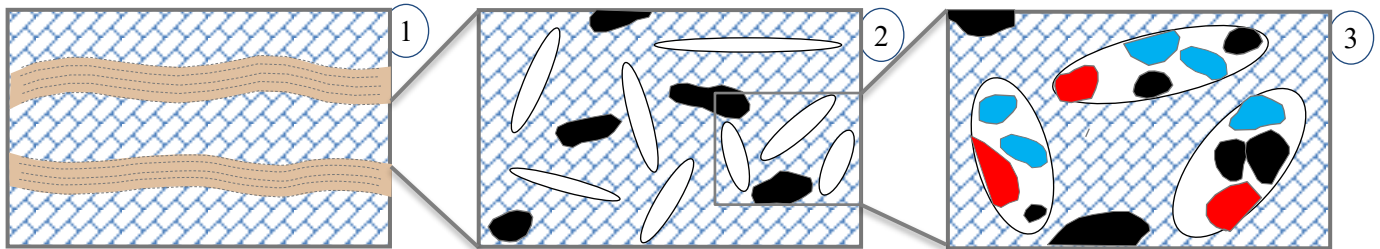


Figura 12. Modelo de carbonatos utilizado en la metodología de inversión petrofísica.

En este capítulo se han descrito los distintos modelos que serán utilizados en las metodologías para la estimación de contenido de carbón orgánico total, en la metodología convencional es necesario considerar a la materia orgánica como un mineral y precisar valores característicos de respuesta a los registros más comunes. En los modelos asociados a metodologías empíricas Schmoker y Hester (1983) desarrollan un modelo petrofísico que relaciona el COT con la densidad de la materia orgánica, de la matriz y de los fluidos.

Continuando con los modelos empíricos Passey *et al.* (1990) expresa el COT en función de la respuesta de los registros sísmico de porosidad y resistividad, además de considerar el nivel de madurez térmica, Bowman (2010) considera la respuesta del registro de rayos gamma para distinguir las zonas con bajos niveles de radioactividad y descartarlos antes de aplicar el modelo de Passey. Por último los modelos asociados a inversión petrofísica consideran tres tipos de matriz de roca, los dos primeros de clásticos mientras que un tercer modelo utiliza una matriz de carbonatos de doble porosidad, en el siguiente capítulo se usarán los modelos descritos para estimar el COT.

Capítulo III

METODOLOGÍAS DE CARACTERIZACIÓN

PETROFÍSICA

En la realización de este trabajo se utilizaron tres tipos de metodologías para la estimación del contenido de carbón orgánico total: convencional, empírica e inversión petrofísica; las dos primeras metodologías se aplicaron con ayuda del software *Interactive Petrophysics*®, para realizar distintos cálculos del proceso, tales como evaluación de registros, generación de datos estadísticos de la información, entre otros. El desarrollo de inversión petrofísica se realizó con software institucional propiedad del Instituto Mexicano del Petróleo®.

Con la finalidad de mostrar el desarrollo de las metodologías utilizaremos el pozo identificado con el número 37, uno de los cinco pozos incluidos en el estudio, el cual cuenta con 19 datos de núcleos y 9 curvas de registros geofísicos adquiridos en la formación de interés, aunque los resultados serán presentados en el Capítulo IV, se sugiere consultar para mayor referencia a este pozo característico los trabajos de Araujo, *et al.* 2014 y Pérez, 2014.

III.1 Metodología convencional

Esta metodología es una adaptación de las metodologías propuestas en los trabajos de Mena (2014) y Zecua (2014) e inició con la selección y corrección de la información para los cinco pozos, el primer paso fue cargar los datos disponibles en el software de interpretación, tanto las curvas adquiridas como la información de núcleo, para posteriormente generar una presentación con las curvas:

- Rayos gamma total, GR.
- Rayos gamma corregido, CGR.
- Resistividad profunda y somera, AO90 y AO30, respectivamente.
- Porosidad neutrón, NPHI.
- Densidad, RHOB.
- Tiempo de tránsito de la onda compresional, DTCO.
- Tiempo de tránsito de la onda de corte, DTSM.
- Factor fotoeléctrico, PEF.

En este primer acercamiento a la información (Figura 13) se muestran las curvas adquiridas sin ningún procesamiento y se identifican las formaciones que componen a la columna estratigráfica del pozo en estudio, se busca agrupar los espesores que muestran una respuesta común en las curvas adquiridas y principalmente delimitar el intervalo que pertenece a la zona de interés, este proceso es conocido como zonificación, en yacimientos convencionales busca distinguir las zonas potenciales (zonas con hidrocarburos) del resto de la columna del pozo, el resultado de la zonificación se muestra en el carril 1.

En el caso particular de nuestro estudio sabemos por los trabajos publicados de Araujo, *et al.* 2014 y Pérez, 2014 que la zona de interés son los estratos pertenecientes a la Fm. Jurásico Superior Pimienta (JSP) la cual se distingue por su alto contenido radioactivo (SGR, carril 3), altas resistividades características de la presencia de materia orgánica (AO90 y AO30, carril 4) y tiempos de tránsito altos en comparación con las zonas superior e inferior, adyacentes (carril 6), esta zona esta etiquetada como JSP y resaltada en color azul en el carril 1.

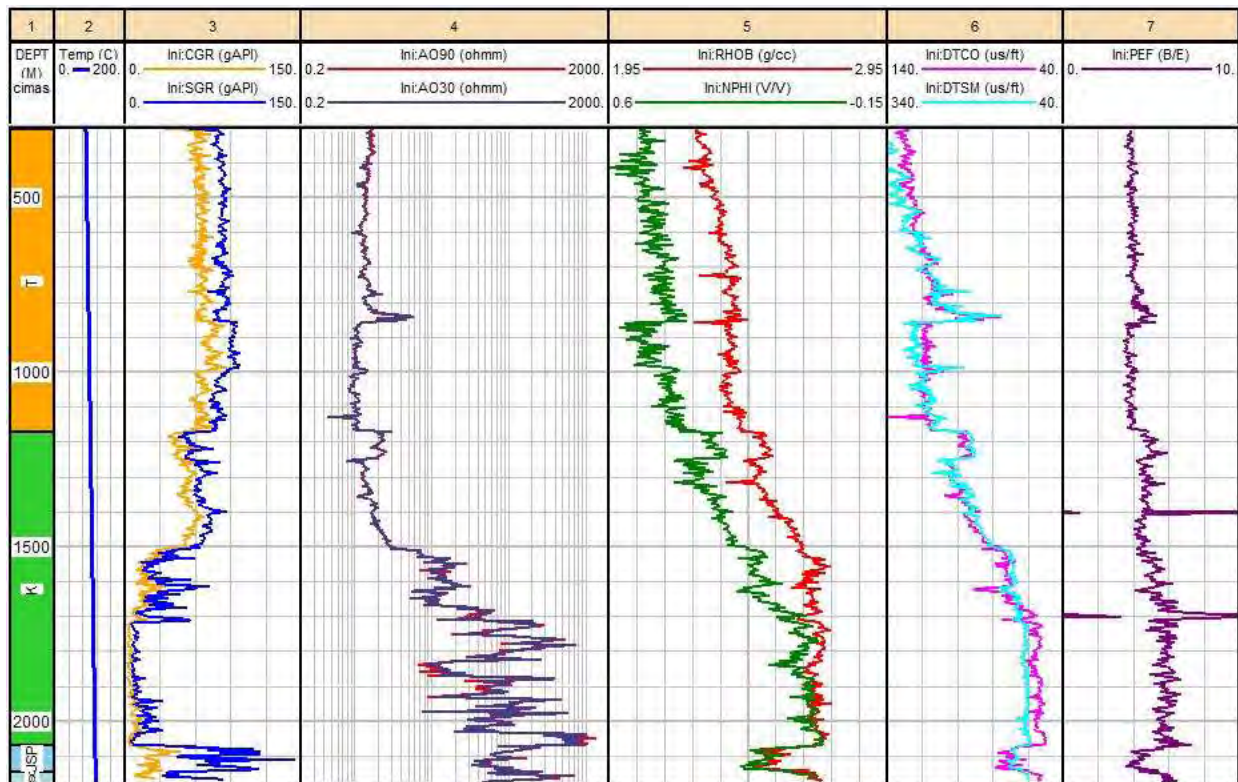


Figura 13. Carril 1-zonificación, carril 2- cálculo de temperatura, carriles 3-7 presentación de curvas medidas, carril 3-SGR y CGR, carril 4-AO30 y AO90, carril 5-NPHI y RHOB, carril 6-DTCO y DTSM, carril 7-PEF

Posteriormente se estima la temperatura del yacimiento, comúnmente la temperatura incrementa conforme se va avanzando en profundidad a una tasa de cambio constante conocida como gradiente geotérmico. El gradiente geotérmico está en función de factores tectónicos, estratigráficos y geoquímicos, por lo que es de esperarse que cambie regionalmente, en la Figura 14 se muestran las tasas de cambio de temperatura en función de la profundidad para las litologías más comunes.



Figura 14. Incremento de temperatura en función de la profundidad, para litologías comunes.

De acuerdo con el modelo volumétrico propuesto (Figura 6) en el Capítulo I tendríamos que considerar el gradiente geotérmico como un punto intermedio para lutitas y carbonatos, sin embargo para todos nuestros pozos contamos con al menos dos puntos medidos de temperatura, lo que nos ayuda a estimar la temperatura, este cálculo se muestra en el carril 2 de la Figura 13.

El siguiente paso es determinar el volumen de arcilla (VCL) con ayuda de la curva CGR y de los modelos lineal, Larionov (1969), Stieber (1970) y Clavier *et al.* (1971); descritos en el Capítulo II y representados por las ecuaciones (8), (9), (10) y (11); sus resultados se muestran en los carriles 3-6 de la Figura 15, respectivamente. En el carril 1 de la misma figura se tiene la zonificación y la profundidad, en el carril 2 la curva CGR en la que se establecieron los valores para la zona de arcillas y arenas; en el carril 7 se tienen los valores mínimos (VCL1) y promedio (VCLAV) de las curvas calculadas.

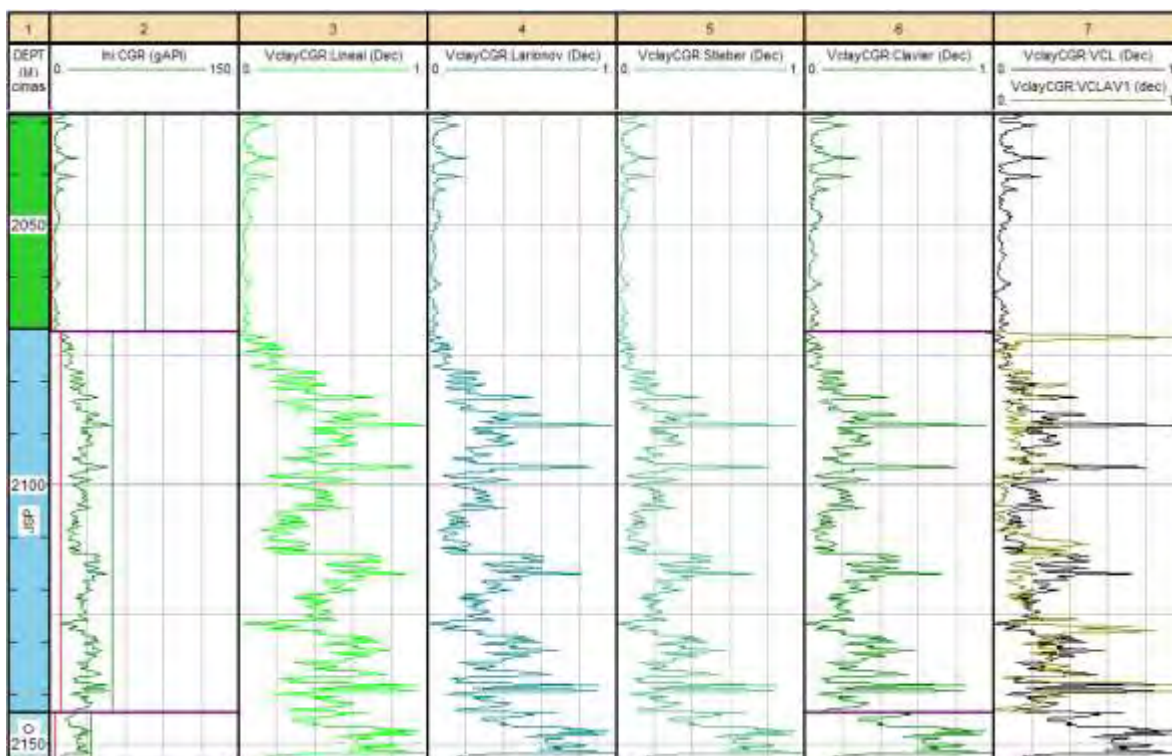


Figura 15. Cálculo de volumen de arcilla, carril 1-zonificación, carril 2-CGR, carril 3-VCL_Lineal, carril 4-VCL_Larionov, carril 5-VCL_Stieber, carril 6-VCL_Clavier, carril 7-VCLAV y VCLMIN.

Respecto a la estimación de volumen de arcilla, se utilizan diferentes modelos que se asemejen en características a la formación en estudio, posteriormente se comparan los resultados obtenidos y se elige el modelo que calculó los valores mínimos de volumen de arcilla. El valor mínimo es seleccionado para evitar el posible enmascaramiento de zonas potenciales productoras de hidrocarburos, en este caso la curva VCL1 representa el valor mínimo de volumen de arcilla estimado y será utilizado para cálculos posteriores en la metodología convencional.

El siguiente indicador a determinar es la resistividad del agua de formación, R_w , a partir del Gráfico de Pickett (Figura 16), este indicador en conjunto con la resistividad verdadera de la formación y la porosidad son parte de los requerimientos para calcular la saturación del agua de formación y como consecuencia directa para la determinación del contenido de fluidos en la formación. El objetivo principal del gráfico de interrelación de Pickett es determinar el valor del exponente de cementación m , del modelo de Archie, 1942 (Ecuación (6)) y de R_w ; a partir de la relación factor de formación-porosidad.

El método consiste en buscar la línea de máxima saturación ($S_w=100\%$, línea en color rojo) que siga la tendencia de la mayoría de los datos de la formación en estudio, la intersección de la línea, que atraviesa los puntos, con el valor de porosidad al 100%, obtiene el valor de R_w y la pendiente de esta recta será el valor de m ; en este ejemplo el valor de R_w es de 1.28 [Ωm], en la Figura 16 se puede observar que las líneas podrían seguir otra tendencia y por tanto el valor de R_w cambiaría, aumentando la subjetividad de la metodología convencional.

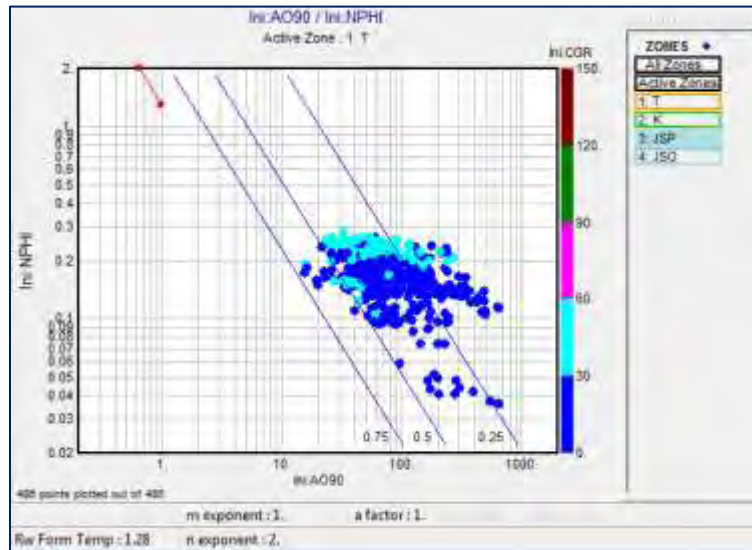


Figura 16. Ejemplo del Gráfico de Pickett para estimar R_w .

Una vez determinado el valor de la resistividad del agua de formación el siguiente paso fue calcular la porosidad total y efectiva, las saturaciones de fluidos y el contenido mineralógico del pozo en estudio, con los modelos de Raymer-Hunt (1980) para la determinación de porosidad total a partir del tiempo de tránsito, modelo de porosidad efectiva a partir de las herramientas neutrón y densidad; y el modelo de Simandoux (1963) para calcular la saturación del agua de formación, además del modelo volumétrico para el contenido mineralógico, estos modelos están representados en las ecuaciones (12), (13), (16) y (7), respectivamente.

La secuencia de pasos descrita en el último párrafo se realiza con ayuda del software de interpretación y el proceso consiste en una simulación de propiedades que se utilizarán para generar un modelo litológico, dentro de este modelo se incluye una simulación de las curvas de registros utilizadas que serán comparadas con las curvas medidas, el modelo más aproximado a la realidad será el que presente menor diferencia entre las curvas medidas y las simuladas.

Para nuestro estudio se estableció inicialmente un modelo volumétrico, descrito en el Capítulo I, la siguiente parte consiste en asociaron los valores de respuesta conocidos a diferentes registros para cada uno de los componentes del modelo propuesto, Figura 17.

Model 1						Result set Mdl1 (Model 1)						
Name Model 1						Edit Sets						
						Mineral	Clay	Water Sw	Water Sxo	MO	Quartz	
						Type	Wet Clay	Water Sw	Water Sxo	Matrix	Matrix	
						Shading						
						Use	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Curve / Val	Equation	Eq. Mode	Use	Confidence	Inv. Fact.	Result	VLime	Vclay	VwaterSw	Vwater	Vmo	VSand
1.0	Unity	Model	<input checked="" type="checkbox"/>	0.01	1.0	1.	1.	1.	1.	1.	1.	1.
Ini.RHOB	Density	Model	<input checked="" type="checkbox"/>	0.01	1.0	2.71	2.5	Auto	Auto	1.02	2.65	
Ini.NPHI	Neutron	Model	<input checked="" type="checkbox"/>	0.01	1.0	Auto	0.35	Auto	Auto	0.6	Auto	
Ini.DTCO	Sonic	Model	<input checked="" type="checkbox"/>	3	1.0	47.	100.	189.	189.	160.	55.	

Figura 17. Modelo volumétrico, asociación de los valores de respuesta conocidos de registros geofísicos a cada componente del modelo.

Finalmente se obtiene un modelo litológico que incluye materia orgánica cuya transformación volumétrica será asociada a la cantidad de COT, la Figura 18 muestra en el carril 1 la zonificación previamente establecida, seguida de un carril de Saturación y uno de Porosidad donde se aprecian valores mínimos para el intervalo de interés, a continuación el modelo litológico en el carril Model, resaltando en negro el volumen asociado a la materia orgánica y en la segunda mitad del gráfico los valores de comparación para las curvas densidad, neutrón y sónico.

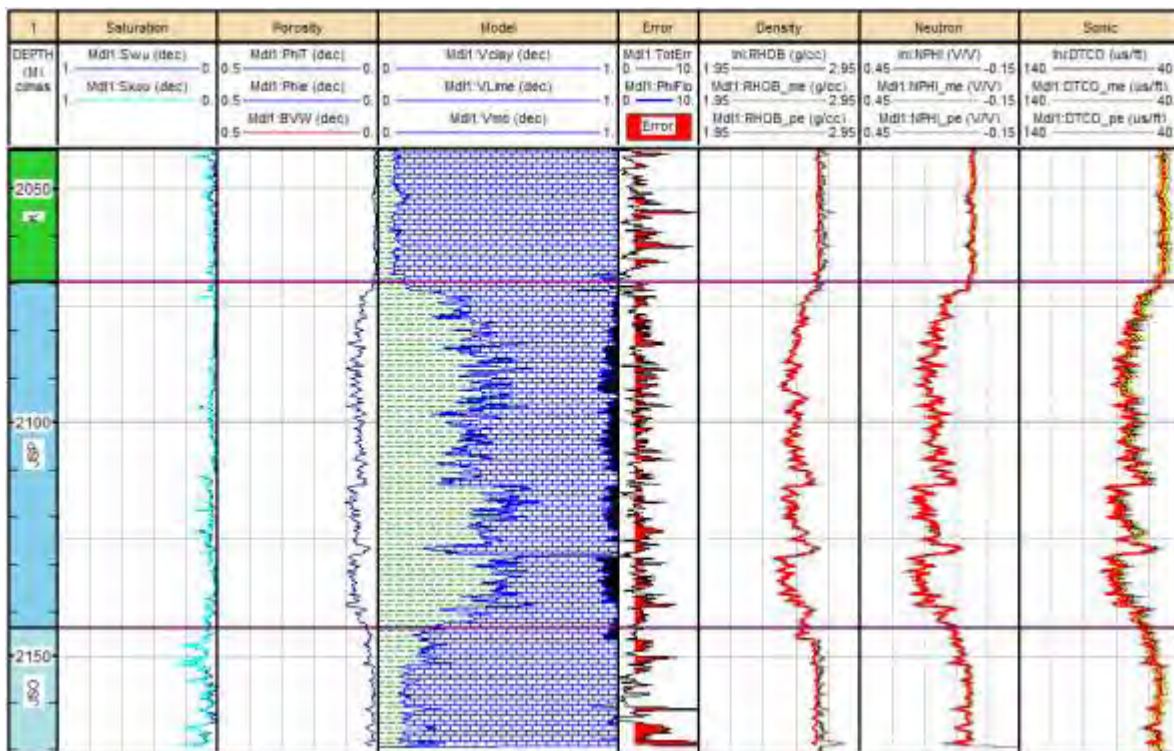


Figura 18. Carril 1-zonificación, resultados de saturación, porosidad y litología, representados en cada carril junto con las comparaciones de las curvas medidas con las curvas simuladas.

La metodología convencional para estimar el contenido de carbón orgánico total se resume en la Figura 19, esta metodología surge a partir de la adaptación de las metodologías propuestas por Mena (2014) y Zecua (2014), para el pozo utilizado como ejemplo se tenía desde el inicio información respecto a la composición de la matriz, incluso se propone un modelo mineralógico inicial; sin embargo no en todos los casos se dispone de esta información, por lo que será necesario utilizar gráficos de interrelación para predecir el tipo de litología, este proceso se puede consultar a detalle en el trabajo de Zecua (2014).

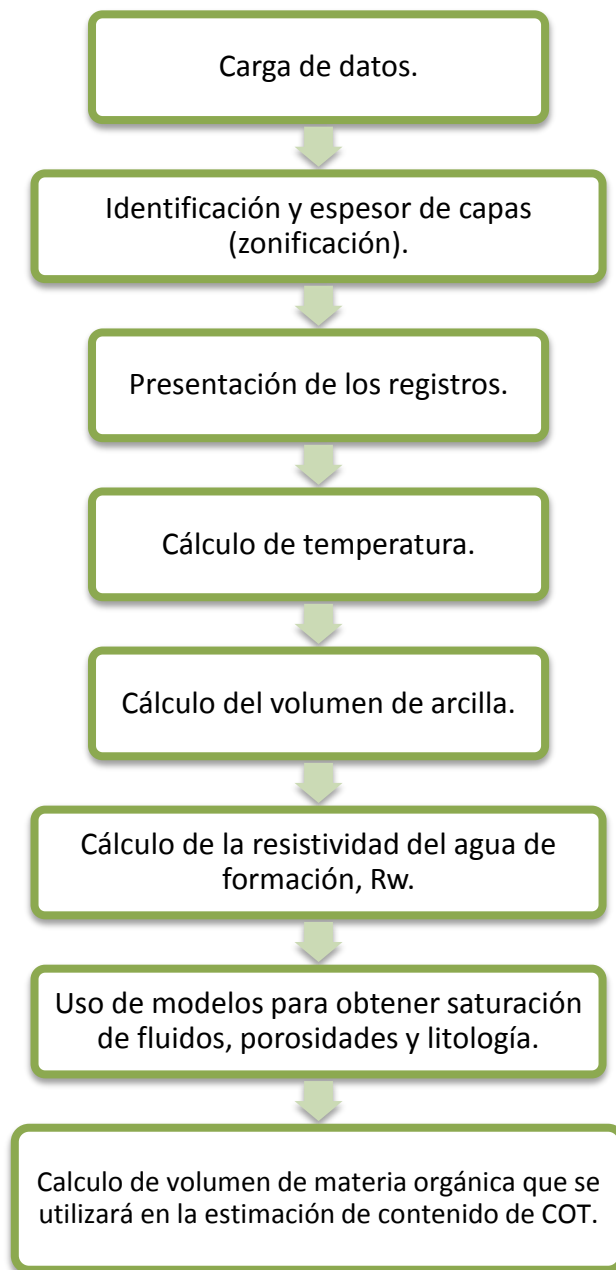


Figura 19. Metodología convencional.

III.2 Metodologías empíricas

Estas metodologías comparten la característica principal de utilizar registros geofísicos convencionales para identificar las zonas con mayor contenido orgánico total y cuantificarlo, cada una ha sido realizada para formaciones geológicas específicas y se han utilizado en otras regiones obteniendo buenas aproximaciones a las mediciones de núcleos. Los registros más sensibles a la presencia de materia orgánica son resistividad, densidad, rayos gamma y tiempo de tránsito, en cada una de las metodologías empíricas se utilizan uno o varios de estos registros y se explica la relación que existe entre ellos y la presencia de materia orgánica.

Schmoker y Hester

En esta metodología los autores consideran que las variaciones en el contenido de materia orgánica pueden causar cambios significativos en la densidad volumétrica de la formación, debido a que la materia orgánica tiene una densidad cercana a 1.0 [g/cm³] y por otro lado la matriz mineral de lutita en la cual está almacenada la materia orgánica tiene una densidad promedio de 2.7 [g/cm³] (Smith y Young, 1964), en consecuencia plantearon una relación entre la densidad volumétrica de la formación y el contenido de carbón orgánico total; el modelo ha sido explicado en la Figura 8.

El primer paso en la aplicación de esta metodología es verificar la correlación lineal entre la densidad medida con el registro y el COT medido a partir de núcleos, ya que esta verificación es un primer indicio del tipo de resultados a obtener en la estimación de COT; aunque en gran parte queda en función de la cantidad de datos medidos disponibles, en la Figura 20 se muestra la correlación para el pozo 37.

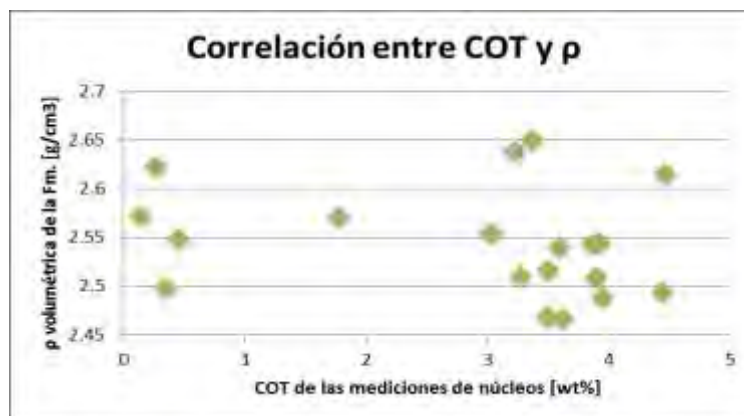


Figura 20. Aplicación de la metodología de Schmoker y Hester, gráfico de correlación lineal entre la densidad medida y el COT.

A continuación es necesario definir los valores característicos de densidad de la materia orgánica y de los fluidos, para la región de interés en estudio, en este caso los valores definidos por Pérez (2014) para la Cuenca de Burgos en la Formación Jurásico Superior Pimienta, son $\rho_o=1.01$, $\rho_{mi}=2.68$ y $R_p=1.33$. Con estos valores se resuelve la ecuación (19) que de forma simplificada se puede expresar en la Ecuación (24).

$$COT = \frac{151.01}{\rho} - 55.969 \quad (24)$$

Dónde:

COT: Estimación del contenido de carbón orgánico total [wt%]

ρ : Dato de densidad de la formación adquirido con el registro [g/cm³]

La tercera y última etapa de la metodología consiste en sustituir los valores de la densidad volumétrica de la formación (ρ) medidos con el registro en la ecuación (24); para estimar el contenido de carbón orgánico total en cada profundidad, en la Figura 21 se compara la estimación del COT con los datos medidos de núcleo, en el carril 1 se muestra la zonificación y profundidad del intervalo de interés, en el carril 2 el registro de densidad, el carril 3 muestra la comparación, mientras que el último carril presenta el registro de rayos gamma total medido en la columna completa del pozo, enmarcando en color rojo el intervalo mostrado en los primeros 3 carriles el cual sobresale por sus altos valores de radioactividad.

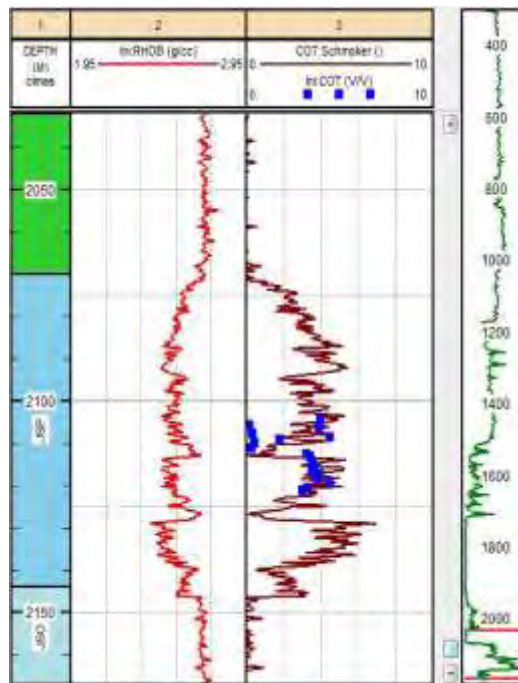


Figura 21. Resultado del cálculo de COT con la metodología de Schmoker y Hester, carril 1-zonificación, carril 2-curva de la densidad volumétrica medida en la Formación, carril 3-COT calculado con el método de Schmoker y Hester (línea continua) y en color azul los datos puntuales de COT medidos con núcleos, último carril-registro de rayos gamma total en la columna completa del pozo.

A manera de conclusión es importante mencionar que los valores característicos definidos en la ecuación (19) son el fundamento en la estimación de contenido orgánico total, para este trabajo adicionalmente se utilizaron los valores propuestos por Holguin (1991), para los cinco pozos en estudio; esta necesidad de definir valores característicos de densidad de la materia orgánica y de los fluidos para la formación en estudio, generan una relación mayor entre la respuesta del registro de densidad y las propiedades del yacimiento, sin embargo la estimación de COT considera sólo la respuesta de la formación al registro de densidad volumétrica quitando certidumbre al método.

Passey

Esta técnica es también conocida como $\Delta \log R$, es útil para identificar intervalos de interés y estimar el contenido de carbón orgánico total, se justifica en la respuesta de los registros de porosidad (sónico, densidad o neutrón) y resistividad ante la presencia de materia orgánica; los valores de las respuestas comunes de los registros han sido descritas en la Tabla 2, incluyendo tiempos de tránsito mayores a 100 [$\mu\text{s}/\text{ft}$], densidades bajas entre 1-1.1 [g/cm^3]; adicionalmente la materia orgánica es considerada altamente resistiva.

Consiste en la superposición adecuada de registros de porosidad en una curva de resistividad, mediante escalamiento, para asegurar un escalamiento correcto, se inició esta metodología generando un histograma de la curva de porosidad DTCO (Figura 22) la cual para efectos de este trabajo es la única curva de porosidad utilizada, es notorio que la información se puede agrupar en 4 clases, considerando que la curva de resistividad se representa en escala logarítmica, podemos asignar a cada ciclo de resistividad el valor de una clase, el equivalente para este ejemplo a 12.5 [$\mu\text{s}/\text{ft}$];



Figura 22. Histograma de la curva DTCO.

El siguiente paso consiste en ubicar la curva DTCO en el mismo carril que AO90 escalando de acuerdo a las cuatro clases obtenidas, se busca que las curvas se superpongan en las zonas de estratos no generadores, al valor donde se superponen se le llama línea base, la búsqueda de la línea base dependerá de cada intérprete, en este caso está entre 2135-2140 [m], como se puede apreciar en el segundo carril de la Figura 23; donde las curvas de resistividad y tiempo de tránsito toman los valores de 20 [Ω m] y 75 [μ s/ft], respectivamente.

Una vez que se han establecido estos valores se vuelve más sencillo identificar los intervalos orgánicamente ricos como la separación o diferencia entre curvas, denominada $\Delta \log R$ y está ligado linealmente con el COT, es función de la madurez térmica y se mide en ciclos logarítmicos de resistividad, en la Figura 23 carril 2 son las zonas resaltadas en color verde, en este ejemplo $R_{\text{línea base}}=20[\Omega\text{m}]$ y $\Delta t_{\text{línea base}}=75[\mu\text{s/ft}]$.

Los valores característicos del pozo en estudio se utilizarán en la Ecuación (20) y quedará expresada en la Ecuación (25), que servirá para calcular los valores de $\Delta \log R$ en el intervalo de interés.

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{AO90}{20} \right) + 0.08 \cdot (DTCO - 75) \quad (25)$$

Dónde:

$\Delta \log R$: es la diferencia entre AO90 y DTCO.

AO90: Curva de resistividad profunda [Ω m].

DTCO: Curva de tiempo de tránsito [μ s/ft].

En el cuarto paso se convierte el valor medido de $\Delta \log R$ en COT, para ello es necesario definir el valor del LOM, utilizando las relaciones establecidas por Hood (1975), para este caso, LOM=10.2. Finalmente se utilizará la ecuación (21) con los valores característicos del pozo para estimar el COT en toda la columna, expresándose ahora en la Ecuación (26).

$$COT = \Delta \log R \cdot 10^{0.57524} \quad (26)$$

Donde:

COT: Contenido de carbón orgánico total [wt%].

$\Delta \log R$: es la diferencia entre AO90 y DTCO.

Los valores de COT estimados con la Ecuación (26) se muestran y comparan en la Figura 23, el carril 1 corresponde a la zonificación y profundidad del intervalo de interés, en el carril 2 se muestra el cálculo de $\Delta\log R$, mientras que en el tercer carril se aprecian los datos de COT graficados de núcleos (puntos en color azul), así como la curva de COT obtenida mediante el método presentado por Passey *et al.* (línea continua en color magenta) los cuales muestran concordancia en el intervalo inferior.

El último carril presenta el registro de rayos gamma total medido en la columna completa del pozo, enmarcando en color rojo el intervalo mostrado en los primeros 3 carriles el cual sobresale por sus altos valores de radioactividad.

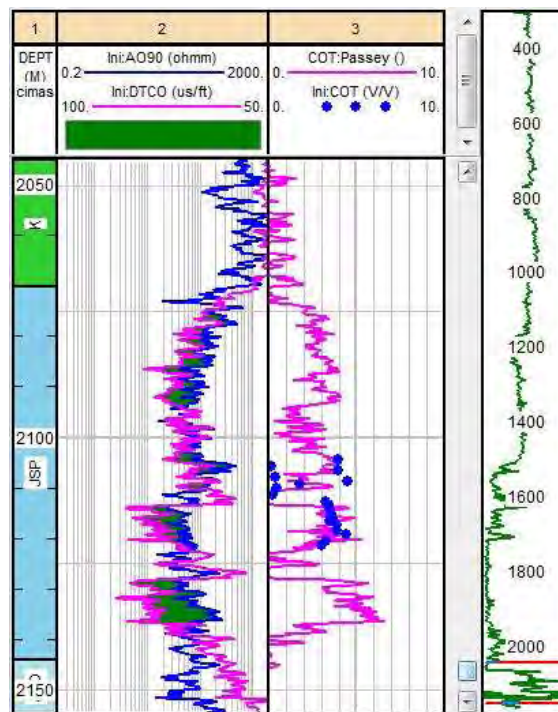


Figura 23. Aplicación de la metodología de Passey, *et al.* en la estimación de COT, carril 1-zonificación, carril 2-cálculo de $\Delta\log R$, carril 3-COT calculado con el método de Passey, *et al.* (línea continua) y en color azul los datos puntuales de COT medidos con núcleos, último carril-registro de rayos gamma total en la columna completa del pozo.

Esta técnica resalta por su subjetividad en el proceso de escalamiento, el cual a su vez afecta de manera directa el cálculo de $\Delta\log R$ relacionado directamente con el COT, por lo cual ha sido vista como un área de mejora por otros autores como el presentado en la siguiente metodología empírica descrita en este trabajo. Es importante mencionar que pese a sus limitantes esta metodología ha sido aplicada a formaciones clásticas y carbonatadas mostrando un buen ajuste con mediciones de núcleos (Passey, *et al.* 1990; Lashin y Mogren 2012 y Alqahtani y Tutuncu 2014).

Bowman

Esta metodología es una modificación al método de Passey (Passey, *et al.* 1990), se justifica en la obtención y análisis de gráficos de interrelación para determinar la línea base haciendo menos subjetivo al método, esto se logra graficando la información de toda la columna que atravesó el pozo, específicamente de la curva del registro sónico de porosidad y de la curva de resistividad profunda. En el eje de las ordenadas la curva DTCO y en el de las abscisas el cálculo de logaritmo de la curva de resistividad, AO90 el gráfico de interrelación obtenido para el pozo 37 se muestra en la Figura 24.

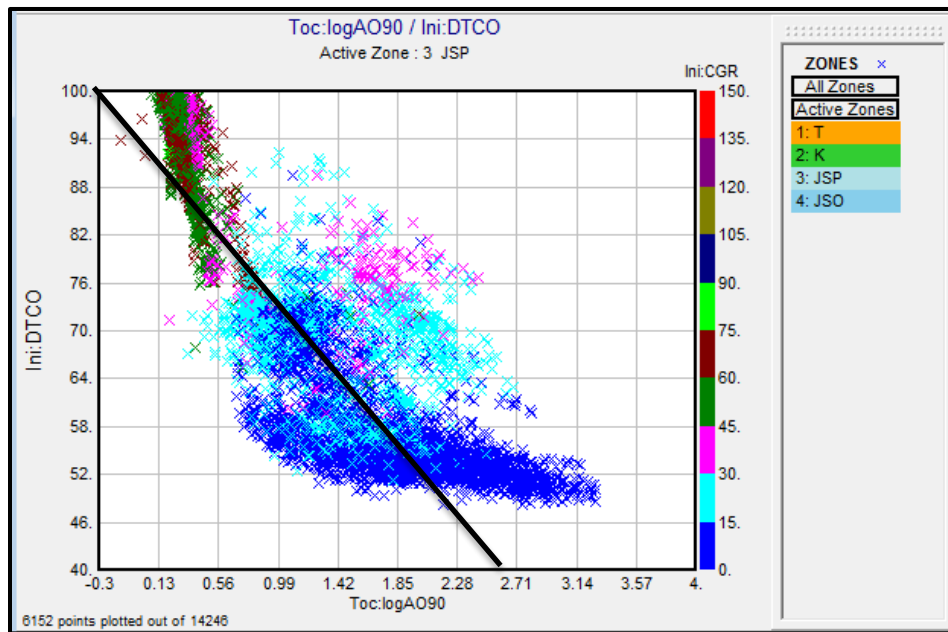


Figura 24. Gráfico de interrelación para la aplicación de la metodología de Bowman, primer paso.

Una vez que se han graficado los datos se identifica la línea de lutitas de baja resistividad la cual corresponde a una línea recta de pendiente negativa (línea en color negro) que divide la información en asociada y no asociada al *play* no convencional; a la derecha de la línea de lutitas quedan los datos que corresponden al *play* no convencional.

A continuación se calculan la abscisa, la ordenada al origen y la pendiente de la línea de lutitas de baja resistividad identificada; con la finalidad de obtener una pseudo curva del registro sónico denominada ΔtR , para esto es necesario utilizar los valores característicos de la línea de lutitas en la Ecuación (23), en este caso tenemos $b=100$ y $m=25$ obteniéndose la Ecuación (27).

$$\Delta tR = 100 - (25 * \log(AO90)) \quad (27)$$

Dónde:

ΔtR : Pseudo curva del registro sónico.

$\log(AO90)$: Logaritmo de la curva de resistividad profunda.

Posteriormente se ubican las curvas DTCCO y ΔtR en un carril y se calcula $\Delta \log R$ como la diferencia entre curvas; una vez obtenido este parámetro la obtención del COT se realiza con la ecuación (21) del método de Passey. Los resultados se muestran en la Figura 25, en el primer carril está la zonificación y las profundidades del intervalo en estudio, en el carril 2 se muestra el cálculo de $\Delta \log R$, en el carril 3 se compara el COT estimado con la metodología de Bowman (línea continua en color verde) contra los datos de COT medido con núcleo (datos puntuales en color azul) en el último carril se presenta el registro de rayos gamma total medido en la columna completa del pozo

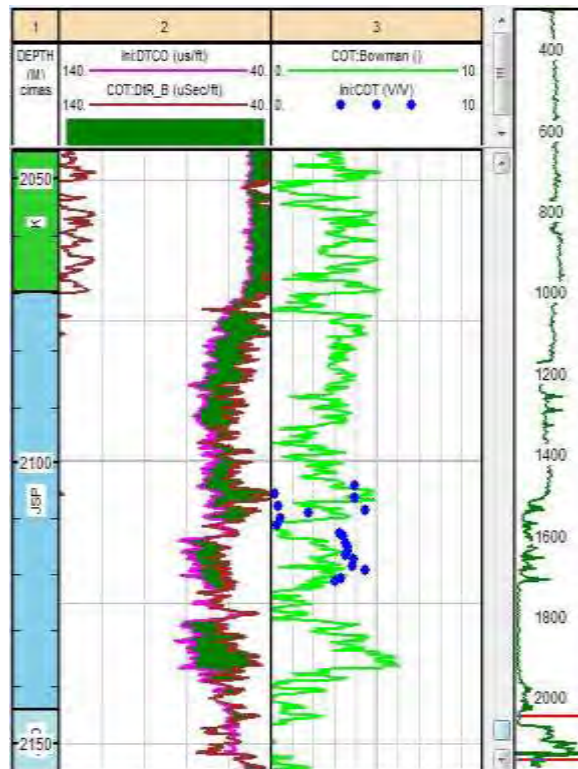


Figura 25. Aplicación de la metodología de Bowman en la estimación de COT, carril 1-zonificación, carril 2-cálculo de $\Delta \log R$ con las curvas DTCCO y ΔtR , carril 3- COT calculado con el método de Bowman. (línea continua) y en color azul los datos puntuales de COT medidos con núcleos, último carril-registro de rayos gamma total en la columna completa del pozo.

Esta metodología ha sido utilizada en las formaciones norteamericanas, Eagle Ford, Marcellus, Bakken, Woodford, Barnett, entre otras, obteniendo resultados de caracterización confiables en la identificación de intervalos potenciales (Bowman, 2010).

Hasta el momento hemos descrito y ejemplificado las metodologías empíricas utilizadas en este trabajo, mostrando que son de gran utilidad en la identificación y evaluación de intervalos potenciales, gran parte de su utilidad se debe a que utilizan únicamente registros convencionales en el proceso de estimación de contenido orgánico total, volviéndolas más eficientes en comparación con las técnicas que requieren de mediciones de núcleos para estimar el COT.

Por otra parte estos métodos promueven en algunos de sus procedimientos el análisis subjetivo de cada intérprete, aunado a que sólo utilizan algunas respuestas de registros geofísicos y no así la totalidad de los registros convencionales comúnmente adquiridos, limitando el análisis que pudiera realizarse si se considerarían todos los registros.

III.3 Inversión petrofísica

La inversión petrofísica es una técnica de procesamiento de registros convencionales de pozo que permite determinar en formaciones carbonatadas: valores de las porosidades de la matriz, fracturas y vóculos, conectividad de poros, saturaciones de aceite original y remanente en la matriz.

Y en formaciones clásticas: volumen de arcilla dispersa, estructural y laminar, porosidad efectiva correcta, saturación de fluidos; a partir de las teorías de inversión y del modelo unificado (Tema II.3 Modelos utilizados en inversión petrofísica) utilizando métodos micromecánicos para la simulación de propiedades físicas. (Sheng, 1991; Kazatchenko, *et al.*, 2004^a).

En general, la teoría de inversión se define como un conjunto de técnicas matemáticas y estadísticas que permiten obtener información útil del mundo físico (modelo petrofísico) a partir de inferencias logradas a través de observaciones. La finalidad es encontrar un modelo que obtenga una respuesta similar a los valores reales medidos, bajo ciertas restricciones, (Menke, 1989). La técnica de inversión conjunta utiliza mediciones de datos experimentales (registros de pozo), es decir la respuesta, d , para inferir los parámetros del modelo m . Por lo que el modelo queda representado en función de los datos experimentales como se expresa en la Ecuación (28).

$$m = f(d) \quad (28)$$

Dónde:

d : es la información adquirida con registros convencionales, los datos medidos.

m : es el modelo real en estudio, volumen de roca en estudio.

Por otra parte los métodos micromecánicos pueden ser representados a través de propiedades equivalentes homogéneas (medio efectivo) de los compuestos de un medio heterogéneo (medio real), mediante el proceso de homogenización, con el objetivo de simplificar el análisis de la estructura construida con el material heterogéneo para poder predecir campos microscópicos tales como los campos de desplazamiento, tensión y deformación (propiedades físicas).

En otras palabras los métodos micromecánicos tiene como objetivo convertir un medio real en un medio efectivo, el cual se caracteriza con las propiedades equivalentes del medio real; mediante el planteamiento y resolución de ecuaciones representativas del medio real, Figura 26.

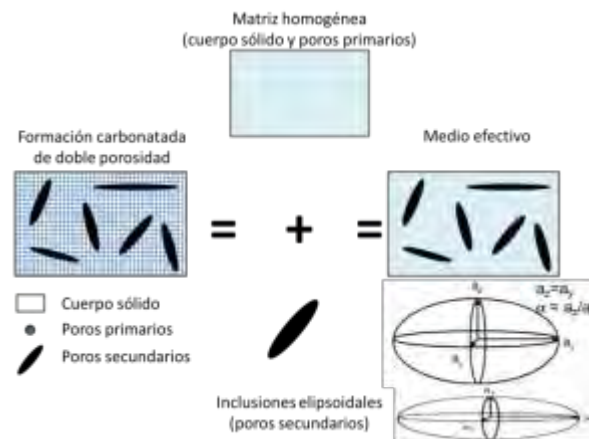


Figura 26. Esquema de homogenización.

Para nuestro estudio estas propiedades equivalentes son medidas con las herramientas de registros, fundamentalmente para resolver el problema de estimar el módulo elástico de un volumen de roca a partir del conocimiento de los elementos que la constituyen y su microestructura.

En este trabajo sólo hablaremos de dos de los métodos micromecánicos auto-consistentes del medio efectivo (EMA y DEM), los cuales han sido ampliamente utilizados en la simulación de propiedades físicas en petrofísica y cuyas bases teóricas han sido previamente desarrolladas (Bruggeman 1935; Cleary, *et al.* 1980; Walsh 1980; Sen, *et al.* 1981; Norris 1985; Avellaneda 1987; Berryman 1995 y Berg 1995).

- Aproximación del medio efectivo (EMA, por sus siglas en inglés)

Puede ser usada para determinar simultáneamente más de una propiedad en nuestro caso con la conductividad eléctrica y las velocidades de propagación de ondas (propiedades elásticas del medio), a partir del mismo modelo petrofísico. Se fundamenta principalmente en la definición de las

propiedades acústicas y eléctricas de los N elementos que componen al sistema. Cabe mencionar que este método no requiere host para iniciar el proceso de cálculo; basta con la ayuda de un modelo inicial de propiedades previamente establecidas.

Los módulos elásticos, están representados por el grupo de ecuaciones (29).

$$\sum_{i=1}^N C_i (K^{(i)} - K^*) P^{(i)} = 0 \quad \sum_{i=1}^N C_i (\mu^{(i)} - \mu^*) Q^{(i)} = 0 \quad (29)$$

$$P_i = \frac{1}{3} T_{jjl}^{(i)} \quad Q_i = \frac{1}{5} (T_{jljl}^{(i)} - P_i)$$

Dónde:

C_i : Concentración volumétrica relativa del i-ésimo componente en la cual $\sum C_i = 1$.

K^* : Módulo volumétrico del medio efectivo.

$K^{(i)}$: Módulo volumétrico del i-ésimo componente.

μ^* : Módulo de cizalla del medio efectivo.

$\mu^{(i)}$: Módulo de cizalla del i-ésimo componente.

$T^{(i)}$: Tensor de Wu.*

*Wu, 1966; el tensor de Wu relaciona el tensor de deformación dentro de un elemento individual del componente i-ésimo (ϵ_i) al campo de deformación uniforme lejos de él (ϵ_0), y está definido de acuerdo con la Ecuación (30).

$$T^{(i)} = \frac{1}{I + S^{(i)} L^{-1} (L^{(i)} - L^*)} \quad (30)$$

Dónde:

$T^{(i)}$: Tensor de Wu.

I : Tensor de identidad isotrópico de cuarto orden.

$S^{(i)}$: Tensor de Eshelby, definido en (Eshelby, 1957).

L^* : Tensor elástico del medio efectivo.

$L^{(i)}$: Tensor elástico del i-ésimo componente.

Mientras que la conductividad eléctrica está representada por el grupo de ecuaciones (31).

$$\sum_{i=1}^N C_i (\sigma^{(i)} - \sigma^*) R^{(i)} = 0 \quad (31)$$

$$R^{(i)} = \frac{1}{3} D_{kk}^{(i)}$$

Dónde:

C_i : Concentración volumétrica relativa del i-ésimo componente en la cual $\sum C_i = 1$.

σ^* : Tensor de conductividad del medio efectivo.

$\sigma^{(i)}$: Tensor de conductividad del i-ésimo componente.

$R^{(i)}$: Medio isotrópico.

$D^{(i)}$: Análogo al tensor de Wu para el campo electromagnético.

La Figura 27 es una representación esquemática de las propiedades obtenidas con EMA.

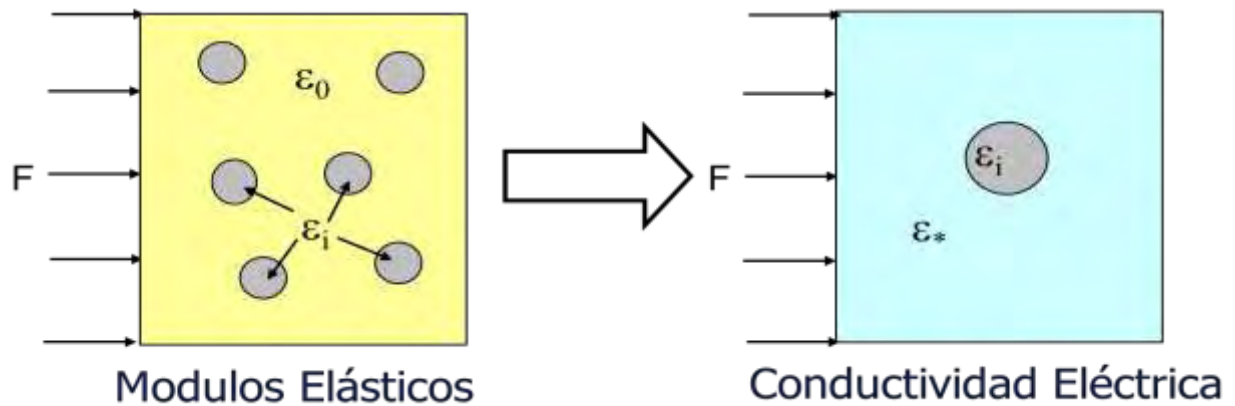


Figura 27. Propiedades elásticas y eléctricas obtenidas con EMA.

- Diferencial del medio efectivo (DEM, por sus siglas en inglés)

Este método se establece desde el punto de vista que un material heterogéneo probablemente fue construido haciendo cambios infinitesimales en un compuesto previamente existente; es adecuado para modelar el comportamiento elástico de medios donde las inclusiones son lo suficientemente escasas para no formar una red única conectada a través del medio. Únicamente puede determinar una propiedad física a la vez. Y está representado por el grupo de ecuaciones (32).

$$\frac{d\sigma^*}{dC_i} = \frac{1}{1 - C_i} (\sigma_s - \sigma^*)R$$

$$\frac{1}{K^*} = \frac{C_w}{K_w} + \frac{C_o}{K_o} \quad (32)$$

$$R^{(i)} = \frac{1}{3} D_{kk}^{(i)}$$

Dónde:

σ_s : Conductividad eléctrica de aceite o gas.

σ^* : Conductividad eléctrica del fluido compuesto.

K^* : Módulo elástico del medio efectivo.

K_w : Módulo elástico del agua.

K_o : Módulo elástico del aceite o gas.

C_w : Concentración volumétrica del agua.

C_o : Concentración volumétrica del aceite o gas.

La aplicación en rocas clásticas y carbonatos de ambos métodos ha sido confirmada por diversos autores (Sheng 1990, 1991; Berg, *et al.* 1995; Kazatchenko, *et al.* 2004^a, 2007; De Lima, *et al.* 2005; Gelius y Wang 2008; Han, *et al.* 2011 y Aquino, *et al.* 2011, 2015). Además estos métodos han sido comparados en distintos estudios (Norris, *et al.* 1985; Berg, *et al.* 1995 y Tang 2008), en donde se han obtenido mejores resultados utilizando EMA, porque es posible simular varias propiedades simultáneamente y además no requiere de host en el inicio del proceso.

En este trabajo usaremos EMA para simular las propiedades del medio en estudio y los elementos obtenidos a partir de EMA serán el grupo de datos simulados que servirá para comparar con el grupo de información observada con las herramientas de registros, asociadas al vector de propiedades elásticas y eléctricas buscadas como parte del modelo petrofísico.

Una vez que hemos definido los conceptos: modelo unificado, problema de homogenización y métodos micromecánicos; podemos decir que la inversión petrofísica es un proceso de simulación matemática para caracterizar formaciones carbonatadas de doble porosidad y elásticos, que se basa en la inversión conjunta y simultánea de los registros de pozos; y utiliza métodos micromecánicos para resolver el problema de homogenización creando un conjunto de datos simulados que formarán parte del proceso de inversión.

La función de costo, Ecuación (33), representa la suma de las diferencias elevadas al cuadrado entre las propiedades observadas con las herramientas de registros y las simuladas con EMA, representadas como vectores; a las cuáles se les asigna automáticamente un coeficiente ponderado con base en la desviación estándar y en la calidad del registro.

$F(z_i) = \ W_d(d(m) - d_{obs})\ ^2 + \lambda \ W_m(m - m_0)\ ^2$	(33)
<p>Dónde:</p> <p>d_{obs}: $[\lg DT, \lg DTS, \lg RES, \lg NPHI, \lg RHOB, \lg GR]^T$.</p> <p>$d(m)$: $[\lg DT(m), \lg DTS(m), \lg RES(m), \lg NPHI(m), \lg RHOB(m), \lg GR(m)]^T$.</p> <p>$m$: $[\lg \phi_p, \lg \phi_{s1}, \lg \phi_{s2}, \lg \alpha_{s1}, \lg \alpha_{s2}, \lg V_{cl}, \lg V_{dol}, \lg S_{oo}, \lg S_{or}, \lg S_{go}, \lg S_{gr}]^T$.</p> <p>$m_0$: $[\lg \phi_p^0, \lg \phi_{s1}^0, \lg \phi_{s2}^0, \lg \alpha_{s1}^0, \lg \alpha_{s2}^0, \lg V_{cl}^0, \lg V_{dol}^0, \lg S_{oo}^0, \lg S_{or}^0, \lg S_{go}^0, \lg S_{gr}^0]^T$.</p> <p>$W_d$: Matriz diagonal de los coeficientes ponderados que depende de sensibilidad de registros a los parámetros del modelo m, distribución y escala de sus errores.</p> <p>W_m: Asigna los pesos a los parámetros del modelo basando en la información <i>a priori</i>.</p> <p>λ: Parámetro de regularización (Tikhonov and Arsenin, 1977).</p>	

La matriz diagonal de coeficientes ponderados depende de la desviación estándar de cada una de las propiedades medidas, su importancia radica en que la inversión conjunta utiliza sólo un modelo para determinar varias propiedades, pero es necesario ponderar cada propiedad de acuerdo a la información adquirida con distintas herramientas.

El proceso de inversión se reducirá a resolver la minimización no lineal para la función de costo mediante algoritmos de gradiente conjugado (Zhdanov 2002; Gill, *et al.* 1995 y Tarantola 2005). El cual puede ser representado físicamente por el cálculo del mínimo global de una superficie extremadamente rugosa, donde es fácil caer en un mínimo global incorrecto, en la Figura 28 vemos la representación de esta superficie, lado izquierdo y a la derecha un acercamiento en una posible zona de mínimos.

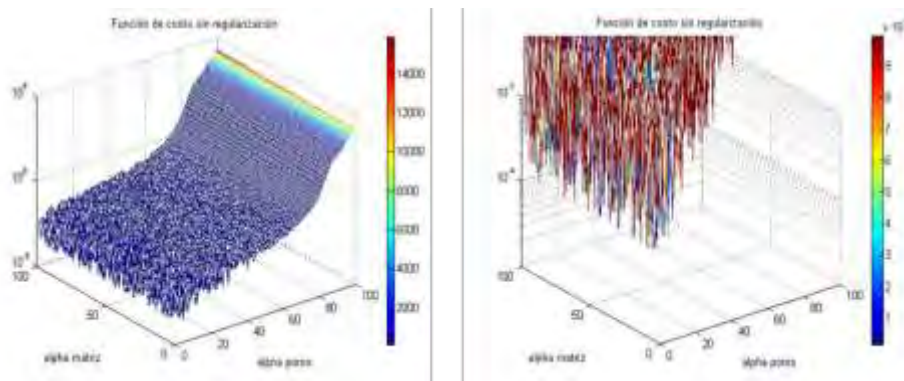


Figura 28. Representación de la función de costo sin regularización.

Por esta razón es necesario el uso de un parámetro regularizador λ que disminuya la rugosidad en la superficie simplificándola a manera de que siga siendo representativa de las propiedades observadas y simuladas, este proceso es conocido como regularización, en la Figura 29 se observa la función de costo regularizada, la cual presenta rugosidad mínima, simplificando el proceso de minimización.

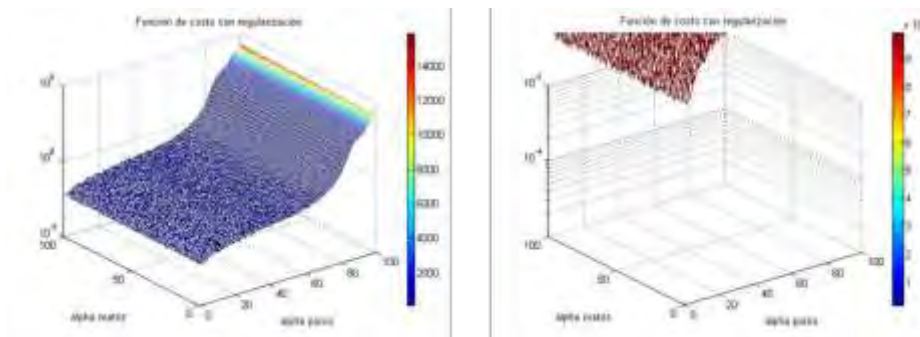


Figura 29. Representación de la función de costo con regularización.

La metodología de inversión petrofísica podría resumirse en la

Figura 30, el primer paso consiste en plantear un modelo petrofísico inicial, para la formación en estudio, este modelo será representado por un medio efectivo utilizando EMA, durante este proceso se generan los registros sintéticos que se utilizarán en la siguiente etapa en la que se plantea la función de costo entre los datos medidos y los simulados con EMA, en la última parte del proceso se resolverá la minimización no lineal para la función de costo mediante algoritmos de gradiente conjugado, finalmente se podrán establecer los parámetros petrofísicos.

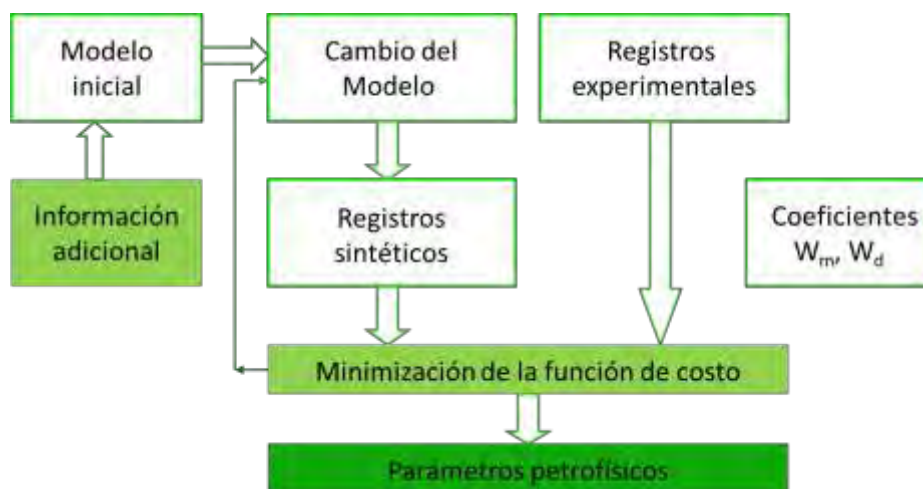


Figura 30. Algoritmo de inversión petrofísica.

En este capítulo se han presentado y ejemplificado las metodologías utilizadas en el estudio, tratando de resaltar los parámetros petrofísicos que pueden derivar de estas y al mismo tiempo remarcando sus deficiencias de cálculo, ahora sabemos que las metodologías convencionales requieren de varios modelos para calcular distintos parámetros petrofísicos, mientras que las metodologías empíricas utilizadas para estimar la cantidad de contenido orgánico total requieren de cálculos subjetivos que restan certidumbre al método.

Finalmente está el proceso de inversión petrofísica el cual ocupa un solo modelo petrofísico para obtener diferentes parámetros, utilizando simulación matemática y métodos micromecánicos, además de incluir los registros que se tienen disponibles para dar robustez al método. Aunque hemos ejemplificado cada una de estas metodologías con los resultados de un pozo, en el siguiente capítulo serán comparadas las tres metodologías en los cinco pozos del estudio para la estimación de contenido de carbón orgánico total, además se presentará un análisis estadístico de la información adquirida con las herramientas de registros.

Capítulo IV

DETERMINACIÓN Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS EN LA ESTIMACIÓN DE COT

Una vez descritos los modelos petrofísicos y metodologías que han sido utilizados para el estudio de cinco pozos en yacimientos de aceite y gas en lutitas (Figura 31), se muestran en este capítulo los resultados obtenidos a manera de comparación y análisis. El capítulo consta de tres apartados, en el primero se describe la columna estratigráfica característica de la zona en estudio, seguido de un análisis estadístico e interpretación cualitativa del intervalo de interés, en el último apartado se presentan y analizan los resultados de la estimación de contenido de carbón orgánico total aplicando las metodologías: convencional, empíricas e inversión petrofísica (Capítulo III METODOLOGÍAS DE CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA).

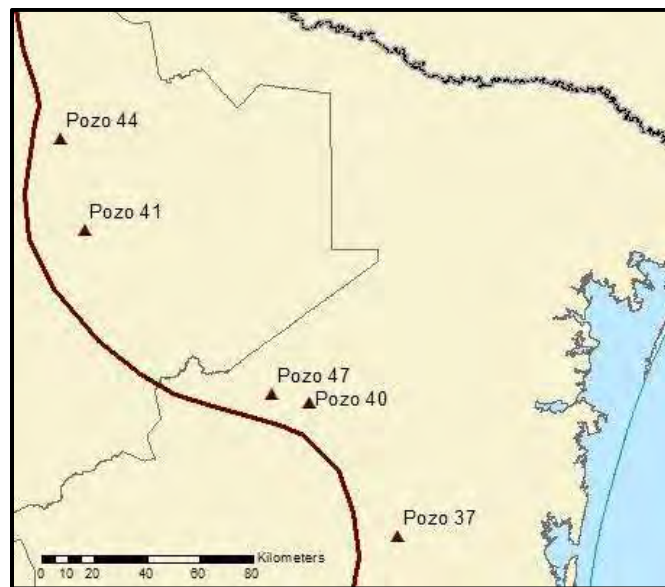


Figura 31. Presentación de los pozos en estudio.

IV.1 Descripción de la columna estratigráfica característica.

La columna estratigráfica distintiva de los pozos en estudio atraviesa el Terciario, Cretácico y termina en el Jurásico Superior Tithoniano, los depósitos en la cuenca se distinguen por una alternancia de lutitas y

areniscas, depositadas en un patrón general progradante hacia el oriente; el origen de la misma se encuentra relacionado con la apertura del Golfo de México durante el Jurásico Medio (Pérez, 2014).

Durante el Jurásico Superior se depositaron pelitas ricas en materia orgánica, que son la fuente más importante generadora de hidrocarburos de esta cuenca, tanto para yacimientos convencionales como no convencionales (Escalera, 2010). Se considera a la Formación Pimienta de esta edad como sello y trampa de los yacimientos descubiertos por estos pozos, originalmente descrita como calizas negras densas de estratificación delgada con capas de pedernal (PEMEX, 2012), el intervalo de interés presenta un espesor promedio de 130 [m].

En el Cretácico Inferior continúa la subsidencia, se depositan carbonatos micríticos de ambiente profundo, las formaciones características son Tamaulipas Superior e Inferior y Agua Nueva, así como las pelitas del Aptiano de la Formación Otates; sin embargo en la transición del Cretácico Medio al Cretácico Superior existe un cambio en la sedimentación; el depósito de carbonatos gradualmente fue sustituido por siliciclastos, dando lugar a formaciones como San Felipe, Méndez y Grupo Taylor (Citado en Pérez, 2014).

Finalmente en el Cenozoico la provincia recibió siliciclastos que conformaron areniscas y pelitas con facies someras al occidente y facies profundas al oriente, propiciadas por transgresiones y progradaciones cíclicas, en donde prevaleció la retirada de los mares hacia el oriente, dejando áreas continentales expuestas al occidente (Citado en Pérez, 2014).

El comportamiento característico de la columna estratigráfica de los pozos en estudio se presenta en la Figura 32, en el primer carril se muestra la zonificación del pozo por periodos y colores: Terciario-naranja, Cretácico-verde, Jurásico-tonos de azul; y la profundidad en metros.

De izquierda a derecha los siguientes carriles muestran los registros de rayos gamma total y corregido, las curvas de resistividad, las curvas de porosidad y densidad volumétrica, los tiempos de tránsito de las ondas compresional y de corte, y finalmente el registro de factor fotoeléctrico. Cualitativamente la columna puede dividirse en al menos cinco secciones.

La primera sección corresponde al Terciario los valores promedio de las curvas de rayos gamma son de 75 [API] sin mostrar diferencias sobresalientes entre éstas, lo que implica escasa presencia de material

radioactivo; en el carril 4 de curvas de porosidad, los valores altos en la curva NPHI junto con los valores intermedios de la curva de densidad generan una separación entre estas; que en conjunto con las lecturas altas de tiempo de tránsito y los valores de entre 4-5 [B/e] de la curva PEF identifican esta sección de la columna como una formación arcillosa.

El Cretácico se divide en dos secciones la primera con valores de rayos gamma de 60 [API], tiempos de tránsito altos mayores que 80 [μ s/ft] y separación entre las curvas de porosidad similar a la del Terciario pero con valores más bajos, junto con resistividades promedio de entre 2 y 20 [Ω m] y valores de 5 [B/e] para el factor fotoeléctrico; estas características identifican a una formación arcillosa, sin embargo los valores se ven afectados por la presencia de algún mineral adicional que provoca disminución en las lecturas de rayos gamma, sónico y neutrón así como aumento en las curvas de densidad, resistividad y PEF.

Respecto a la segunda sección los valores de rayos gamma total y corregido son los mismos y particularmente cercanos a 0 [API] en su mayoría, además existe sobreposición en las curvas de porosidad y resistividades sobresalientemente altas con valores entre 20-200 [Ω m] en comparación a los intervalos anteriores, además de valores de 6 [B/e] comunes en formaciones de calizas.

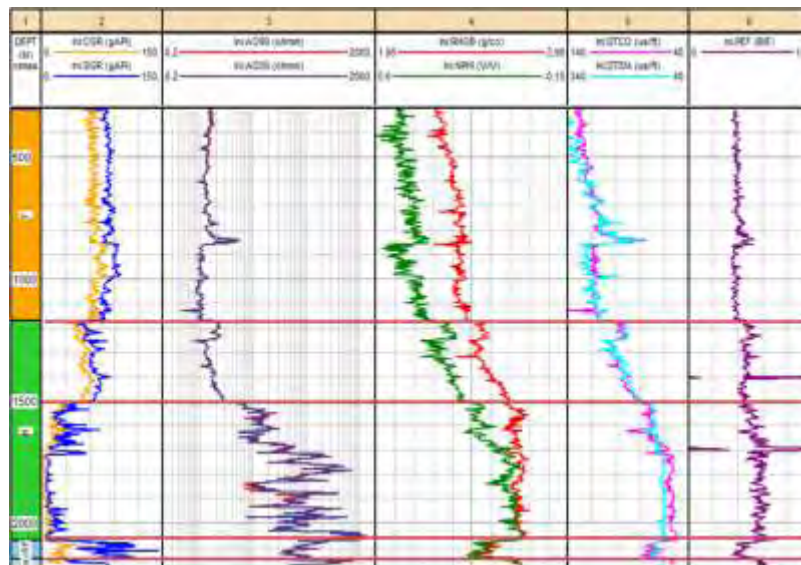


Figura 32. Comportamiento característico de los pozos en estudio, carril 1-zonificación, carril 2-curvas de rayos gamma total y corregido, carril 3- curvas de resistividad, carril 4-curvas de porosidad y densidad volumétrica, carril 5-tiempos de tránsito y carril 6-PEF.

Las últimas zonas corresponden al Jurásico Superior, sin embargo la zona de interés pertenece a la Fm. Pimienta y por debajo de esta se encuentra la Fm. Olvido, mostradas a continuación (Figura 33) en un acercamiento a las zonas inferiores de la Figura 32.

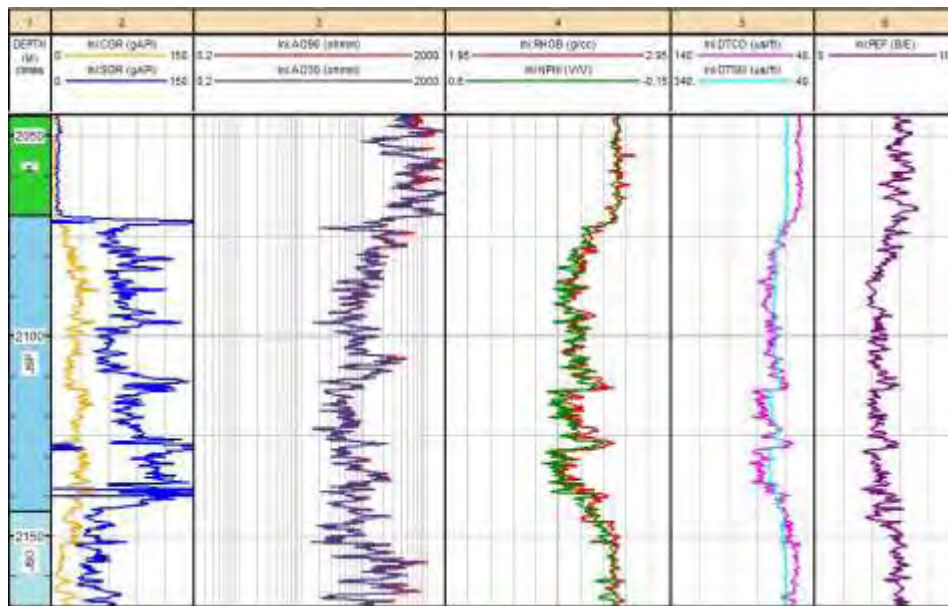


Figura 33. Acercamiento en el intervalo de interés, Jurásico Superior Tithoniano, Fm. Pimienta. Carril 1-zonificación, carril 2-curvas de rayos gamma total y corregido, carril 3- curvas de resistividad, carril 4-curvas de porosidad y densidad volumétrica, carril 5-tiempos de tránsito y carril 6-PEF.

Una vez más en el primer carril se indica la profundidad en metros y la zonificación para el pozo, en el carril 2, el registro de rayos gamma total se ubica de 60-130 [API] y en cada pozo resalta un valor mucho más alto que los promedio, asociado a la presencia de materiales radioactivos como la arcilla o la materia orgánica (Schmoker y Hester 1983; Passey, *et al.* 1990 y Lewis, *et al.* 2004), en este caso principalmente a la materia orgánica ya que el contenido mineralógico presentado en datos de núcleos no supera el 20% en contenido de arcilla.

Los valores del registro de rayos gamma corregido por Uranio están entre 30-60 [API], esta corrección elimina los valores asociados a la materia orgánica, aun así presentan mayor radioactividad en comparación con los asociados al Cretácico, también en el carril 2.

En el carril 3 los valores de resistividad van de 20-200 [Ω m] lo cual se asocia a materia orgánica (siempre y cuando las respuestas de los demás registros correspondan a materia orgánica) y a carbonatos ya que se caracterizan por presentar en su mayoría porosidades secundarias disminuyendo su

conductividad; el hecho de que existan valores intermedios se debe a la presencia de intercalaciones de arcilla las cuales son conductoras por naturaleza.

La curva de porosidad (carril 4) muestra valores entre 0.07-0.21 [up], indicando un comportamiento contrario a las litologías asociadas con arcillas; la densidad volumétrica de la formación disminuye en el intervalo de interés por representar carbonatos y materia orgánica.

En el carril 5 los tiempos de tránsito de la onda P van de 60 a 80 [$\mu\text{s}/\text{ft}$], los valores menores a 100 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] están asociados en su mayoría a calizas, y los que son mayores a este valor están asociados a arcillas y materia orgánica (Lewis, *et al.* 2004), sin embargo, no es observable en los datos; mientras que los tiempos de tránsito de la onda S sólo viajan por la matriz aumentando sus valores en comparación al sónico compresional pero ambas curvas disminuyen al compararlos con los del Cretácico y Terciario.

El factor fotoeléctrico es presentado en el carril 6, es casi una medida de las propiedades de la matriz de la roca debido a que los fluidos tienen números atómicos muy bajos, por lo que no alcanzan a ser detectados por el registro, el intervalo en estudio presenta valores promedio de 4 [B/e].

Finalmente se alcanza a distinguir un contraste en comparación con el intervalo anterior, al llegar a la Fm. Olvido con valores promedio de 50 [API] y 15 [API] en las curvas SGR y CGR respectivamente, la disminución en el registro sónico indica una formación con baja porosidad, mientras que el aumento en la densidad y el factor fotoeléctrico se asocian a la presencia de carbonatos.

En resumen, la columna característica del pozo se distingue por los valores promedio presentados en la Tabla 4.

Tabla 4. Resumen de propiedades de la columna característica de los pozos en estudio.

Periodo/ Registro	SGR [API]	CGR [API]	DTCO [$\mu\text{s}/\text{ft}$]	DTSM [$\mu\text{s}/\text{ft}$]	NPHI [up]	RHOB [g/cm^3]	AO90 [Ωm]	PEF [B/e]
Terciario	83	66	120	288	0.47	2.36	1.37	4
K. Sup.	65	53	96	200	0.32	2.53	2	4.5
K. Inf.	20	10	60	112	0.11	2.7	109	5.7
JSP	90	25	70	122	0.17	2.55	110	4.6
JSO	48	15	55	102	0.06	2.7	170	5.7

IV.2 Análisis estadístico e interpretación cualitativa del intervalo de interés.

Con la finalidad de comparar la información adquirida en cada uno de los pozos para el intervalo de interés se realizaron y describieron histogramas de las curvas SGR, CGR, DTCO, DTSM, NPFI, RHOB, AO90 y PEF. En la Figura 34 se muestran los valores de rayos gamma total, en este primer acercamiento a las curvas adquiridas se distinguen dos tendencias, la primera es descendente a partir de las clases 75, 90 y 60 [API] en los pozos 37, 40 y 47 respectivamente, con frecuencias bajas en las clases que están por debajo de sus valores máximos; la segunda, en los pozos 41 y 44, se divide en tres partes: ascendente surgiendo en 45 [API], estable con máximos de 90-105 [API] y en la parte final disminuye en frecuencia hacia las clases más altas (mayores a 120[API]).

De la descripción de núcleos y láminas delgadas (Pérez, 2014) sabemos que la litología que distingue a estos pozos es la intercalación de lutitas en estratos de carbonatos, lo que genera que el registro de rayos gamma presente información en todo el rango establecido. Relacionadas principalmente a la presencia de Uranio, sobresalen las clases de 150 [API] y mayores, los cuales son valores comunes de materia orgánica.

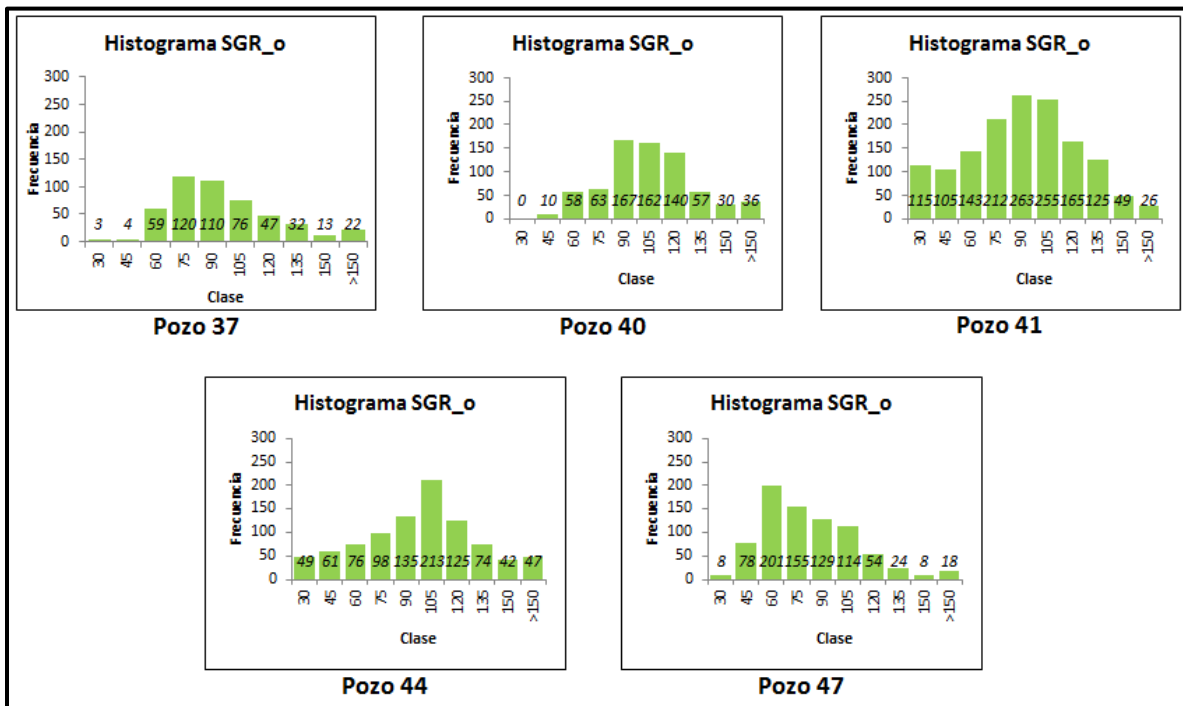


Figura 34. Histogramas de la curva de rayos gamma total en el intervalo de interés para los pozos en estudio.

Una vez que se ha separado el aporte de Uranio (Figura 35) en las curvas corregidas de rayos gamma, son las clases 30-45 [API] las de mayor frecuencia y la clase de 75 [API] su contraparte; en la medición de esta propiedad se distinguen dos grupos de pozos el primero tiene mayor frecuencia en la clase de 30 [API] y en menor medida en la clase de 45 [API] (pozos 37, 40 y 47); mientras que en el segundo grupo, formado por los pozos restantes, la clase de 45 [API] es su valor máximo y además muestra algunos datos en las clase de 75 [API], generando una tendencia descendente en ambos casos.

Si cada clase distinguiera a un elemento mineral de la formación podríamos plantear la existencia de tres elementos preponderantes, las curvas corregidas de rayos gamma eliminan el aporte de Uranio presente en las curvas de rayos gamma totales, al eliminar dicho aporte se pretende discretizar la parte arcillosa de la formación, como la mayoría de información de la curva CGR se concentra en clases bajas se interpreta que los valores altos medidos con la curva SGR están asociados al contenido de Uranio, directamente relacionado con la materia orgánica.

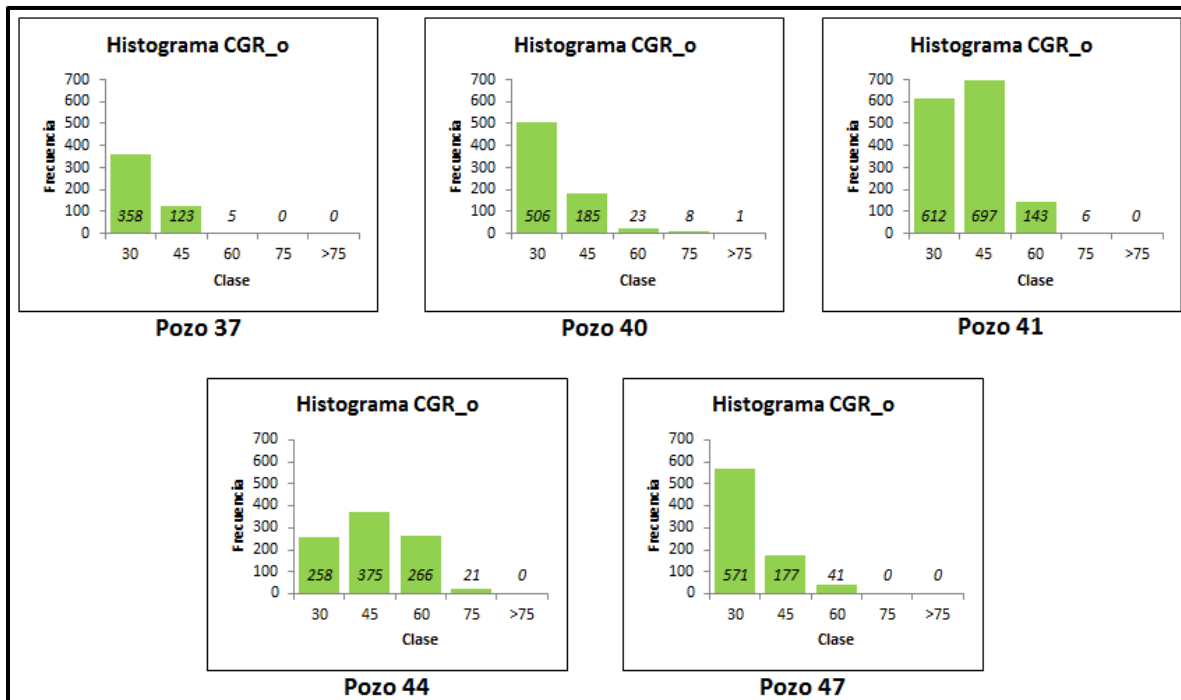


Figura 35. Histogramas de la curva de rayos gamma corregido en el intervalo de interés para los pozos en estudio.

En las curvas de resistividad profunda, Figura 36, existen dos grupos característicos el primero concentra la mayoría de valores en la clase de 200 [Ωm] (pozos 37, 40 y 47) mientras que el segundo grupo presenta una tendencia descendente teniendo como máximo la clase de 20 y 2 [Ωm] para los pozos 41 y 44 respectivamente.

La presencia de materia orgánica generalmente presenta valores de resistividades altas sin embargo en combinación con la presencia de arcilla, la formación refleja valores de resistividad intermedios, observados en todos los pozos con excepción del pozo 44 que concentra valores en la clase de 2 [Ωm].

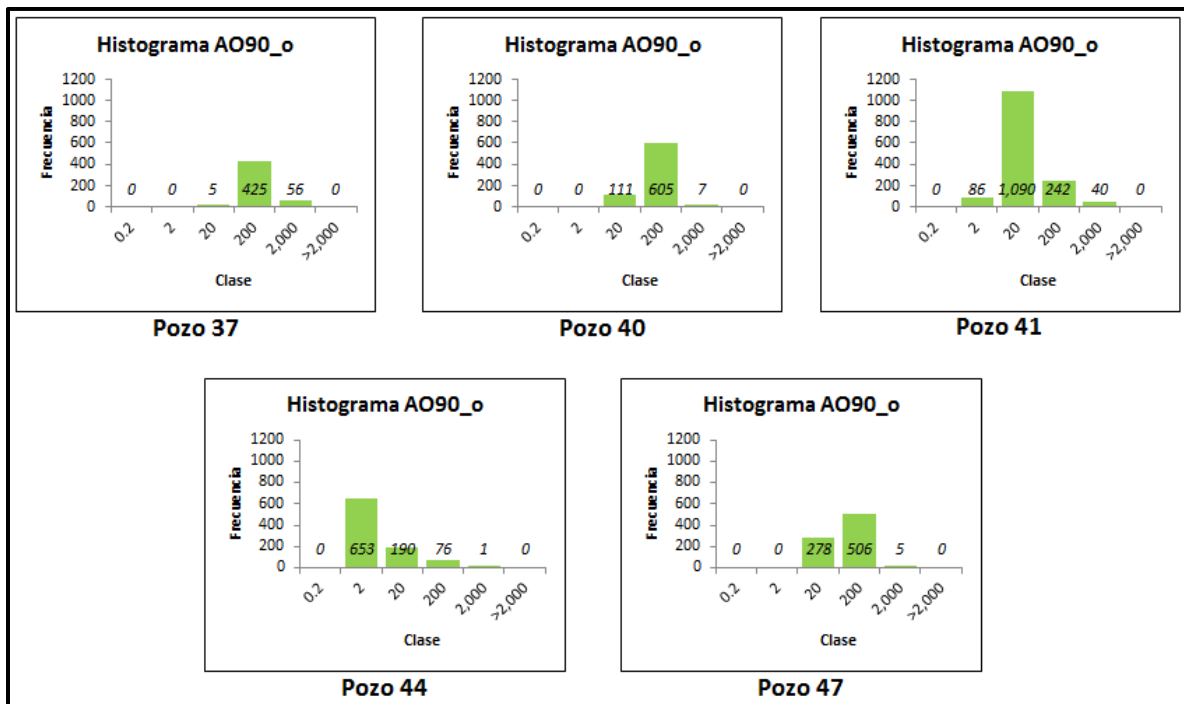


Figura 36. Histogramas de la curva de resistividad profunda en el intervalo de interés para los pozos en estudio.

Las curvas de porosidad-neutrón presentan valores máximos de 30 unidades de porosidad, ocupando en la mayoría de los pozos todas las clases propuestas en el rango de 0.05 - 0.3 [up], en consecuencia para los histogramas mostrados en la Figura 37 no se aprecia alguna relación entre pozos tan evidente como en las propiedades descritas con anterioridad, donde se distinguían dos grupos.

Las clases con mayor frecuencia son las de 0.15 y 0.20 [up] lo que en realidad indica porosidades de intermedias a altas si consideramos una matriz de carbonatos. En el pozo 41 se observa un comportamiento bastante heterogéneo puesto que existen valores en casi todas las clases, contrario al pozo 37 donde la mayor parte de sus valores se concentra en las clases de 0.15-0.25 [up]; sin embargo ambos pozos presentan un incremento notorio en frecuencia para la clase de 0.2 [up].

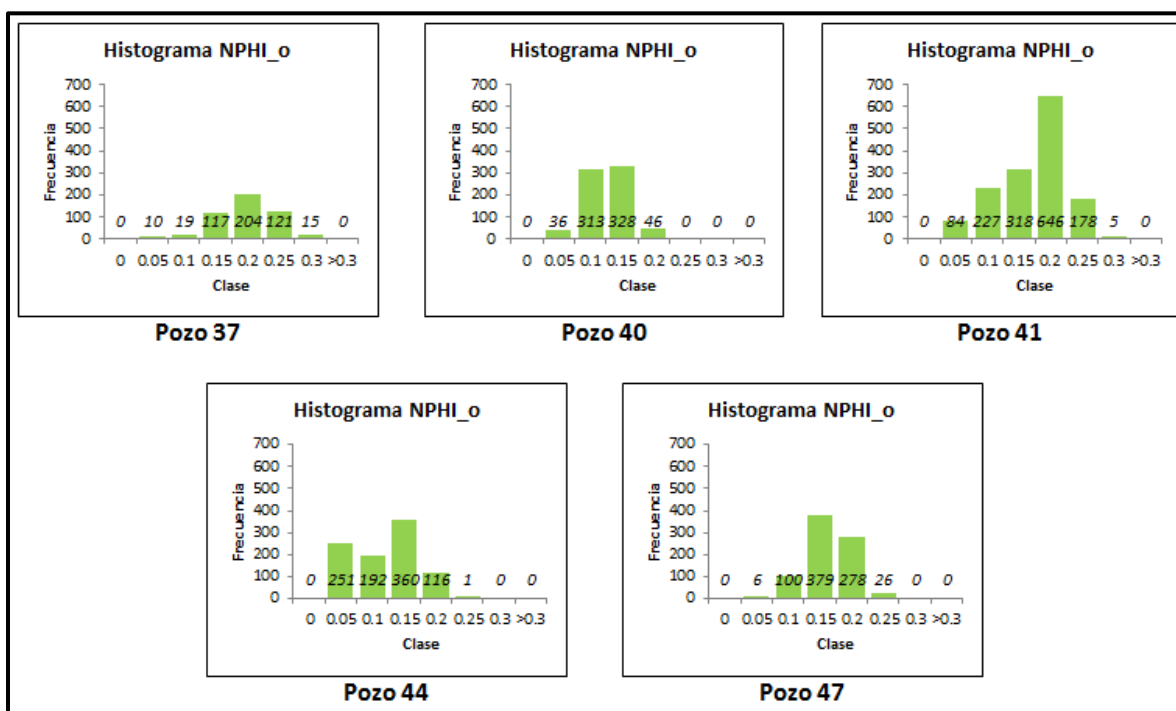


Figura 37. Histogramas de la curva de porosidad-neutrón en el intervalo de interés para los pozos en estudio.

De los histogramas de densidad Figura 38, se distingue un grupo formado por los pozos 37, 40 y 47 donde se observa una tendencia ascendente que alcanza valores estables en la clase de 2.55 [g/cm³], la cual no es representativa de alguna litología específica, parece más bien el resultado de la presencia de materia orgánica de densidad baja junto con carbonatos característicos de alta densidad.

Posteriormente comienza a descender a partir de la clase 2.6 [g/cm³]; en los pozos 41 y 44 los valores están presentes en la mayoría de clases aunque no se observa una tendencia distintiva, más bien parece una dispersión generalizada en el intervalo de interés, muestra de la heterogeneidad de estos pozos.

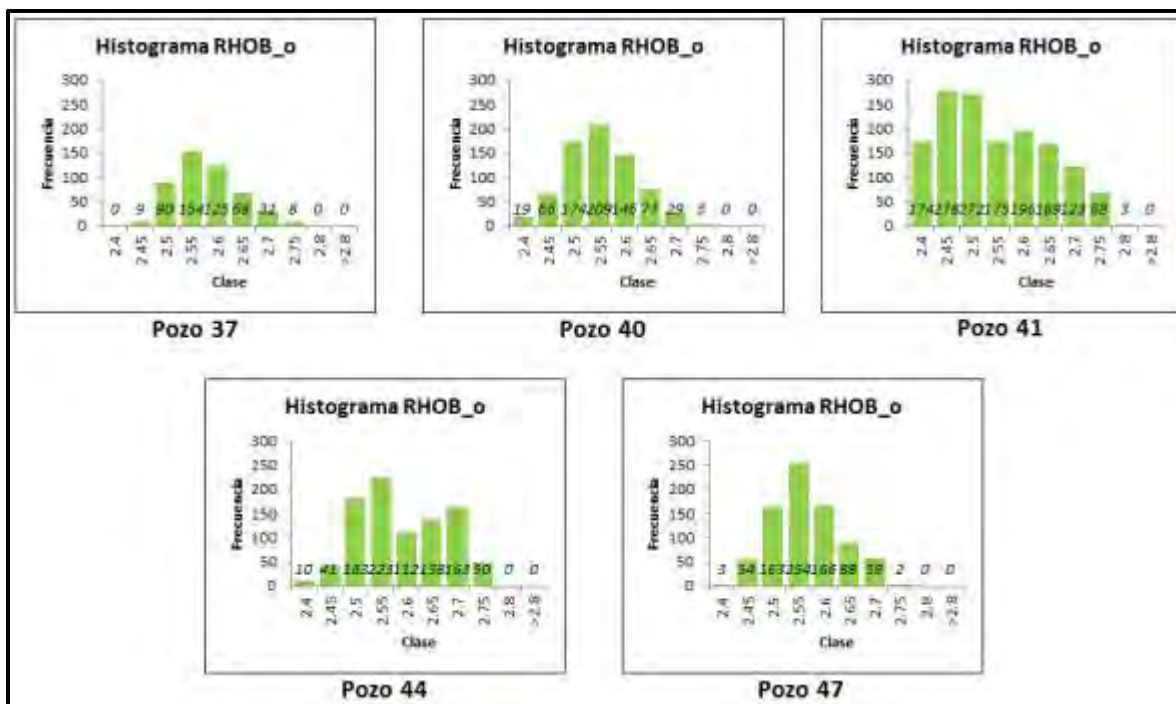


Figura 38. Histogramas de la curva de densidad volumétrica en el intervalo de interés para los pozos en estudio.

En la Figura 39 las clases con mayor frecuencia en tiempo de tránsito van de 70-90 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] para los pozos 37, 40 y 47 (grupo 1) coincidiendo en el valor máximo de 80 [$\mu\text{s}/\text{ft}$]. Por otro lado los pozos 41 y 44 (grupo 2) presentan mayor heterogeneidad debido a que todas las clases presentan valores medios y ambos pozos comparten el valor de 100 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] como máximo con presencia de valores característicos superiores lo que pronostica un mayor contenido de arcilla o materia orgánica, elementos con tiempos de tránsito característicos altos.

Una desventaja de utilizar el tiempo de tránsito para caracterizar la matriz mineralógica de una formación es que los valores obtenidos en la medición son valores promedio del conjunto de elementos existentes en la roca incluyendo los fluidos en los poros, en consecuencia el primer grupo podría estar formado por elementos mineralógicos de tiempos de tránsito bajos como arenas y calizas combinados con arcilla o materia orgánica; sin embargo, no necesariamente se conoce el porcentaje presente de cada elemento, en conclusión, es necesario evaluar en conjunto con los demás registros para poder obtener una interpretación certera.

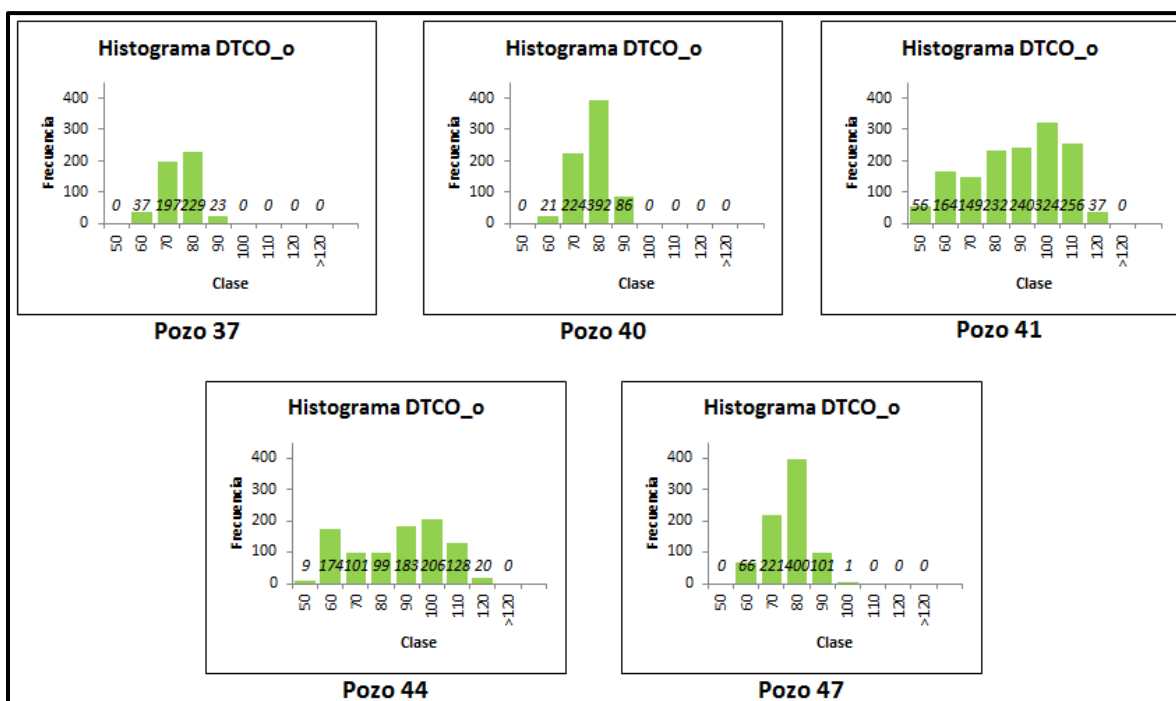


Figura 39. Histogramas de la curva tiempo de tránsito de la onda compresional en el intervalo de interés para los pozos en estudio.

El comportamiento de la onda S refleja el contenido de la matriz ya que se propaga únicamente en medios sólidos, los histogramas referentes a esta curva de registros se muestran en la Figura 40, una vez más se agrupan los pozos 37, 40 y 47 los cuáles sólo presentan valores en las clases que van de 120-150 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] sin embargo resaltan los pozos 40 y 47 que además presentan una tendencia descendente conforme aumenta la clase.

En un segundo grupo, los pozos 41 y 44 ubican valores en el rango completo de clases entre 100-200 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] y ambos muestran una tendencia ascendente, los valores altos son indicadores de incremento en la porosidad para algunos de los elementos componentes de la matriz de roca, lo cual podría comprobarse para el pozo 41 en los histogramas de la curva neutrón –porosidad con valores en todo el rango de clases pero con mayor frecuencia en la de 0.2 [up].

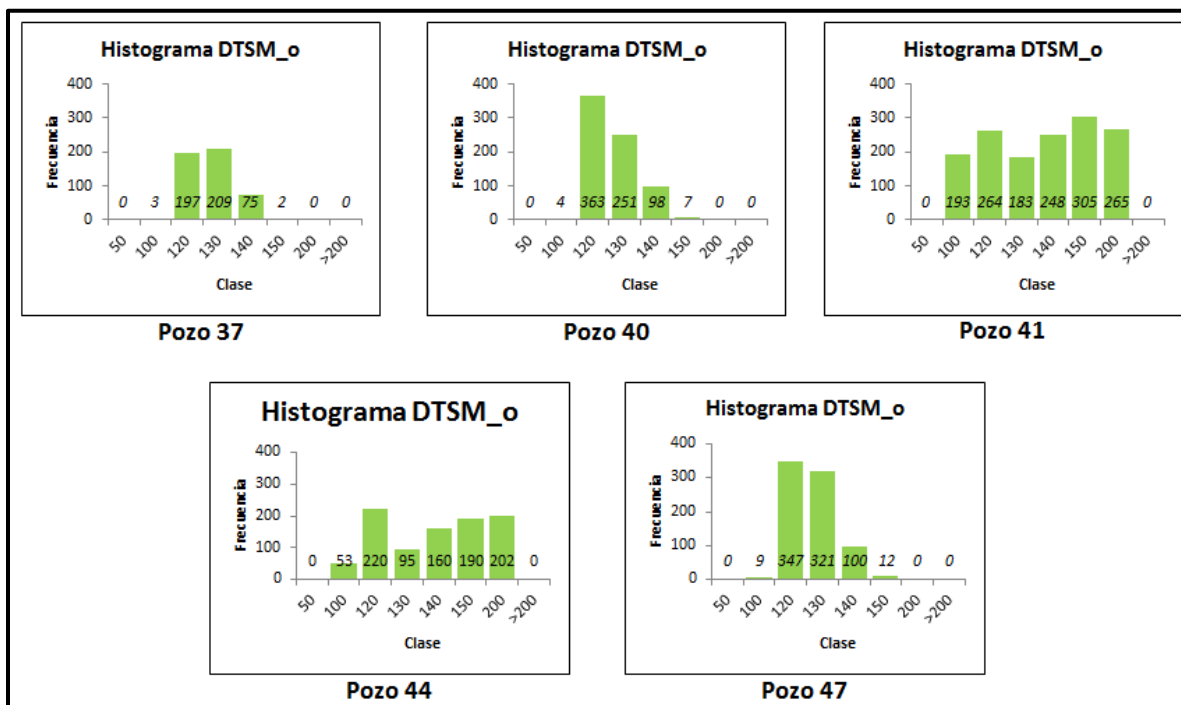


Figura 40. Histogramas de la curva tiempo de tránsito de la onda de corte en el intervalo de interés para los pozos en estudio.

El factor fotoeléctrico ayuda a conocer la composición mineralógica de la matriz, sin embargo debido a su corto radio de investigación (1”) puede verse afectado en la zona lavada por minerales pesados como la barita generando valores altos de PEF.

En los histogramas (Figura 41) se observa mayor frecuencia en las clases de 4-6 [B/e], resultado de la mezcla de litologías con valores altos como arcilla o carbonatos en conjunto con arenas de valores bajos; en el análisis de esta curva los pozos 40, 41 y 47 muestran una tendencia descendente mientras que en los pozos 37 y 44 se alcanza un valor máximo en las clases 5 y 6 [B/e] respectivamente, para luego descender en frecuencia hacia la clase 7 [B/e], la cual presenta valores de frecuencia bajos.

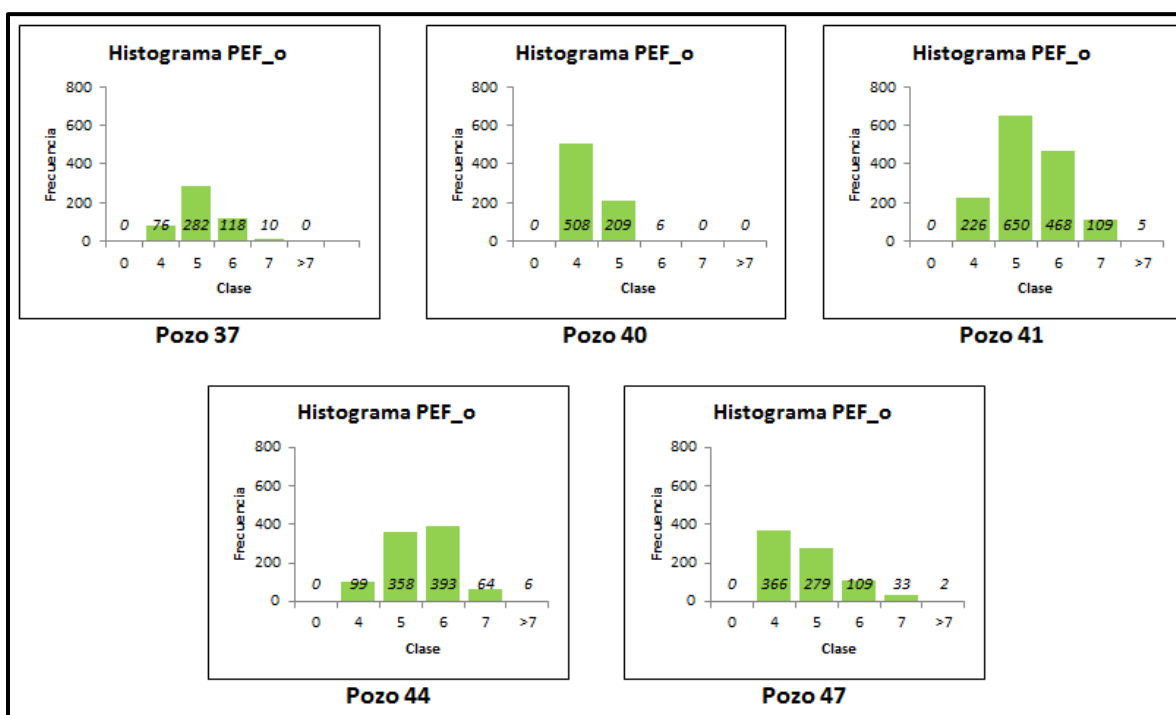


Figura 41. Histogramas de la curva de factor fotoeléctrico en el intervalo de interés para los pozos en estudio.

En la Figura 42 se tienen gráficos de interrelación que muestran la dispersión de la resistividad eléctrica respecto a la emisión de radioactividad total, los valores altos en rayos gamma están asociados a elementos radioactivos, que bien podrían ser arcilla o materia orgánica, por otro lado los minerales que componen a la arcilla son conductores de la corriente eléctrica, mientras que la materia orgánica es altamente resistiva, todos los pozos presentan datos en valores altos de radioactividad.

De acuerdo con el párrafo anterior el intervalo del pozo 37 se comporta como un intervalo potencial debido a que sitúa los valores de alta radioactividad en zonas de alta resistividad, 20-2000 [Ω m], los pozos 40 y 47 presentan límites máximos de resistividad entre 20-200 [Ω m] para sus elementos con alta radioactividad; comportamiento relacionado a la presencia de materia orgánica. Por otra parte los pozos 41 y 44 a pesar de tener información con valores altos de radioactividad los sitúan en zonas de baja resistividad, interpretándose como intervalos con mayor contenido de arcilla.

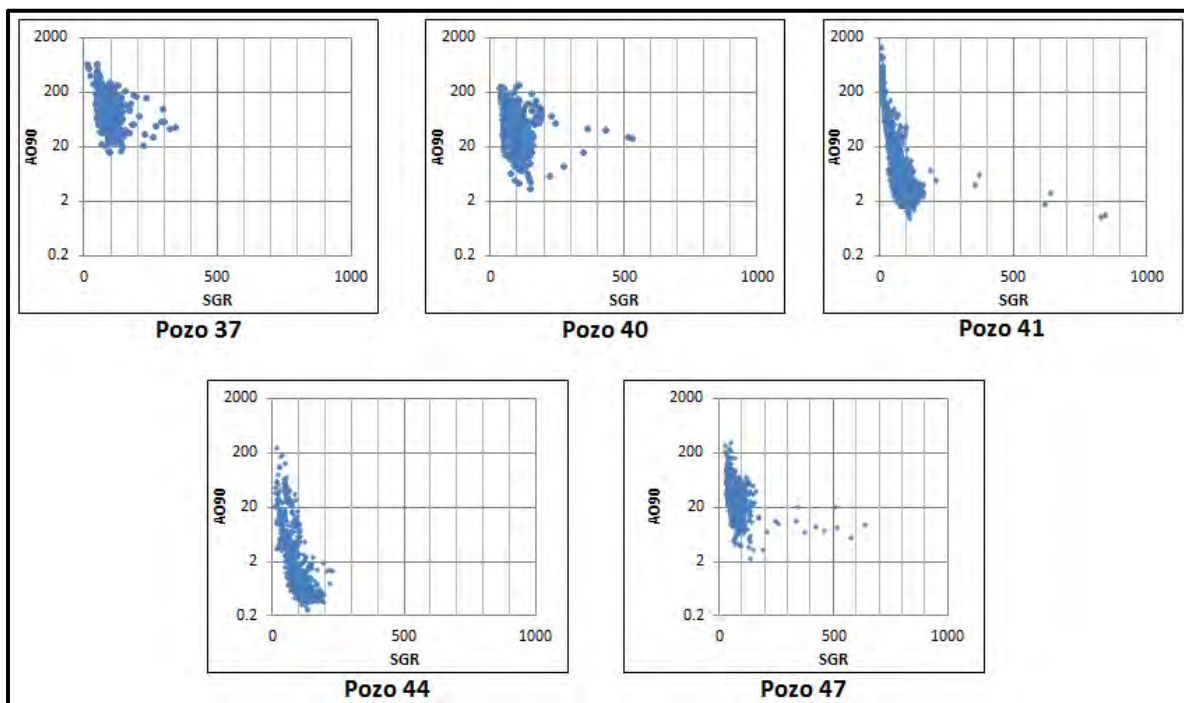


Figura 42. Gráficos de interrelación resistividad eléctrica-emisión radioactiva, de los pozos en estudio.

En los gráficos de interrelación de la Figura 43 observamos la representación de las curvas NPHI en el eje de las abscisas, RHOB en las ordenadas y SGR en colores que identifican a la información, los puntos de mayor interés son los de color negro debido a que representan la mayor radioactividad; estos gráficos son útiles en la interpretación de contenido de gas y de arcilla, el comportamiento en presencia del fluido es densidad y porosidad bajas; y en presencia de arcilla la herramienta de neutrón registra alta porosidad debido a que el agua está químicamente adjunta las partículas de arcilla, el comportamiento de la densidad volumétrica abarca un rango amplio y dependerá de la composición específica de la arcilla.

En estos gráficos buscamos zonas de interés con densidad y porosidad bajas y al mismo tiempo con mediciones de radioactividad altas que nos indicarán la posible presencia de materia orgánica, aunque de antemano conocemos que los pozos 41 y 44 de acuerdo con el análisis de la Figura 42 presentan mayor tendencia de arcillosidad. Los pozos de mayor interés son 40 y 47 por ubicar la mayor parte de su información en porosidades bajas, seguidos del 37 y 44 por último el pozo 41 que sitúa a los elementos con mayor radioactividad en zonas de alta porosidad, confirmando mayor presencia de arcilla.

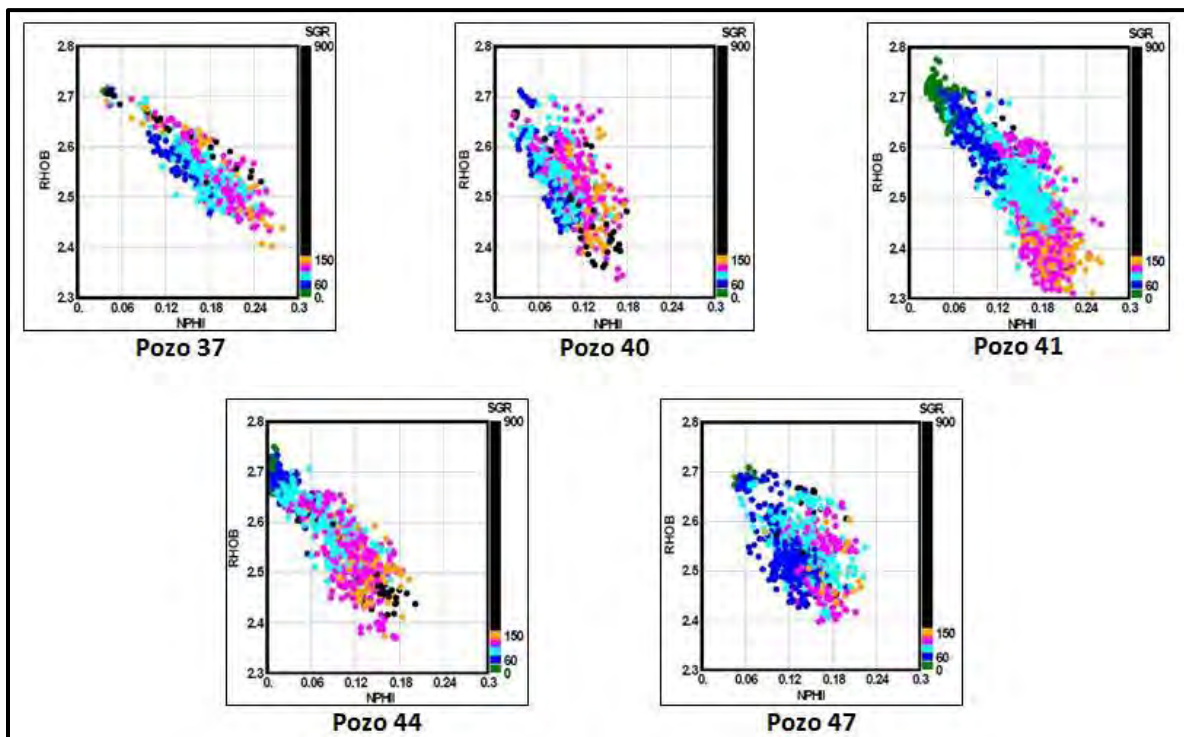


Figura 43. Gráficos de interrelación para la identificación de gas y arcilla.

En el análisis de los histogramas de las curvas medidas SGR, CGR, DTCO, DTSM, RHOB y AO90 se mantuvo constante el grupo formado por los pozos 37, 40 y 47 que presentó mayor frecuencia de valores en las clases intermedias de 60, 75 y 90 [API] en la curva de rayos gamma total, tiempos de tránsito de 80 y 130 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] para las curvas DTCO y DTSM, respectivamente, asociados a la presencia de materia orgánica en conjunto con otras litologías como caliza y arcilla principalmente, hipótesis que se complementa con los valores de densidad intermedia de $2.55 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ y los valores de resistividad profunda de $200 \text{ [}\Omega\text{m]}$.

Por otro lado el grupo de los pozos 41 y 44 únicamente presentó continuidad en las curvas relacionadas a la medición de rayos gamma y a los tiempos de tránsito, es importante mencionar que a lo largo del análisis, estos pozos tienen valores definidos en todo el rango propuesto para las clases de cada medición, lo que refleja una composición heterogénea. Los valores de tiempo de tránsito de $100 \text{ [}\mu\text{s}/\text{ft]}$ así como las resistividades bajas en ambos pozos reflejan la presencia de arcilla posiblemente en mayor cantidad para estos pozos.

En la sección de análisis de gráficos de interrelación ahora sabemos que los pozos 37, 40 y 47 tienen comportamientos relacionados a intervalos potencialmente productores, debido a que la información con valores altos de radioactividad se sitúa en zonas con resistividad de $20\text{-}2000 \text{ [}\Omega\text{m]}$, en conjunto con la respuesta de baja porosidad presentada en los gráficos de interrelación de la Figura 43.

Esta descripción cualitativa de las respuestas presentadas a las herramientas de registros nos ayuda a entender a la formación en estudio y nos brinda la oportunidad de tener una perspectiva previa al proceso de interpretación de registros y de estimación de contenido de carbón orgánico total, temas que serán descritos en la tercera y última parte de este capítulo.

IV.3 Resultados de la estimación de contenido de carbón orgánico total.

En la última parte del capítulo se analizan y comparan las estimaciones de contenido de carbón orgánico total obtenidas con las metodologías descritas en el Capítulo III para los cinco pozos del estudio. En la Figura 44 y Figura 45 se muestran los encabezados utilizados en la presentación de resultados de manera tal que sean fácilmente comparables, en el primer carril se observa la zonificación y profundidad en metros, en el carril 2 están las curvas de rayos gamma total y corregido en color azul y naranja respectivamente.

El tercer carril muestra el cálculo de volumen de arcilla utilizando dos de las metodologías descritas en el Capítulo III, la curva roja corresponde a la metodología convencional que utiliza los modelos definidos en las ecuaciones (9), (10) y (11) para calcular el volumen de arcilla, tomando el valor mínimo obtenido con estos modelos; las tres curvas restantes pertenecen a la metodología inversión petrofísica aplicada a tres modelos petrofísicos, en magenta el modelo de clásticos, en azul claro el modelo de clásticos con inclusiones de materia orgánica y en color morado el modelo de carbonatos.

1	2	3
DEPTH (M) cimas	Ini:CGR (gAPI) 150. Ini:SGR (gAPI) 150.	Vcl:VCL (Dec) 1. InvM:AS_Clay3 () 1. Invc:AS_Clay3 () 1. Inv3c:AS_Clay3 () 1.

Figura 44. Encabezados utilizados en la presentación de resultados, carril 1-profundidad y zonificación, carril 2-registros de rayos gamma total y corregido y carril 3-cálculo de volumen de arcilla.

En la Figura 44 los tres primeros carriles fueron descritos, a partir del cuarto carril y hasta el décimo se presentan a manera de comparación los datos medidos de núcleos y lo calculado con cada una de las metodologías (Figura 45), cabe mencionar que la cantidad de mediciones de COT varían para cada pozo, en todos los casos se presentan como puntos en color azul.

4	5	6	7	8	9	10
COT:Garr (i) 10 Ini:CGT (w/v) 10 * * * 10	COT:Schmoker (i) 10 Ini:CGT (w/v) 10 * * * 10	COT:Passey (i) 10 Ini:CGT (w/v) 10 * * * 10	COT:Bowman (i) 10 Ini:CGT (w/v) 10 * * * 10	COT:Clas1 (i) 10 Ini:CGT (w/v) 10 * * * 10	COT:Clas2 (i) 10 Ini:CGT (w/v) 10 * * * 10	COT:Carb_1 (i) 10 Ini:CGT (w/v) 10 * * * 10

Figura 45. Encabezados utilizados en la presentación de resultados obtenidos con diferentes metodologías y modelos, carril 4-metodología convencional, carril 5-Schmoker y Hester, carril 6-Passey, carril 7-Bowman, los últimos tres carriles representan los resultados obtenidos con la metodología de inversión petrofísica, carril 8-primero modelo de clásticos, carril 9-segundo modelo de clásticos y carril 10-modelo de carbonatos

El carril 4 corresponde a los resultados de la metodología convencional, los carriles del 5-7 muestran los resultados obtenidos con las metodologías empíricas, primero Schmoker y Hester, seguido de Passey, finalizando con Bowman; en los últimos tres carriles se encuentran los resultados obtenidos con inversión petrofísica mediante tres diferentes modelos, el carril 8 corresponde al modelo de clásticos, el 9 al modelo de clásticos con inclusiones de materia orgánica y el décimo al modelo de carbonatos.

A continuación se describirán los resultados obtenidos para cada uno de los cinco pozos en estudio, utilizando gráficos fácilmente comparables con los encabezados descritos, adicionalmente a estos gráficos se presentarán una serie de tablas que mostrarán de manera puntual el comportamiento de las estimaciones de contenido orgánico total frente a las mediciones hechas con núcleos.

Los resultados para el pozo 37 se muestran en la Figura 46, el intervalo de interés consta de 75 [m] de espesor, en el segundo carril, se presentan los registros de rayos gamma total y corregido, de acuerdo con lo descrito en secciones anteriores, al obtener una respuesta alta en la curva de rayos gamma total pero baja en la de rayos gamma corregido se infiere que los valores altos corresponden al aporte por Uranio el cual está asociado al contenido de materia orgánica, (Bassiouni, 1994).

Por lo anterior en el tercer carril se esperan obtener volúmenes de arcilla bajos, el segundo modelo de clásticos es el único que muestra un comportamiento contrario a lo esperado, esto es porque dicho modelo considera a la materia orgánica como inclusiones a manera de arcilla estructural, al obtener estos resultados se entiende que el modelo petrofísico planteado no representa la realidad geológica.

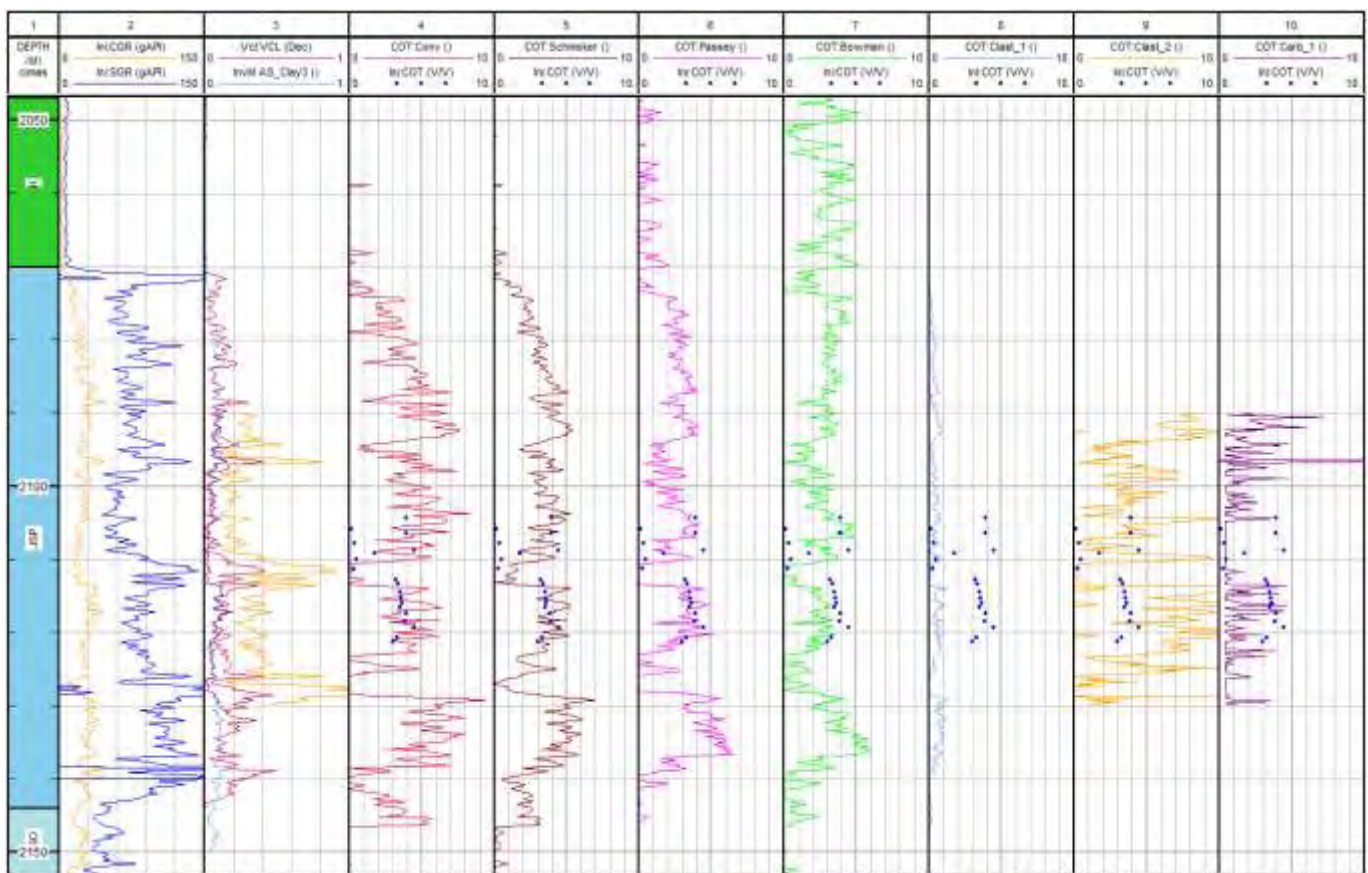


Figura 46. Resultados de la estimación de COT para el pozo 37.

Retomando lo descrito en el primer párrafo una de las conclusiones es que la tendencia de contenido orgánico estaría representada, en teoría por la curva de rayos gamma total, es decir cuando se tengan altas emisiones de radioactividad se tendrán valores de COT mayores en comparación a las zonas donde

se presenten valores bajos en las emisiones de radioactividad. Este sería el comportamiento esperado en las mediciones de núcleos, sin embargo en el intervalo de 2104-2121 [m], que es donde se tienen estas mediciones, podemos distinguir tres comportamientos.

El primero de ellos está entre 2104-2111 [m] donde la curva SGR presenta valores cercanos a 60 [API], en este intervalo se esperarían sólo valores de COT mínimos, en el intervalo de 2112-2115 [m], se espera tener los valores más altos de COT y de 2116-2121 [m] se presupone una tendencia intermedia entre los valores mínimos del primer intervalo y los máximos del segundo intervalo. Por el contrario las mediciones con núcleos del primer intervalo oscilan entre 0.1-4.7 [%wt] (Tabla 5), las correspondientes al segundo intervalo incrementan en comparación con el primero, pero no son los valores máximos, estos valores corresponden al tercer intervalo.

En consecuencia, debido a que las mediciones de núcleos no siempre reflejan el comportamiento esperado de la interpretación de registros, la conclusión de resultados no se puede limitar a las comparaciones entre los valores medidos con núcleos y los estimados con las diferentes metodologías presentadas en este trabajo, sino que deben ampliarse al análisis en las diferentes respuestas de las herramientas de registros geofísicos.

En los carriles de comparación del COT medido con núcleos y las curvas calculadas con las distintas metodologías, cuatro de las siete metodologías aplicadas subestiman los valores medidos: Passey, Bowman, inversión petrofísica con el modelo de carbonatos y principalmente el primer modelo de clásticos.

Los carriles del 4-7 siguen una tendencia similar a lo largo del intervalo, sin embargo al comparar las mediciones puntuales; la metodología convencional y la de Schmoker sobreestiman los valores en más de la mitad de estos, mientras que los cálculos de Passey y Bowman están por debajo de los valores; sobresaliendo el comportamiento de todas estas curvas en el intervalo de 2111-2115 [m] en el que se esperaba un incremento en la curva de COT y se tiene para todos estos casos con excepción de Schmoker y Passey, una disminución considerable en esta curva, de igual manera que se presenta en el primer y segundo modelo de clásticos usando inversión.

En este pozo existen 19 mediciones de COT adquiridas con núcleos, distribuidas en 25[m] del intervalo de interés, los valores calculados con cada uno de los modelos presentan diferencias relativas respecto a los datos de núcleo mayores a 20%, dichos valores se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Valores medidos y calculados de COT para el pozo 37.

DEPTH	VMedido	Conv	Schmoker	Passey	Bowman	Clast_1	Clast_2	Carb_1
2104	3.95	6.19	4.77	3.46	2.94	0.75	9.76	3.52
2105	0.14	3.65	2.70	3.09	4.71	0.17	4.89	0.41
2106	3.93	4.40	3.35	3.02	3.77	0.30	3.07	0.45
2107	0.35	5.61	4.44	1.92	1.69	0.69	0.95	0.42
2108	4.47	2.20	1.81	1.41	2.93	0.06	1.77	0.43
2109	1.78	3.23	2.72	2.02	2.71	0.20	4.00	0.41
2110	0.46	3.76	3.37	2.99	3.16	0.74	7.50	0.41
2111	0.27	0.40	1.59	-0.93	-0.45	0.16	0.08	0.63
2112	3.23	0.87	1.45	-0.32	0.56	0.11	0.14	0.74
2113	3.38	0.01	1.02	-0.45	0.30	0.01	0.84	0.47
2114	3.51	4.53	4.35	3.17	1.93	0.59	9.69	1.44
2115	3.6	2.76	3.23	3.00	2.56	0.37	5.40	0.47
2116	3.62	5.51	5.10	4.70	3.18	0.94	11.26	2.30
2116.5	3.5	5.99	5.20	4.30	3.15	0.77	6.37	0.40
2117	3.9	3.55	4.14	3.59	2.25	0.49	9.46	3.57
2118	3.87	4.12	3.89	3.39	2.79	0.57	7.24	0.60
2119	4.45	4.57	4.42	4.09	3.00	0.68	8.54	1.50
2120	3.28	4.46	3.98	2.59	2.12	0.58	8.66	1.17
2121	3.03	3.61	3.22	2.30	2.33	0.65	6.02	0.40

En conclusión el modelo de carbonatos es con el que se obtienen valores similares a los medidos con núcleos asemejándose por mucho al comportamiento de las mediciones, es importante recordar que este modelo considera a la materia orgánica dentro de los vórgulos asociados a la porosidad secundaria de la roca, y por otro lado los modelos de Passey y Schmoker, presentan un comportamiento consistente con la interpretación de registros.

En los pozos 40, 41 y 44 se tienen sólo 4 mediciones de COT en cada uno, abarcando hasta 20 [m] del intervalo de interés mientras que en la parte restante del intervalo no hay información disponible para comparar; tal como se observa en la Figura 47 correspondiente al pozo 40.

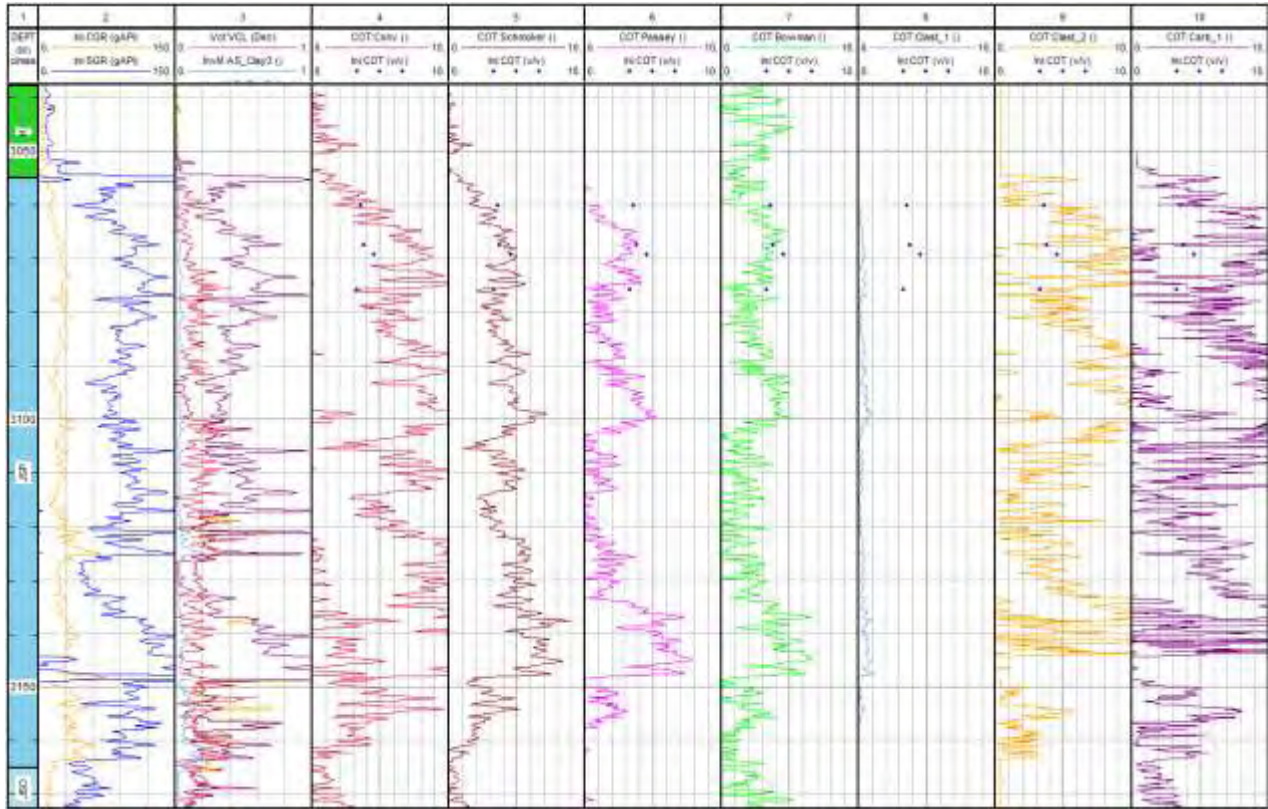


Figura 47. Resultados de la estimación de COT para el pozo 40.

En estos tres pozos con poca información es necesario ocupar metodologías suficientemente robustas para disminuir la incertidumbre de cálculo, lo cual no necesariamente ocurre con las empíricas, que únicamente utilizan las curvas de densidad, resistividad y tiempo de tránsito para estimar el COT; a pesar de esta falta de robustez en las metodologías empíricas, los resultados obtenidos con Schomker y Bowman presentan diferencia relativas de 20% y 35%, respecto a los datos de núcleo, las menores en comparación con las metodologías restantes.

El intervalo de interés va de 3055-3165 [m], debido al comportamiento de las curvas de rayos gamma en el segundo carril se espera obtener un volumen de arcilla máximo de 0.25, dentro del intervalo de interés resaltan los estratos que van de 3115-3150 [m], porque es donde se presentan el 70% de los valores de radioactividad mayores a 90 [API] los cuáles están asociados a valores de resistividad de 20-200 [Ω m].

Los cálculos de COT obtenidos con todas las metodologías presentan valores máximos de 3115-3150 [m], sin embargo la estimación de volumen de arcilla es en mayor parte cercana a 1 utilizando el segundo modelo de clásticos y el modelo de carbonatos correspondientes a la metodología de inversión petrofísica, la estimación que se realizó con la metodología convencional pareciera ser más congruente debido a que el volumen de arcilla calculado se mantiene por debajo de 0.25 en todo el intervalo. Una vez más el primer modelo de clásticos queda muy por debajo de los valores medidos.

Continuando con el análisis de este grupo de pozos, en la Figura 48, se muestran los resultados de la estimación de COT del pozo 41, el comportamiento de las curvas de rayos gamma presupone que la mayor concentración de COT será en el intervalo de 2700-2805 [m]. Los resultados obtenidos con la metodología convencional, las tres metodologías empíricas y el primer modelo de clásticos muestran el comportamiento esperado del análisis de las curvas de rayos gamma. Respecto al tercer carril se esperan bajos volúmenes de arcilla para el mismo intervalo, lo cual sólo ocurre con los volúmenes calculados con la metodología convencional y el primer modelo de clásticos.

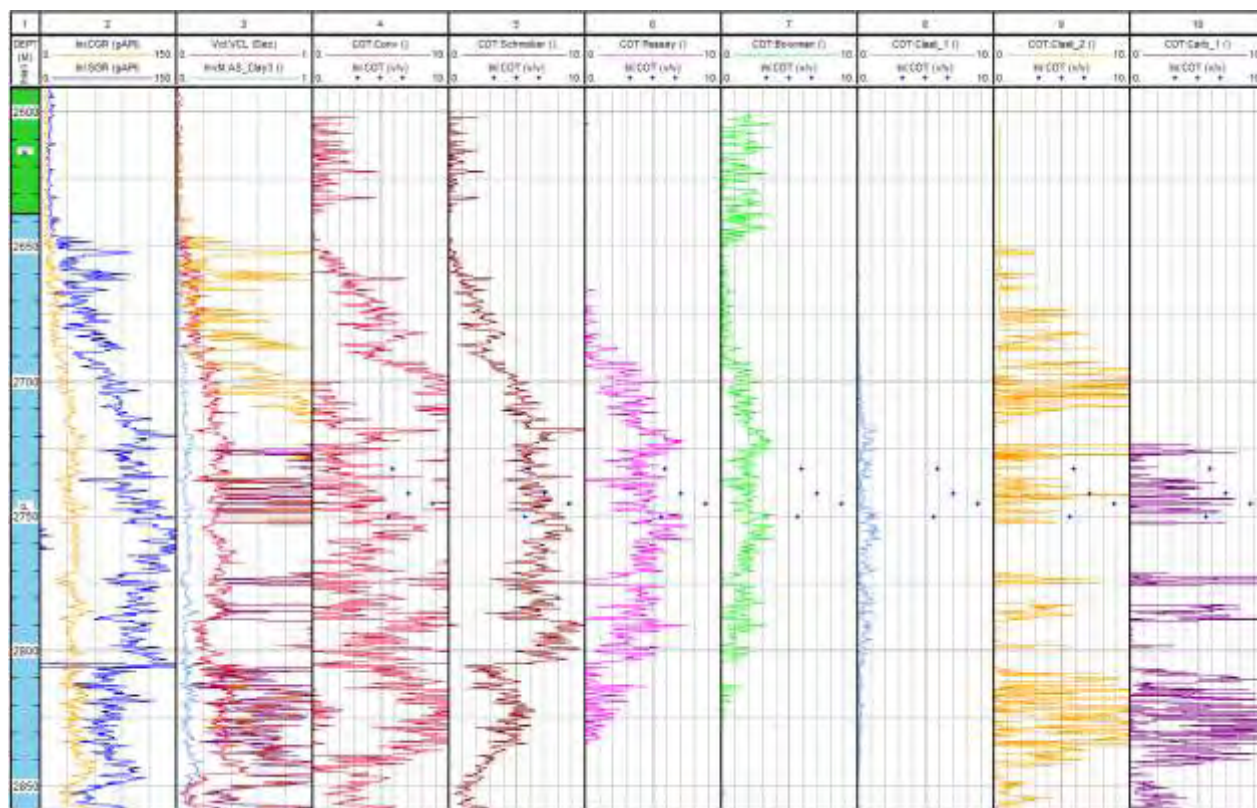


Figura 48. Resultados de la estimación de COT para el pozo 41.

La estimación de COT obtenida aplicando inversión petrofísica presenta un comportamiento de sobrestimación con el segundo modelo de clásticos y el modelo de carbonatos mientras que el primer modelo de clásticos muestra valores casi imperceptibles en la escala, el mismo comportamiento observado en los resultados del pozo 40. La metodología convencional sobreestima en todos los casos el contenido orgánico mientras que los cálculos hechos con Passey y Bowman muestran una tendencia similar pero con una disminución de valores para Bowman.

Aunque en ningún caso se espera que los valores calculados coincidan con las 4 mediciones, la mayoría de resultados tiene un comportamiento distante a los datos medidos; visualmente la metodología de Schmoker y Hester (carril 5) coincide con tres valores medidos aunado a un comportamiento de incremento de COT en el intervalo de 2700-2805 [m].

El intervalo de interés del pozo 44 tiene un espesor de 140 [m], sin embargo los valores máximos de emisión radioactiva medidos con el registro de rayos gamma total se concentran en el subintervalo de 2946-3030 [m]; y es en la sección de 3000-3015 [m] donde se espera estimar la mayor cantidad de contenido orgánico total. Los resultados del pozo se muestran en la Figura 49, en el carril 2 la curva de rayos gamma corregido presenta mayor cantidad de datos en la clase de 45-60 [API] lo que reduce la diferencia con la curva de rayos gamma total, incrementando en consecuencia el contenido de arcilla.

El volumen de arcilla calculado con las diferentes metodologías presenta dos tendencias, la primera muestra valores entre 0-0.2 mientras que en la segunda la mayoría de valores está entre 0.8-1, estas tendencias ubicadas en los valores extremos de volumen de arcilla, enfatizan la necesidad de replantear el modelo petrofísico propuesto para todos los métodos involucrados en la estimación de COT.

Comparando la metodología convencional con las mediciones de núcleo carril 4, esta sobreestima los valores en al menos tres casos y de acuerdo con la Figura 49, en la mitad del intervalo de interés muestra resultados entre 10-20 [%wt] para el COT, lo cual a diferencia de los valores negativos podría tener justificación acerca de tratarse de un intervalo con gran contenido orgánico, sin embargo al igual que los resultados obtenidos con el modelo de Schmoker y Hester (carril 5) ubica los valores más altos de COT en la zona esperada de 3000-3015 [m].

Particularmente en este pozo los resultados obtenidos con las metodologías de Bowman y Passey se comportan de manera similar calculando valores negativos, lo que no tiene una interpretación en la realidad por lo que es necesario cambiar los valores propuestos de la línea base de arcillas o inclusive el valor de LOM considerado para este pozo, uno de los problemas de utilizar metodologías empíricas es la dificultad de identificar qué parte del proceso es incorrecta.

Los modelos utilizados en el proceso de inversión petrofísica muestran valores mínimos cercanos a cero en intervalos de hasta 10 [m] como ocurre con el segundo modelo de clásticos y el modelo de carbonatos, inclusive los resultados del primer modelo de clásticos son cercanos a cero en la totalidad del intervalo de interés, como en los pozos anteriores, pero en ninguno caso llega a valores negativos, sin embargo para este pozo es evidente que el modelo petrofísico debe ser modificado.

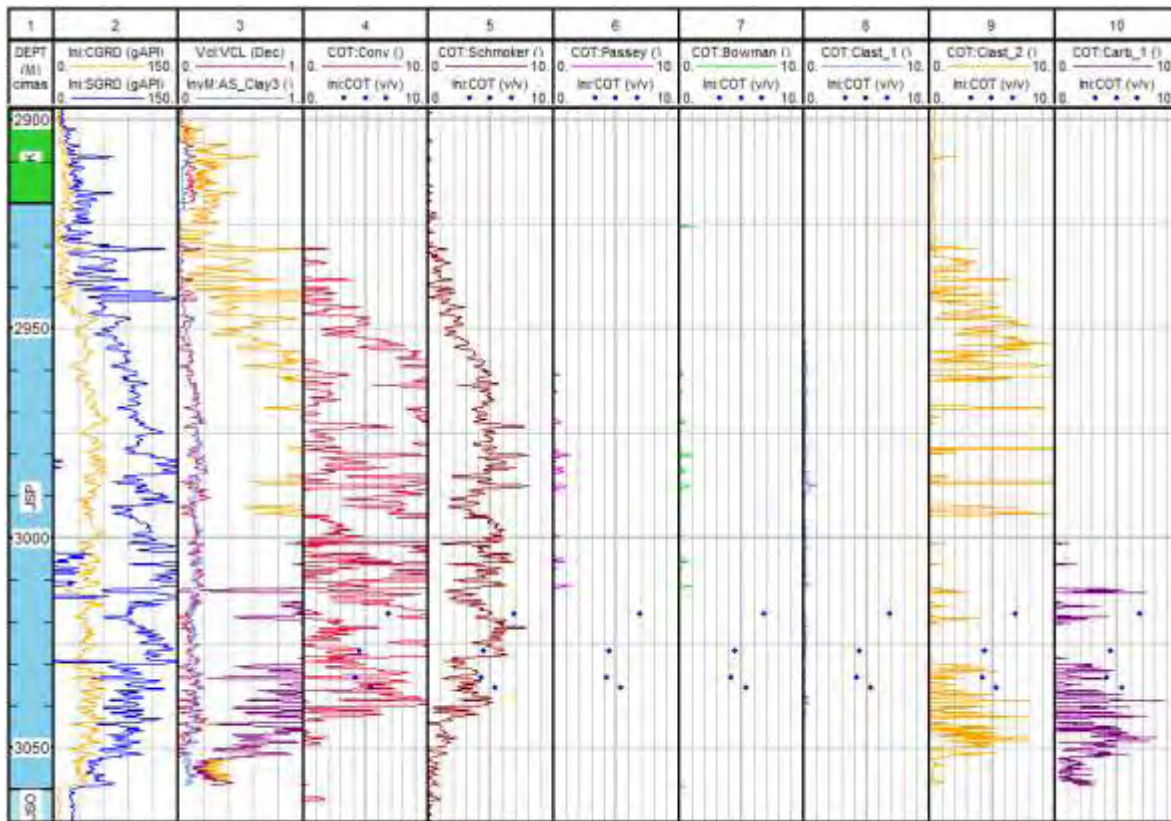


Figura 49. Resultados de la estimación de COT para el pozo 44.

En la Tabla 6 se presentan los valores medidos y calculados con cada una de las metodologías en los pozos 40, 41 y 44, el único que presenta valores negativos es el pozo 44, como se ha explicado anteriormente estos valores no tienen una justificación clara en el modelo petrofísico además debido a los valores mínimos presentados por los modelos utilizados en el proceso de inversión petrofísica, estos deben ser mejorados; para Passey y Bowman los parámetros como líneas base de arcillas y LOM , que fueron establecidos en el proceso de estimación de COT, deben ser replanteados.

Tabla 6. Valores medidos y calculados de COT para los pozos 40, 41 y 44.

Pozo	DEPTH	VMedido	Conv	Schmoker	Passey	Bowman	Clast_1	Clast_2	Carb_1
Pozo 40	3060	3.6	1.94	1.79	0.44	3.00	0.01	0.88	4.00
Pozo 40	3067	3.77	7.17	4.09	2.81	2.96	0.33	6.32	7.66
Pozo 40	3069	4.57	8.23	4.66	2.98	3.41	0.38	7.72	9.01
Pozo 40	3075	3.3	3.61	2.39	0.42	0.63	0.14	4.15	4.89
Pozo 41	2732	5.87	12.64	6.20	4.21	2.01	0.58	0.00	0.00
Pozo 41	2741	7.01	11.18	5.44	4.04	1.93	0.17	5.03	4.88
Pozo 41	2745	8.85	12.67	6.46	3.15	1.37	0.29	2.86	4.58
Pozo 41	2750	5.6	17.69	8.52	7.18	3.51	1.01	0.00	0.00
Pozo 44	3018	6.88	9.96	4.78	-2.86	-3.06	0.08	0.03	0.03
Pozo 44	3027	4.44	12.22	5.39	-2.40	-2.70	0.04	0.00	0.00
Pozo 44	3033	4.2	0.17	1.21	-4.57	-4.53	0.00	0.53	3.14
Pozo 44	3035	5.4	7.15	3.43	-2.24	-2.42	0.05	0.00	0.00

Una similitud en este grupo es la disminución de valores en el registro de rayos gamma corregido en algunas secciones del intervalo donde la curva de rayos gamma total aumenta (carril 2), éstas secciones son las que teóricamente representan contenido de materia orgánica, lo que debería confirmarse en el tercer carril al obtener bajos volúmenes de arcilla, sin embargo esto no ocurre con algunas metodologías, sobre todo las que tienden a sobreestimar el contenido orgánico también presentan gran contenido de arcilla en todo el intervalo de interés, efecto que debe considerarse para mejorar el modelo petrofísico planteado, una de las razones probables es el mayor contenido de cuarzo obtenido en el modelo mineralógico con la evaluación convencional.

El pozo 47 tiene un intervalo de interés de 120 [m] de espesor, de acuerdo a la respuesta de las curvas de rayos gamma (carril 2) puede dividirse hasta en 4 secciones, tomando en cuenta que los valores de la curva de rayos gamma corregido en la mayor parte del intervalo son menores a 30 [API] sólo se consideran dos variaciones de la curva de rayos gamma total para establecer las secciones; en la primera la diferencia entre curvas es mínima (2890-2936 [m] y 2955-2980 [m]) mientras que en la segunda la diferencia entre curvas aumenta (2860-2889 [m] y 2937-2954 [m]).

Las secciones donde la diferencia entre las curvas de rayos gamma es mayor se identifican como zonas potenciales ricas en materia orgánica, sin embargo cuando se calcula el volumen de arcilla (carril 3) este se incrementa en las mismas secciones (estimado con el segundo modelo de clásticos, el modelo de carbonatos y la metodología convencional), por lo que podría tratarse de una zona arcillosa orgánicamente rica.

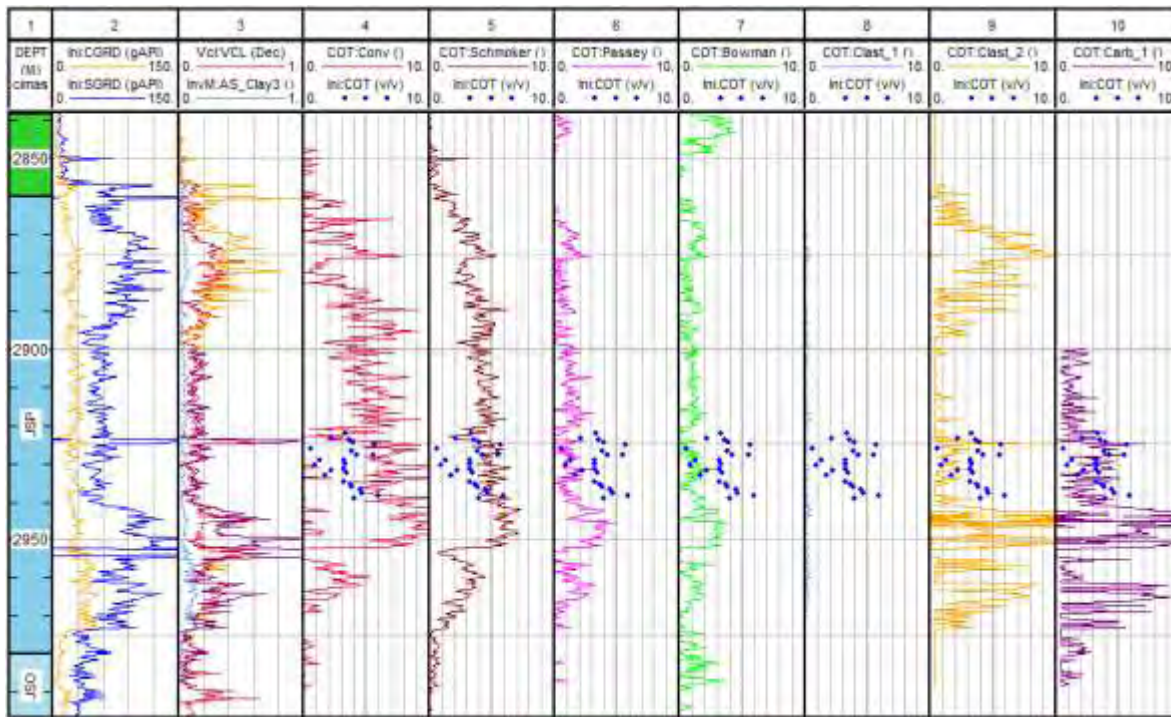


Figura 50. Resultados de la estimación de COT para el pozo 47.

Del análisis derivado de los gráficos de interrelación resistividad-emisión radioactiva de la Figura 42 y de los histogramas del registro de rayos gamma total (Figura 34) sabemos que la mayor parte de valores de emisión de radioactividad están por debajo de 90 [API] los cuales presentan los valores de resistividad más altos del intervalo, mientras que los valores mayores a 90 [API] tienen resistividades entre 2-100 [Ω m], lo que los vuelve posibles indicadores de materia orgánica.

El intervalo de 2937-2954 [m] presenta los valores más altos de estimación de COT para todas las metodologías, sin embargo las mediciones de núcleos están en una zona más somera que esta sección estos datos se analizan con ayuda de la Tabla 7, claramente casi todas las metodologías están subestimando los valores medidos a excepción de la convencional y en menor medida la de Schmoker.

Es difícil hablar de una metodología óptima si bien los valores más cercanos a los calculados se obtienen con el método de Passey seguido por Bowman, la justificación de ambos carece de robustez; los resultados obtenidos con la metodología de inversión (a excepción del primer modelo de clásicos) presentan valores similares a los datos medidos, mientras que las metodologías restantes tienen las diferencias relativas más altas en comparación con los datos de núcleo.

Tabla 7. Valores medidos y calculados de COT para el pozo 47.

DEPTH	VMedido	Conv	Schmoker	Passey	Bowman	Clast_1	Clast_2	Carb_1
2922	3.38	5.88	4.53	1.28	0.95	0.14	0.48	2.99
2923	2.18	3.10	2.44	-1.15	-0.17	0.02	2.33	3.45
2924	3.61	3.36	3.55	-0.85	-0.70	0.06	0.00	0.00
2924.5	3.97	6.65	4.96	0.81	0.47	0.02	9.59	5.85
2925	5.7	9.59	5.13	-0.85	-0.37	0.18	2.15	4.62
2926	0.6	8.37	5.81	1.46	0.86	0.15	2.38	4.61
2927	3.88	7.13	5.42	0.89	0.95	0.23	1.81	3.85
2927.5	5.51	7.18	4.85	2.05	1.48	0.08	1.83	4.06
2928	4.28	6.78	4.95	1.51	0.40	0.04	0.57	2.43
2929	3.26	5.08	4.32	1.34	1.06	0.08	0.62	2.58
2929.5	1.3	5.53	4.50	1.15	1.13	0.01	1.15	3.90
2930	3.3	5.84	3.83	0.77	1.69	0.07	0.41	2.20
2930.5	0.9	10.92	5.73	0.94	1.61	0.42	2.37	4.48
2932	3.24	9.50	6.08	3.36	3.30	0.13	3.08	4.58
2931.5	2.24	7.23	4.98	2.84	2.84	0.09	1.67	3.23
2932.5	3.42	7.48	5.37	1.23	0.72	0.09	0.62	2.46
2933	1.71	6.38	4.80	1.37	0.87	0.05	0.45	1.07
2935	3.24	4.22	4.00	0.31	0.55	0.09	0.59	2.68
2935.5	3.72	6.07	4.71	0.71	0.70	0.04	0.72	2.94
2936	3.83	6.12	4.65	1.11	0.44	0.04	0.40	1.08
2937	4.53	6.39	4.95	0.49	0.27	0.03	0.41	3.06
2937.5	4.68	4.99	3.98	1.04	1.16	0.12	0.40	1.20
2938	5.92	6.97	5.15	1.10	1.34	0.10	1.48	3.60
2939	4	10.06	6.50	2.34	2.23	0.11	3.22	4.43

Retomando la Figura 31 podríamos distinguir tres grupos de pozos por su distribución geográfica, sin embargo los resultados del pozo 37 y 47 son distintos a los tres pozos restantes que muestran algunas similitudes, sabemos que los pozos 41 y 44 son cercanos entre sí, y podrían presentar mayor semejanza, lo cual ocurre al establecer a la metodología de Schmoker y Hester como una de las que tienen mayor coincidencia con los datos medidos.

De acuerdo con el análisis para el pozo 47 este tiene mayor contenido de arcilla en las zonas potenciales, lo que nos lleva a considerar un replanteamiento de los modelos de inversión estos, mientras que el pozo 37 es definitivamente el de mayor potencial y donde varias metodologías presentan las menores diferencias relativas al comprar los resultados de estimación de COT con los datos medidos.

En todos los casos el primer modelo de clásicos está muy por debajo de los valores medidos, este comportamiento nos indica que el modelo petrofísico no coincide con la realidad geológica, principalmente sobre cómo está distribuida la materia orgánica en estas formaciones.

Es importante destacar que las metodologías empíricas sólo utilizan las curvas de densidad, resistividad y tiempo de tránsito en el proceso de cálculo de COT, es decir consideran únicamente algunas respuestas físicas en el proceso, aunado a que involucran decisiones subjetivas en algunos pasos del mismo como la consideración de la línea base que define los intervalos potencialmente contenedores de materia orgánica descrito en el Capítulo III para Passey y Bowman. Respecto a los modelos de inversión conocemos el modelo petrofísico y el replanteamiento de este respecto a la distribución de la materia orgánica, la arcilla y los demás elementos que componen la roca.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- De los recursos energéticos mundiales la cantidad de recursos asociados a lutitas representan la tercera parte del total de recursos de gas, México se encuentra en el sexto lugar de los países con gas de lutitas técnicamente recuperables.
- La Formación Pimienta de edad Jurásico Superior Tithoniano es la principal roca generadora de México y tiene potencial para ser desarrollada como un yacimiento no convencional de aceite y gas en lutitas, esta formación en conjunto con otras han retenido hasta un 80% del hidrocarburo generado el cual representa 60.2 [mmmbpce], el equivalente a seis veces la reserva probada del país.
- El ciclo de vida de un yacimiento no convencional puede dividirse en tres etapas evaluación, prueba mediante perforación y terminación (fracturamiento hidráulico) y desarrollo masivo. El alcance de este trabajo es parte de la etapa de evaluación.
- Se estimó la cantidad de contenido de carbón orgánico total, el cual representa la cantidad de material disponible a convertir en hidrocarburos, mediante la utilización de registros geofísicos convencionales para un intervalo común presente en cinco pozos de la Formación Pimienta, utilizando tres tipos de metodologías: convencional, empírica e inversión petrofísica.
- Se definieron modelos petrofísicos asociados a las tres metodologías utilizadas para procesar e interpretar datos provenientes de las herramientas de registros geofísicos con la finalidad de estimar el contenido de carbón orgánico total.
- Se propone una metodología de evaluación convencional a partir de la adaptación de los trabajos de Mena (2014) y Zecua (2014), para estimar la cantidad de contenido de carbón orgánico total, en la que se considera a la materia orgánica como un mineral.

- Esta metodología requiere de un conjunto de modelos para evaluar cada una de las propiedades petrofísicas de la formación, es de tipo secuencial por lo que la posibilidad de acumular errores aumenta en función del número de modelos utilizados.
- El uso de metodologías empíricas está enfocado a la estimación de riqueza orgánica en la roca, los modelos asociados a estas metodologías limitan el proceso de estimación contenido de carbón orgánico total debido a que sólo lo relacionan con algunas respuestas de registros y en algunos de sus procedimientos promueven el análisis subjetivo.
- Los modelos asociados a inversión petrofísica consideran tres tipos de matriz de roca, el primer modelo considera únicamente la presencia de cuarzo el segundo modelo adiciona la carbonato, ambos distribuyen la materia orgánica como arcilla dispersa y en además saturando los poros; un tercer modelo utiliza una matriz de carbonatos de doble porosidad, en ellos se considera que la materia orgánica está presente en los vóculos.
- Para este estudio se utilizaron cinco pozos ubicados en la Cuenca de Burgos y se analizó el intervalo correspondiente a la Formación Pimienta, los pozos presentan una separación media de 40[km] entre pozos.
- Mediante el análisis de las curvas medidas SGR, CGR, DTCO, DTSM, RHOB y AO90, con histogramas, gráficos de interrelación y con las distintas metodologías, se identificaron a los estratos de los pozos 37, 40 y 47 como potencialmente ricos en materia orgánica.
- Los resultados obtenidos con la metodología convencional sobreestiman la cantidad de contenido orgánico total al compararla con las mediciones de núcleos hasta en un 80%, las estimaciones hechas con las metodologías empíricas presentan valores negativos en el pozo 41, lo que implica que el modelo petrofísico considerado por estas metodologías no representa la realidad geológica de la formación.
- El primer modelo de formaciones clásticas no representa en ningún caso el comportamiento petrofísico de la formación, principalmente por la diferencia en la composición mineralógica de

la matriz, mientras que el modelo de inversión considera sólo cuarzo y diferentes tipos de arcilla, todos los pozos presentan además carbonato en diferentes proporciones.

- El segundo modelo de clásticos así como el modelo de carbonatos para inversión petrofísica presentaron resultados satisfactorios en los pozos 37, 40 y 47; tres de los cinco pozos en estudio, sin embargo para los pozos 41 y 44 deben ser modificados y considerar principalmente mayor presencia de cuarzo.

Recomendaciones

- Limitar el área de estudio a secciones formadas por pozos con menor separación promedio, para dar mayor certidumbre al cálculo de COT.
- Caracterizar la Formación Pimienta subdividiéndola en bloques en función de la madurez térmica que presenta.
- Mejorar los modelos de inversión petrofísica respecto al contenido mineralógico de la matriz propuesta considerando el papel que juegan la porosidad orgánica y el gas adsorbido en la estimación del COT en futuros trabajos de evaluación petrofísica de yacimientos no convencionales

REFERENCIAS

- Alqahtani, A. y Tutuncu, A., 2014. Quantification of total organic carbon content in shale source rocks: an Eagle Ford case Study, Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado.
- Aquino-López, A., Mousatov, A. y Markov, M., 2011. Model of sand formations for joint simulation of elastic moduli and electrical conductivity, *Journal of Geophysics Engineering*, 8, pp. 568-578.
- Aquino-López, A., Mousatov, A. y Markov, M., 2015. Modeling and inversion of elastic wave velocities and electrical conductivity in clastic formations with structural and disperse shales, *Journal of Applied Geophysics*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jappgeo.2015.02.013>.
- Araujo, O., Garza, D., García, D., Ortiz, R., Bailon, L. y Valenzuela, A., 2014. First production results from Pimienta oil source rock reservoir, a promising shale: Case history from Burgos Basin, Mexico. SPE 169420-MS, Maracaibo, Venezuela.
- Archie, G. E., 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics, *Trans. AIME* v. 146 pp 54-61.
- Avellaneda, M., 1987. Iterated homogenization, differential effective medium theory and applications, *Communications on Pure and Applied Mathematics*, 40(5), 527-554.
- Bardon, C. y Pied, B., 1969. Formation water saturation in shaly sands: Society of Professional Well Log Analysts 10th Annual Logging Symposium Transactions: Paper Z, 19 pp.
- Bassiouni, Z., Theory, 1994. Measurement and Interpretation of Well Logs. SPE Textbook Series vol. 4. Richardson, TX 372 p.
- Berg, C., 1995. A simple, effective-medium model for water saturation in porous rocks *Geophysics*, 60, pp. 1070–80.
- Berryman, J. G., 1995. Mixture theories for rock properties, in rock physics and phase relations: A Handbook of Physical Constants, Vol 3 ed T J Ahrens (Washington, DC: AGU), pp. 205–28 AGU Ref Shelf.
- Bowman T., 2010. Direct method for determining organic shale potential from porosity and resistivity logs to identify possible resource plays, AAPG, Search and Discovery Article #110128. http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2010/110128bowman/ndx_bowman.pdf.htm
- Bruggeman, D. A., 1935. Berechnung verschidener physikalischer Konstanten von heterogenen substanzen *Ann. Phys., Lpz.* 24 pp. 636–64.
- Carrera, E., 2016. Composite materials and structures in aerospace engineering. Pfaffikon: Trans Tech Publications. ISBN 84-291-4889-2.
- Clarkson C.R., Jensen J.L. y Blasingame T.A., 2011. Reservoir engineering for unconventional gas reservoirs: what do we have to consider? SPE-145080, Texas, EUA.

- Clavier, C., Coates, G. y Dumanoir, J., 1977. The theoretical and experimental bases for the “dual water” model for the interpretation of shaly sands, SPE paper No. 6859.
- Clavier, C., Hoyle, W. R., y Meunier, D., 1971. Quantitative interpretation of thermal neutron decay time logs: Part I-Fundamentals and techniques, JPT. pp. 743-755.
- Cleary, C., Coates G. y Dumanoir, J., 1984. Theoretical and experimental bases for the dual-water model for interperation of shaley sands, Soc. Petrol. Eng. J. 24, 153-168.
- Cook, H. E. y Mullins, H.T., 1983. Basin margin environment. In:Scholle, P.A., Bebout, D.G., Moore, C.H. (Eds.), Carbonate Depositional Environments. AAPG Memoir, 33, p. 550.
- Correa-Peña, D. y Salazar-Mérida, J., 2013. Evaluación de los parámetros: madurez térmica (MT) y contenido orgánico total (COT) para la caracterización estática de yacimientos de lutitas gasíferas, Tesis de Licenciatura, FI UNAM.
- De Lima, O. A. L., Clennell, M., Girao, N. G. y Niwas, S., 2005. A volumetric approach for the resistivity response of freshwater shaly sandstones, Geophysics 72 F1–10.
- Demaison, G. J., Holck, A. J. J., Jones, R. W. y Moore, G.T. 1983. Predictive source bed stratigraphy; a guide to regional petroleum occurrence: Proceedings of the 11th World petroleum Congress. London. v. 2. p. 17-29.
- Doveton, J. H., 1986. Log Analysis of Subsurface Geology. John Wiley & Sons, New York, NY.
- Escalera-Alcocer, J. A., 2010. Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México, Trabajo de ingreso a la Academia de Ingeniería, Academia de Ingeniería.
- Eshelby, J. D., 1957. The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion and related problems Proc. R. Soc. A 241 pp. 376–96.
- Estados Unidos, Departamento de energía, EIA, 2013. Technically recoverable shale: Oil and shale gas resources, Washington D.C. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- Estados Unidos, Departamento de energía, EIA, 2015. Technically recoverable shale, Oil and shale gas resources: México, Washington D.C. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- Estados Unidos, Departamento de energía, EIA, 2016. U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Washington D.C. <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/>
- Etherington, J.R. y McDonald, I.R., 2004. Is bitumen a petroleum reserve? SPE 90242-MS, Houston, Texas.
- Fertl, W. H. y Hammack, G. W., 1971. A comparative look at water saturation computations in shaly pay sands. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts 12th SPWLA Annual Logging Symposium.

- Galicia-Montes, F. y Herrera-López, D., 2013. Terminación de pozos en shale gas y shale oil, Tesis de Licenciatura, FI UNAM.
- Geertsma, J., 1961. Velocity-log interpretation: The effect of rock bulk compressibility, SPEJ 235-248, AIME 222.
- Gelius, L. J. y Wang, Z., 2008. Modelling production caused changes in conductivity for a siliciclastic reservoirs: a differential effective medium approach, Geophysics Prospect. 56 pp. 677–91.
- Gill, P. E., Murray, W. y Wright, M. H., 1995. Practical Optimization (London: Academic) p. 401.
- Glorioso, J. C. y Rattia, A., 2012. Unconventional reservoirs: Basic petrophysical concepts for shale gas, SPE-153004, Vienna, Austria.
- Gómez-Rivero, O., 1975. Registros de pozos, teoría e interpretación, México, D.F.
- Gupta, J., Zielonka, M., Albert, R., Wadood, E., Bumham, H. y Choi, N., 2012. Integrated methodology for optimizing development of unconventional gas resources, SPE 152224MS-P, Texas, EUA.
- Han, T., Best, A. I., MacGregor, L. M., Sothcott, J. y Minshull, T. A., 2011. Joint elastic-electrical effective medium models of reservoir sandstones, Geophysics Prospect. 59 pp. 777–86.
- Heidari, Z. y Torres-Verdín, C., 2011. Quantitative method for estimating total organic carbon and porosity, and for diagnosing mineral constituents from well logs in shale-gas formations, SPWLA 52nd Annual Logging Symposium.
- Holditch, S. A., 2001. The future of the oil and gas business and my vision of SPE for 2002, disponible en: www.spe.org
- Holguín Q., N. 1991. La geoquímica del petróleo en México, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., v. XLI. n. 1. México, p. 37-50.
- Hood, S. A., Gutjahr, C. C. M. y Heacock, R. L., 1975. Organic metamorphism and the generation of petroleum, AAPG Bulletin, 59, pp. 986-996.
- Jacobi, D., Gladkikh, M., LeCompte, B., Hursan, G., Mendez, F., Longo, J., Bratovich, M., Patton, G. y Shoemaker, P., 2008. Integrated petrophysical evaluation for shale gas reservoirs, SPE 114925, Canadá.
- Kazatchenko, E., Markov, M. y Mousatov, A., 2004a. Joint modeling of acoustic velocities and electrical conductivity from unified microstructure of rocks J. Geophys. Res. 109 B01202.
- Kazatchenko, E., Markov, M., Mousatov, A. y Pervago, E., 2007. Joint inversion of conventional well logs for evaluation of double porosity carbonate formations Journal Pet. Sci. Eng. 56 pp. 252–66.

- Lashin, A. y Mogren, S., 2012. Total organic carbon enrichment and source rock evaluation of the Lower Miocene rocks based on well logs: October oil field, Gulf of Suez-Egypt, *International Journal of Geosciences*, 2012, 3, pp. 683-695.
- Lewis, R., Ingraham, D., Percy, M., Williamson, J., Sawyer, W. y Frantz, J., 2004. New evaluation techniques for gas shale reservoirs, presented in *Reservoir Symposium SLB*.
- Lin, J.L. y Salisch, 1993. Determination from well logs of the total organic carbon content in potential source rocks, SPE 27627, Sydney, Australia.
- Martínez-Yañez, M., 2015. Estudio de la Formación Pimienta para evaluar su potencial como un yacimiento no convencional del tipo shale gas/oil; implicaciones y aportaciones, Tesis de Licenciatura, IPN.
- Mena-Negrete, J., 2014. Estimación y calibración de propiedades petrofísicas de un campo petrolero de interés económico, Tesis de Licenciatura, IPN.
- Mendelson, J., 1985. Petroleum source rock logging, Tesis de Maestría, MIT. <http://hdl.handle.net/1721.1/15126> Consultado el 24/03/2016.
- Menke, W., 1989. *Geophysical data analysis: Discrete inverse theory*, Academic Press, U.S.
- México, Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH, 2016. Seguimiento a la exploración y extracción de aceite y gas en lutitas, Ciudad de México. <http://cnh.gob.mx/informacion/docs/048-%20Seguimiento%20a%20la%20exploración%20y%20extracción%20de%20aceite%20y%20gas%20en%20lutitas%20Agosto%202016.pdf> Consultado el 14/12/2016
- México, Petróleos Mexicanos, PEMEX, 2015. Reporte anual: Las reservas de hidrocarburos, México, D. F. <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/evaluaciones-reservas.aspx> Consultado el 11/08/2016.
- Miskimins, J., 2008. Design and life-cycle considerations for unconventional reservoirs wells, SPE 114170-PA, Keystone, Colorado.
- Montgomery, S., Jarvie, D., Bowker, K. y Pollastro, R., 2005. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale Play with multi-trillion cubic foot potential, *AAPG Bulletin*, 89 (2), pp. 155-175.
- Norris, A. N., Sheng, P. y Callegari, A. J., 1985. Effective-medium theories for two-phase dielectric media, *J. Appl. Phys.* 57 1990–6.
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J. y Stroud, F. D., 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs, *AAPG Bulletin*, 74, pp. 1777-1794.
- Pérez-Aquihuatl, H. Y., 2014. Evaluación del potencial del pozo A-1 del play no convencional Jurásico Superior (Formación Pimienta) en la Cuenca de Burgos, Tesis de Licenciatura, FI UNAM.

- Petróleos Mexicanos, PEMEX, 2012. Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México, Congreso Mexicano del Petróleo.
- Poupon, A. y Levaux, J., 1971. Evaluation of water saturation in shaly formations: In: SPWLA 12th Logging Annual Symposium Transactions, paper O1-2, also in Shaly Sand Reprint Volume, SPWLA, pp. IV, 81-95.
- Quirein, J., Witkowsky, J., Truax, J., Galford, J., Spain, D., y Odumosu, T., 2010. Integrating core data and wireline geochemical data for formation evaluation and characterization of shale gas reservoirs, SPE 134559, Florencia Italia.
- Raymer, L. L., Hunt, E. R. y Gardner, J. S. 1980. An improved sonic transit time-to-porosity transform, SPWLA 21st Annual Logging Symposium.
- Reyes-Theojares, J. E., 2015. Petrofísica y reservas de los yacimientos de aceite y gas en lutitas de México, Congreso Mexicano del Petróleo.
- Schmoker, J. y Hester, T., 1983. Organic carbon in Bakken Formation, United States, portion of Williston Basin, AAPG Bulletin, 67, pp. 2165-2174.
- Schön, J.H., 2011. Physical properties of rocks: A workbook (Handbook of petroleum exploration and production). Elsevier, London.
- Sen, P. N., Scala C. y Cohen, M. H., 1981. A self-similar model for sedimentary rocks with application to the dielectric constant of fused glass beads: Geophysics, 46, 781–795, doi: 10.1190/1.1441215.
- Sheng, P., 1990. Effective-medium theory of sedimentary rocks, Physics Rev. B 41 pp. 4507–4512.
- Sheng, P., 1991. Consistent modeling of the electrical and elastic properties of sedimentary rocks, Geophysics 56, pp. 1236–1243.
- Simandoux, P., 1963. Dielectric measurements on porous media: application to the measurement of water saturation in Shaly Sand, Reprint Volume, SPWLA, pp. IV 97-124.
- Smith, J. W. y Young, N. B., 1964. Specific-gravity to oil-yield relationships for black shales of Kentucky's New Albany Formation: U.S. Bureau of Mines report. Inv. 6351.
- Sondergeld, C. H., Ambrose, R. J., Rai, C. S. y Moncrieff, J., 2010b. Micro-structural studies for gas shales, SPE 131771, Pittsburgh, Pennsylvania.
- Sondergeld, C. H., Newsham, K. E., Comisky, J. T., Rice, M. C. y Rai, C. S., 2010a. Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources, SPE 131768, Unconventional gas conference, Pittsburgh, Pennsylvania.
- Song, Y. J. y Tang, X. M., 2008. Generalized effective medium resistivity model for low resistivity reservoir Sci. China D 51 pp. 1194–208.

- SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2007. Petroleum Resource Management System, http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf Consultado el 17/04/2017.
- Stieber, S.J., 1970. Pulsed neutron capture log evaluation in the Louisiana Gulf Coast, SPE 2961, Houston, Texas.
- Tarantola, A., 2005. Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation, Philadelphia, PA: SIAM.
- Tikhonov, A. N. y Arsenin, V. Y., 1977. Solution of Ill-Posed Problems, Washington, DC: Holt, Rinehart and Winston.
- Tissot, B. P., Durand, B., Espitalié, J. y Combaz, 1974. A. Influence of the nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. AAPG Bulletin. v. 58. p. 499-506.
- Tixier, M. P., Alger, R.P. y Doll, C. A., 1959. Sonic logging, Pet. Trans. AIME, 216, 106-114.
- Tucker, M.E. y Wright, V.P., 1990. Carbonate Sedimentology, Blackwell Science, p. 245.
- Walsh, J.B., 1965. The effect of cracks on the compressibility of rocks, Journal of Geophysical Research 70, 381-389.
- Waxman, M.H. y Smits, L.J., 1967. Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. Presented at 42nd Annual Fall Meeting: Society of Petroleum Engineers, 8, 107 122, paper SPE 1863-A.
- Worthington, P. F., Pallatt, N. y Toussaint-Jackson, T.J., 1989. Influence of microporosity on the evaluation of hydrocarbon saturation. SPE Form. Eval. 4, pp 203-209.
- Wu, T. T., 1966. The effect on inclusion shape on the elastic moduli of a two-phase material, Int. J. Solid Struct. 2 pp. 1-8
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R. y Gardner, G. H. F., 1956. Elastic wave velocity in heterogeneous and porous media, Geophysics 21, 41-70.
- Zecua-Alejo, R., 2014. Metodología para la exploración de un viejo recurso: Shale gas o lutita gasífera usando registros geofísicos de pozo, Tesis de Licenciatura, IPN.
- Zhdanov, M. S., 2002. Geophysical inverse theory and regularization problems, Amsterdam: Elsevier p. 628.