



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Aplicación de los parámetros elásticos en
la identificación de zonas con potencial
de hidrocarburos en yacimientos de
lutitas**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Felix Severo Benito

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Rubén Nicolás López



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



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.

Índice

Introducción.....	1
Resumen	4
Capítulo 1.- Generalidades de los yacimientos petroleros no convencionales de lutitas.....	6
1.1.- Definición de yacimiento no convencional	6
1.2.- Tipos de yacimientos no convencionales	6
1.2.1.- Gas de lutitas (shale gas).....	6
1.2.2.- Aceite de lutitas (shale oil).....	7
1.2.3.- Metano de carbón (coal bed methane)	7
1.2.4.- Gas de depocentro (basin centered gas).....	7
1.2.5.- Hidratos de metano (gas hydrate)	8
1.2.6.- Gas compacto (tight gas)	8
1.3.- Sistema petrolero de yacimientos no convencionales.....	9
1.4.- Rocas arcillosas (lutitas).....	9
1.5.- Ambiente de depósito de los sedimentos arcillosos	11
1.6.- Propiedades de las rocas arcillosas.....	11
1.6.1.- Propiedades físicas de la lutita	11
1.6.2.- Propiedades geoquímicas de la lutita	12
1.7.- Yacimientos no convencionales en el mundo	13
1.7.1.- Formación Eagle Ford.....	13
1.7.2.- Formación Vaca Muerta.....	14
1.7.3.- Formación Quiongzhusi.....	15
1.7.4.- Formación Muskwa	16
1.7.5.- Formación Goldwyer	17
1.8.- Rocas generadoras no convencionales en México	18
1.8.1.- Sistema petrolero Jurásico Superior.....	18
1.8.2.- Sistema petrolero Cenomaniano-Turoniano	19
1.8.3.- Sistema petrolero Kimmeridgiano-Tithoniano	19
1.8.4.- Sistema petrolero Cenomaniano-Turoniano	20
1.8.5.- Sistema petrolero Paleoceno	21
Capítulo 2.- Exploración de yacimientos petroleros no convencionales de lutitas	22
2.1.- Criterios geológicos de los yacimientos no convencionales	22

2.1.1.- Riqueza de materia orgánica.....	22
2.1.2.- Madurez termal	22
2.1.3.- Espesor.....	22
2.1.4.- Profundidad.....	23
2.1.5.- Composición litológica	23
2.1.6.- Aceite y/o gas libre en espacios de poros (micro, nanoporosidad) y fracturas	23
2.1.7.- Gas absorbido en el kerógeno y partículas arcillosas.....	24
2.2.- Análisis mineralógico de las lutitas	24
2.2.1.- Caolinitas	26
2.2.2.- Illitas	27
2.2.3.- Esmectitas	27
2.2.4.- Vermiculitas.....	28
2.2.5.- Palygorskita y sepiolita	28
2.3.- Geoquímica de exploración de los hidrocarburos.....	29
2.3.1.- Carbono orgánico total.....	29
2.3.2.- Madurez térmica	30
2.4.- Análisis sísmico de yacimientos no convencionales.....	32
2.5.- Generalidades de petrofísica de yacimientos no convencionales	34
2.5.1.- Porosidad (\emptyset).....	35
2.5.2.- Permeabilidad (k)	37
2.5.3.- Tortuosidad (τ)	38
2.5.4.- Saturación de fluidos (S_f).....	39
2.6.- Perforación de pozos en yacimientos no convencionales.....	40
Capítulo 3.- Caracterización petrofísica y geomecánica de yacimientos no convencionales	44
3.1.- Control de calidad de los registros geofísicos de pozo	44
3.1.1.- Registro potencial espontaneo (SP)	44
3.1.2.- Registro de rayos gamma (GR).....	46
3.1.3.- Registros eléctrico convencional	48
3.1.4.- Registro de inducción	51
3.1.5.- Registro sísmico.....	53
3.1.6.- Registro de densidad.....	55
3.1.7.- Registro de neutrones.....	57

3.2.- Obtención de temperatura, volumen de arcilla, contenido orgánico total y porosidades total y efectiva, a partir de registros geofísicos	59
3.2.1.- Determinación de temperatura	59
3.2.2.- Determinación del volumen de arcilla	59
3.2.3.- Determinación del contenido orgánico total	61
3.2.4.- Determinación de porosidades total y efectiva	63
3.3.- Inversión petrofísica para la obtención de fracciones minerales y saturación de fluidos	67
3.4.- Registros sintéticos necesarios para la caracterización geomecánica de pozos	69
3.4.1.- Obtención del registro sísmico a partir del registro de resistividad	69
3.4.2.- Obtención del registro de densidad a partir del registro sísmico	71
3.5.- Obtención de parámetros elásticos	73
3.5.1.- Obtención de la velocidad de la onda de corte (V_s) mediante correlaciones empíricas (registros sintéticos)	73
3.5.2.- Módulo de Young (E)	76
3.5.3.- Relación de Poisson (ν)	77
3.5.4.- Parámetro de Lamé (λ)	77
3.5.5.- Módulo de corte (μ)	78
3.5.6.- Módulo volumétrico (K)	78
3.5.7.- Impedancia de corte (I_s)	79
3.5.8.- Impedancia compresional (I_p)	79
3.6.- Obtención de parámetros de resistencia	80
3.6.1.- Resistencia a la compresión uniaxial (UCS)	80
3.6.2.- Ángulo de fricción (Φ)	81
3.6.3.- Coeficiente de fricción (μ)	82
3.6.4.- Fuerza de cohesión (S_o)	83
Capítulo 4.- Identificación de zonas con potencial hidrocarburos en lutitas	84
4.1.- Introducción a la metodología propuesta	84
4.2.- Descripción del diagrama ternario de propiedades elásticas ($\mu\rho - \lambda\rho$)	87
4.2.1.- Diagrama ternario ($\mu\rho - \lambda\rho$)	87
4.2.2.- Diagrama ternario ($\mu\rho - \lambda\rho$) con líneas de isofragilidad	89

4.3.- Descripción del diagrama ternario de propiedades elásticas ($E - \nu$).....	91
4.3.1.- Diagrama ternario ($E - \nu$).....	91
4.3.2.- Diagrama ternario ($E - \nu$) con líneas de isofragilidad	93
4.4.- Identificación de zonas con potencial petrolero no convencionales mediante el uso de sus propiedades elásticas	96
4.5.- Ventajas de la metodología de caracterización con propiedades elásticas, de litologías no convencionales, respecto a los métodos convencionales.....	99
Capítulo 5.- Análisis de un caso de estudio	102
5.1.- Información disponible.....	102
5.2.- Estimación del contenido orgánico total (COT).....	103
5.3.- Determinación de (BA) y (k)	111
5.4.- Identificación de las zonas con las mejores condiciones	137
Conclusiones metodológicas	141
Conclusiones temáticas	144
Recomendaciones	145
Referencias.....	146

Índice de figuras

Figura 3.1.- Ejemplo de un registro de potencial espontáneo (Schlumberger, 2008).....	45
Figura 3.2.- Ejemplo de un registro de rayos gamma (Schlumberger, 2017).	47
Figura 3.3.- Ejemplo de un registro eléctrico convencional (Gómez, 1975).....	50
Figura 3.4.- Ejemplo de un registro de inducción (Schlumberger, 1999).	52
Figura 3.5.- Ejemplo de un registro sínico (Well logging 1-UNAL-Med, 2015). Recuperado de https://sites.google.com/site/welloggingunalmed/home/registro-sonico-y-propiedades-acusticas-de-la-formacion	54
Figura 3.6.- Ejemplo de un registro de densidad (Well logging 1-UNAL-Med, 2015). Recuperado de https://sites.google.com/site/welloggingunalmed/home/5-registro-densidad-pe	56
Figura 3.7.- Ejemplo de un registro neutrón (Gómez, 1975).....	58
Figura 4.1.- Diagrama ternario ($\mu\rho - \lambda\rho$) para zonas con presencia de kerógeno (Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos, 2016).	88
Figura 4.2.- Diagrama ternario ($\mu\rho - \lambda\rho$) con líneas de isofragilidad para zonas con presencia de gas seco (López-Aguirre, 2016).	91
Figura 4.3.- Diagrama ternario ($E - v$) para zonas con presencia de gas seco (Valdiviezo-Mijangos y Nicolás-López, 2015).	93
Figura 4.4.- Diagrama ternario ($E - v$) con líneas de isofragilidad para zonas con presencia de aceite pesado (López-Aguirre, 2016).	95
Figura 4.5.- Comparación del uso del método de los diagramas ternarios ($E - v$) con curvas de isofragilidad con métodos convencionales para la Formación Chicontepec Medio (López-Aguirre, 2016).....	98
Figura 4.6.- Comparación del uso del método de los diagramas ternarios ($\mu\rho - \lambda\rho$) con curvas de isofragilidad con métodos convencionales para la Formación Chicontepec Medio (López-Aguirre, 2016).....	99
Figura 5.1.- Superposición de los registros $DTCO$ y Rt	105
Figura 5.2.- COT obtenido mediante el método de Passey (1990).	107
Figura 5.3.- COT obtenido mediante el método de Schmoker & Hester (1983).	109
Figura 5.4.- COT obtenido mediante la ponderación de los 2 métodos aplicados.....	110
Figura 5.5.- Comparación de las correlaciones empíricas para determinar V_s	112
Figura 5.6.- Comparación de la cura de V_s (DTSM) contra las curvas de V_s generadas a partir de la correlación de Eberhart-Phillips (1989) para los diferentes volúmenes de arcilla estimados.....	115
Figura 5.7.- Cross plot entre los datos medidos y los datos obtenidos empíricamente (500-1440 [m]).	116
Figura 5.8.- Cross plot entre los datos medidos y los obtenidos empíricamente mediante la aplicación de la correlación de Eberhart-Phillips y Greenberg-Castagna (2700-2879 [m]).	117
Figura 5.9.- Curva V_s completa obtenida a partir de las correlaciones empíricas.	118
Figura 5.10.- Comparación de los registros geofísicos para establecer los intervalos a analizar en el pozo 1.....	120
Figura 5.11.- Diagramas ternarios ($E - v$) y ($\mu\rho - \lambda\rho$) con líneas de isofragilidad para el intervalo A del pozo 1.....	121

Figura 5.12.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo B del pozo 1.....	122
Figura 5.13.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo C del pozo 1.....	123
Figura 5.14.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo D del pozo 1.....	124
Figura 5.15.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo E del pozo 1.....	125
Figura 5.16.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo F del pozo 1.....	126
Figura 5.17.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo G del pozo 1.....	127
Figura 5.18.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo H del pozo 1.....	128
Figura 5.19.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo I del pozo 1.....	129
Figura 5.20.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo J del pozo 1.....	130
Figura 5.21.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo K del pozo 1.....	131
Figura 5.22.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo L del pozo 1.....	132
Figura 5.23.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo M del pozo 1.....	133
Figura 5.24.- Diagramas ternarios $(E - v)$ y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo N del pozo 1.....	134
Figura 5.25.- Comparación entre el COT y los índices de fragilidad BA y K em el pozo 1.	136
Figura 5.26.- Diagramas ternarios $(\mu\rho - \lambda\rho)$ y $(E - v)$ con líneas de isofragilidad para la zona de interés.....	139

Introducción

En los últimos años se ha comenzado a desarrollar los yacimientos no convencionales, principalmente los tipos shale oil y shale gas, sin embargo, en algunos proyectos de yacimientos de este tipo se ha observado que se han perforado pozos de extracción que posteriormente resultan sin producción. Para extraer el hidrocarburo que se encuentra en las formaciones de lutita (gas y/o aceite) se emplea la perforación horizontal con el objetivo de tener un mayor contacto con la formación, para aprovechar ese contacto se aplican tratamientos de estimulación como el fracturamiento hidráulico con la finalidad de crear canales de flujo que permitan llevar a cabo la conexión entre la formación y el pozo, es por ello que se tiende a buscar zonas con grandes acumulaciones de materia orgánica madura con potencial para producir hidrocarburo y con un contenido mineralógico tal que le proporcione a estas rocas la susceptibilidad a crear fracturas (fragilidad).

Debido a lo anterior es que en esta tesis es presentada una metodología que permite identificar las zonas con potencial de hidrocarburo. Esta metodología se basará principalmente en el uso de las propiedades elásticas que poseen las rocas para identificar las zonas con alta fragilidad. Adicionalmente se hará uso de una propiedad geoquímica para identificar las zonas con alto contenido orgánico total (*COT*). Con el objetivo de identificar la fragilidad se utiliza los diagramas ternarios propuestos por Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2016) y de las líneas de isofragilidad propuestas por Nicolás-López (2016). Para identificar las zonas con alto contenido orgánico se recurrirá al método propuesto por Passey (1990) y al método de Schmoker & Hester (1983). La estimación de las propiedades se lleva a cabo mediante información obtenida de los registros geofísicos convencionales, sin embargo, también es necesaria la información proveniente de algunos registros no convencionales que, en caso de no contar con ellos, se tiene la opción de obtenerlos mediante correlaciones empíricas.

En el capítulo 1 se definen las características y condiciones que debe poseer un yacimiento no convencional para ser considerado de esta forma y se establecen las variaciones que hay dentro de estos yacimientos. Se describe el proceso de formación y el entorno en el que se depositan las rocas generadoras de hidrocarburos. También se señalan las características

geológicas, petrofísicas y geoquímicas que poseen algunos yacimientos no convencionales en México y en el mundo.

En el capítulo 2 se describen las condiciones geológicas que deben poseer los yacimientos no convencionales para ser considerados rentables. Se indican las variaciones mineralógicas y las características que estas proporcionan a las lutitas. Se definen las propiedades geoquímicas y petrofísicas de los yacimientos no convencionales. Asimismo, se menciona la importancia de la aplicación de la sísmica en la exploración de hidrocarburos.

En el capítulo 3 se muestran los registros geofísicos convencionales usados para llevar a cabo la caracterización petrofísica, así como las correlaciones existentes para estimar propiedades como el volumen de arcilla, el contenido orgánico total y la porosidad a partir de dichos registros. Se indica la forma de obtener los registros sintéticos a partir de registros geofísicos convencionales. Además, se presentan los modelos existentes en la literatura para estimar las propiedades elásticas y las propiedades de resistencia a partir de las velocidades de onda.

En el capítulo 4 se describe la metodología propuesta basada principalmente en el uso de los parámetros elásticos, se expone la forma de construir los diagramas ternarios y las líneas de isofragilidad, además se realiza la comparación de la metodología propuesta con la interpretación del registro rayos gamma (*GR*). Incluso se mencionan las ventajas que se tiene al aplicar dicha metodología.

En el capítulo 5 se realiza el análisis de un caso de estudio en donde se aplica la metodología propuesta a un pozo a partir de la información disponible. Se determina el contenido orgánico total (*COT*) y la fragilidad (*BA* y *k*) a lo largo del pozo para finalmente equiparar dichas propiedades y llevar a cabo la identificación de las zonas con mayor potencial de hidrocarburo.

Se describe el análisis de un caso de estudio en el que se identifica las zonas con alta fragilidad y las zonas con alto potencial para producir hidrocarburos en un pozo mediante la aplicación de la metodología propuesta. Con los resultados obtenidos se realiza un análisis de la fragilidad en toda la columna geológica haciendo énfasis en el intervalo no

convencional. Adicionalmente, se ubican las zonas con mayor cantidad de carbón orgánico total dentro de dicho intervalo para establecer cuales poseen el mayor potencial de contener hidrocarburo maduro. Finalmente se correlacionan ambas propiedades para establecer las zonas que cumplen con las dos condiciones antes mencionadas, ya que estas serán las más indicadas para ser sometida a fracturamiento hidráulico. Cabe resaltar que dichas zonas presentan los más bajos valores de rayos gamma, es decir, son las de menor arcillosidad.

Resumen

Se presenta esta metodología para la determinación de las zonas con mayor potencial para ser sometidas a fracturamiento hidráulico dentro de los yacimientos no convencionales de lutitas mediante el uso de las propiedades elásticas y la geoquímica.

La finalidad de establecer esta metodología es para tener una menor incertidumbre al momento de desarrollar este tipo de yacimientos, ya que se tiende a perforar una gran cantidad de pozos debido a que el hidrocarburo no fluye por empuje natural, sin embargo, no se logra tener la producción esperada debido a que están acumulaciones no se encuentran interconectadas. Es por ello que ante el reducido espesor que presentan estas, se hace valer la gran extensión que tienen dichas acumulaciones mediante la aplicación de la perforación horizontal donde se adquiere un mayor contacto con la formación.

A partir de los registros geofísicos es posible determinar los parámetros elásticos, los cuales son obtenidos como datos de entrada en los diagramas ternarios propuestos por Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2016) para inicialmente caracterizar la mineralogía y los fluidos presentes en el área de estudio, a su vez, es posible adecuar en los diagramas ternarios con las líneas de isofragilidad propuestas por Nicolás-López (2016) para llevar a cabo la discretización de las zonas frágiles. La determinación del contenido orgánico total se puede realizar a través del método de Schmoker y Hester (1983) y el método de Passey (1990), puesto que en ambos métodos es posible estimar el potencial de hidrocarburo a partir de las propiedades del yacimiento. Finalmente se asocian ambas propiedades para establecer las zonas cumplen con ambos criterios, es decir, las zonas que presentan una fragilidad cercana a 0.5 para el parámetro (BA) y una fragilidad menor a 0.33 para el parámetro (k) con un gran potencial de hidrocarburo de 2 [wt.%] o superior.

Con esta metodología se puede reducir la incertidumbre al determinar la ubicación de los pozos a perforar, así como la determinación de las zonas idóneas para implementar la perforación horizontal y los tratamientos de estimulación como el fracturamiento hidráulico. Además, será posible establecer la ubicación y el número de etapas para los tratamientos de estimulación en el pozo horizontal.

Para obtener resultados con la menor incertidumbre posible será necesario incluir toda la información que se tenga disponible, es decir, la información geológica, geofísica, geoquímica y petrofísica. Además, será posible validar los resultados obtenidos con la metodología propuesta con los obtenidos de los métodos convencionales para tener un modelo más robusto o incluso será posible reemplazarlos en caso de no tenerlos, ya que en esta metodología se utiliza información básica que ante una eventual ausencia es posible obtenerla a partir de correlaciones empíricas.

Capítulo 1.- Generalidades de los yacimientos petroleros no convencionales de lutitas

1.1.- Definición de yacimiento no convencional

El yacimiento no convencional es aquel que carece de al menos un elemento del sistema petrolero de un yacimiento convencional. Dicho sistema petrolero comprende elementos como la roca generadora, la roca almacenadora, la roca sello y la trampa, los cuales deben estar en sincronía (Aguilar, 2016).

Además, son yacimientos que se presentan en áreas extensas y son considerados inusuales para producir hidrocarburos, debido a factores físicos como su permeabilidad principalmente y a su baja viscosidad (De la Cerda, 2017). En estos yacimientos el hidrocarburo es recuperado con medios que no responden a los criterios de lo que actualmente es considerado convencional (Cabanillas et al., 2013). Es por ello que en el yacimiento no convencional el hidrocarburo no puede ser extraído a ritmos de producción rentables sin ayuda de tratamientos de estimulación y tecnologías avanzadas de perforación.

1.2.- Tipos de yacimientos no convencionales

1.2.1.- Gas de lutitas (shale gas)

Estos yacimientos se forman a partir de lutitas ricas en materia orgánica, las cuales son sometidas a condiciones de presión y temperatura elevadas y debido a procesos físico-químicos ocasionan la transformación de la materia orgánica en hidrocarburo, el gas generado no es expulsado de la roca generadora. Debido a las características petrofísicas que poseen las lutitas de baja permeabilidad no es posible extraer el hidrocarburo contenido, por lo tanto, para aumentar la permeabilidad, conectar las acumulaciones y lograr la extracción del gas en las condiciones mencionadas se recurre a la perforación horizontal y a procesos de fracturamiento hidráulico (Cabanillas et al., 2013). En este tipo de yacimientos el gas se encuentra de dos maneras: como gas libre, en los poros y fracturas

de la roca y como gas impregnado, en los granos minerales y en la materia orgánica que contiene la roca.

1.2.2.- Aceite de lutitas (shale oil)

Estos yacimientos están conformados por lutitas ricas en materia orgánica que han alcanzado la madurez térmica, pero aún no han expulsaron el hidrocarburo. Por ello estas rocas actúan de forman simultánea como generadoras, almacenadoras, sello y trampa. Como las lutitas se caracterizan por tener muy baja permeabilidad no es posible extraer el aceite con la aplicación de los métodos convencionales, debido a lo anterior se recurre a métodos complejos y costosos. El método comúnmente utilizado en este tipo de yacimientos consiste en perforar de manera horizontal para tener más contacto con la formación y posteriormente fracturar la roca, lo que induce a que el hidrocarburo contenido en la formación fluya al pozo (Allix et al., 2011).

1.2.3.- Metano de carbón (coal bed methane)

Son yacimientos donde el gas (metano o gas natural) es adherido a las superficies de la materia orgánica blanda que se encuentra en bancos de carbón a poca profundidad. El gas se encuentra retenido en fracturas y adsorbido en la matriz de la roca (carbón). La mayor parte del gas se une dentro de la estructura molecular del carbón, lo que le da microporosidad, la absorción molecular generalmente origina una porosidad superior al 20% para el carbón que esté completamente saturado con gas. Las fracturas llamadas cleats generalmente se llenan con agua, esta agua debe producirse para reducir la presión del yacimiento, lo que permite que el gas se libere del carbón y fluya a través de las fracturas hacia el pozo (Ayoub et al., 1991).

1.2.4.- Gas de depocentro (basin centered gas)

Corresponde a yacimientos de gas ubicados a profundidades mayores a 3500 m y a presiones muy grandes. Se consideran las cuencas semiconfinadas con yacimientos de muy baja permeabilidad en los que bajo la condición de sobrepresión y por un efecto de cuello de botella, la acumulación del gas generado es mayor a la capacidad de migración hacia

niveles más someros. Con el fin de facilitar el flujo del hidrocarburo hacia el pozo se hace uso de procesos de fracturamiento hidráulico (Cabanillas et al., 2013).

1.2.5.- Hidratos de metano (gas hydrate)

Es un material similar al hielo, está compuesto por moléculas de agua en estado sólido, la estructura cristalina de este material atrapa moléculas de gas. El gas es principalmente metano de origen biogénico producido a partir de la descomposición de materia orgánica en sedimentos de fondos marinos, el gas también puede ser de origen termogénico, donde es atrapado en la estructura cristalina en su migración hacia la superficie. Los hidratos de gas se generan y son estables en condiciones de muy baja temperatura y alta presión, se encuentran en los fondos oceánicos y en menor medida en las zonas árticas (Cabanillas et al., 2013).

1.2.6.- Gas compacto (tight gas)

Corresponde a yacimientos donde el gas migra fuera de la roca generadora y queda atrapado en rocas como las areniscas o carbonatos de muy baja porosidad y permeabilidad, por lo que el gas contenido en estos yacimientos al igual que el shale gas sólo es extraído mediante procesos de fracturamiento hidráulico. Por lo tanto, en los yacimientos de tipo tight gas se incluyen los yacimientos de gas asociados a trampas convencionales con contactos de agua (Cabanillas et al., 2013).

1.2.7.- Aceite compacto (tight oil)

En los yacimientos de tipo aceite compacto ya sea de arenisca, caliza o dolomía, la cantidad de espacio poroso, el tamaño de los poros y la medida en que los poros se interconectan son significativamente menores que en los yacimientos convencionales y la producción de aceite es más difícil. Estas acumulaciones se denominan recursos "continuos" porque tienden a extenderse en amplias áreas y se caracterizan por no tener un acuífero asociado. Si bien puede haber una cantidad significativa de aceite en estos yacimientos, frecuentemente en el orden de millones de barriles de aceite, existe la dificultad de extraer el hidrocarburo incluso de pequeñas cantidades. Actualmente, la técnica más recurrida para

extraer el aceite en estos yacimientos es mediante la perforación de pozos horizontales, ya que se logra aumentar considerablemente el contacto del pozo con la formación que contiene el aceite. (National Energy Board, 2011).

1.3.- Sistema petrolero de yacimientos no convencionales

En un yacimiento no convencional el hidrocarburo es contenido en la roca donde se generó, la roca generadora a su vez actúa como roca almacenadora, roca sello y trampa (shale oil, shale gas). Debido a lo anterior solo se presenta la migración primaria, es decir, el hidrocarburo desprendido del kerógeno solo se transporta a través de los capilares y poros estrechos de la roca generadora de grano fino (Tissot y Welte, 1984). En términos generales, en los yacimientos no convencionales el aceite y/o el gas generado es almacenado en rocas de muy baja porosidad y permeabilidad, por ello también son considerados los yacimientos tight gas y tight oil en donde el hidrocarburo es expulsado de las rocas generadoras a rocas almacenadoras muy compactas como las areniscas o calizas (migración secundaria). Si bien estos yacimientos poseen todos los elementos del sistema petrolero de un yacimiento convencional son considerados yacimientos no convencionales debido a las características petrofísicas de la roca almacenadora.

1.4.- Rocas arcillosas (lutitas)

Las lutitas son las rocas sedimentarias más abundantes que existe en la tierra, representan el 60% de la corteza sedimentaria. En la clasificación de las rocas sedimentarias de acuerdo a su tamaño de grano, la lutita es la roca de menor tamaño de grano con un tamaño menor a 0.006 mm, está formada por partículas de arcilla muy fina. La lutita está constituida por granos de cuarzo, los principales minerales son caolinita, illita y smectita, otros componentes menores son el carbón orgánico, minerales de carbonato, minerales de óxido de hierro, minerales de sulfuros, y minerales pesados. El color oscuro en la lutita no solo se debe a la materia orgánica también se debe ante la presencia de material de sulfuro (pirita) y a la depositación en un entorno reductor.

Las arcillas son transportadas a grandes distancias, cuando la depositación se da bajo condiciones reductoras con presencia de materia orgánica se presenta la formación de la lutita carbonosa o negra. La lutita carbonosa es asociada en mayor medida con formaciones de carbón. En la lutita carbonosa, el contenido orgánico total varía entre 1 y 10 wt.%, en algunas ocasiones se ha observado el 20 wt.% (Dayal y Mani, 2017).

La depositación de las lutitas carbonosas depende de parámetros como el ritmo de sedimentación y la producción de materia orgánica. El oxígeno influye en la formación de las lutitas carbonosas debido a que la materia orgánica agota el oxígeno y esto favorece a la formación de lutitas carbonosas. La materia orgánica es producida por la fotosíntesis en la zona fótica y por los organismos de la fauna marina. Los nutrientes, la temperatura del agua y la salinidad son responsables en la preservación de materia orgánica. La materia orgánica que se asocia a la generación de aceite y gas depende de la diagénesis y su degradación o transformación. La diagénesis es el proceso que produce cambios en los sedimentos depositados, los factores que influyen en la diagénesis son los procesos diagenéticos (el contenido de fluido, el tamaño de partícula, la materia orgánica y la mineralogía) o ambientales (la temperatura, la presión y las condiciones químicas). Las arcillas son importantes para la diagénesis y se comportan como un agente cementante para diferentes minerales. Las arcillas alogénicas se producen por ingestión y excreción de organismos. Las arcillas autigénicas se forma dentro de las areniscas después del sepultamiento diagenético. Algunos de los materiales cementantes comunes en la arenisca son el sílice, calcita, dolomita, yeso, anhidrita, zeolita, barita y minerales de arcilla como illita, caolinita y clorita.

Las lutitas sirven como rocas generadoras de los hidrocarburos que migran hacia los yacimientos permeables y actúan como sellos para el entrapamiento de aceite y gas, estas se encuentran en todo el registro geológico y el mundo (Dayal y Mani, 2017). En los últimos años se ha comenzado a considerar un tipo específico de lutitas, las lutitas ricas en materia orgánica. Si presentan las características adecuadas las lutitas ricas en materia orgánica tienen el potencial para actuar no sólo como generadoras de hidrocarburos, sino también como almacenadoras para explotar (Boyer et al., 2011).

1.5.- Ambiente de depósito de los sedimentos arcillosos

Las arcillas se depositan en ambientes con poca energía como pantanos, lagos, lagunas, plataformas continentales o en aguas profundas (cuencas marinas). Las lutitas después de la litificación pueden existir como capas delgadas o como estratos de gran espesor y extensión.

La materia orgánica de las lutitas carbonosas es principalmente de origen marino, es producida por la fotosíntesis en la zona fótica y la acumulación de una gran cantidad de organismos. La materia orgánica consiste principalmente en restos de plantas y animales, se deposita y se transforma en alimento para otros animales y bacterias. Los sedimentos ricos en materia orgánica agotan el oxígeno que se encuentra en el ambiente. El oxígeno disminuye hacia el fondo de la zona fótica, pero es consumido por la oxidación de la materia orgánica sedimentada. Se genera sulfuro de hidrogeno en los sedimentos que se encuentran en el fondo, este se dispersa en el agua creando un entorno anóxico (Dayal y Mani, 2017). Sin embargo, en ambientes anóxicos, las bacterias anaeróbicas que son consumidoras menos eficientes que las aeróbicas son las únicas bacterias capaces de consumir la materia orgánica. Así los sedimentos pueden retener gran parte de su materia orgánica original para que posteriormente se formen las lutitas carbonosas (Alexander et al., 2011). El entorno del ambiente de depósito también es muy importante para la formación de nuevos minerales, el entorno puede ser reductor u oxidante, en cada uno se forman diferentes minerales. Cuando se tiene presencia de materia orgánica en la lutita se puede deducir que la depositación se dio bajo un entorno reductor o carente de oxígeno.

1.6.- Propiedades de las rocas arcillosas

1.6.1.- Propiedades físicas de la lutita

Debido a la baja porosidad de la lutita que no permite el paso de fluidos a través de su medio poroso es complicado extraer el aceite o gas, es por ello que se ha desarrollado e implementado la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico para aumentar la porosidad y permeabilidad de las rocas. Las propiedades de la lutita dependen del tamaño del grano, la mineralogía, la porosidad y la permeabilidad a su vez la porosidad y la

permeabilidad dependen de la composición del mineral, la distribución y cantidad de materia orgánica y la madurez térmica.

La porosidad es una propiedad muy importante utilizada para evaluar el potencial de los yacimientos no convencionales. La forma de cuantificarla es mediante pruebas de laboratorio donde se utilizan muestras de roca que son saturadas con fluidos, además, se puede obtener mediante registros geofísicos como el sísmico, neutrón, densidad y resonancia magnética nuclear.

La permeabilidad es una de las propiedades más difíciles de estimar cuando se caracteriza a las lutitas, ya que el valor de dicha propiedad puede variar entre 0.001 a 0.0000001 mD. La permeabilidad depende de la porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburo y la mineralogía. En los yacimientos de lutitas esta propiedad se determina inyectando fluido a través de núcleos y midiendo el volumen y la velocidad de los fluidos a medida que pasan a través de la muestra, sin embargo, cuando se tienen permeabilidades en el rango de nD no se recurre a los métodos convencionales (Alexander et al., 2011).

1.6.2.- Propiedades geoquímicas de la lutita

Las propiedades geoquímicas necesarias para caracterizar adecuadamente los recursos en lutitas incluyen el contenido orgánico total (COT), el volumen y capacidad de gas, la madurez térmica y la mineralogía.

El contenido orgánico total. Esta propiedad determina el potencial generador de hidrocarburo en las lutitas, los objetivos de exploración son lutitas con valores de COT entre 2 y 10 wt.%. Las rocas con valores de COT superiores a 10 wt.% son consideradas demasiado inmaduras. El carbono total en una muestra de lutita incluye carbono orgánico e inorgánico. Para cuantificar el carbono orgánico, se utiliza una técnica de combustión denominada rock-eval (Alexander et al., 2011).

Volumen y capacidad del gas. El gas se encuentra impregnado en la superficie del kerógeno entre las láminas de las lutitas y también es distribuido libremente en la porosidad (primaria y secundaria). El volumen total de gas en sitio (GIP) es la combinación del gas impregnado

y el gas libre. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, a medida que se produce el gas libre y se reduce la presión en los poros, el gas impregnado es liberado desde la superficie del kerógeno. El grado de liberación es una función del tamaño de poro de la lutita, el cual es tomado en cuenta cuando se estima el potencial de los hidrocarburos (Alexander et al., 2011).

Madurez térmica. A medida que el kerógeno se expone a temperaturas cada vez más elevadas a lo largo del tiempo, la vitrinita, el material de la pared celular y los tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca experimentan alteraciones y desarrollan mayor reflectancia. La medición de la reflectancia de la vitrinita (% Ro) se desarrolló para clasificar la madurez del carbón, sin embargo, actualmente es usada para determinar la madurez térmica de la materia orgánica en las rocas generadoras (Alexander et al., 2011).

Mineralogía. Las lutitas contienen mezclas de minerales, las cuales incluyen los minerales de arcilla, los silicatos y en menor proporción los carbonatos, el potencial para desarrollar yacimientos de lutitas va a depender de la concentración de dichos componentes. Aunque la información que se obtiene a partir de los núcleos solo se limita a la zona específica donde se extraen las muestras, proporcionan información muy importante sobre la geoquímica y la mineralogía. La mineralogía se determina principalmente a partir de los datos petrológicos y petrofísicos adquiridos con los registros de fondo de pozo, los cuales se calibran con los datos de núcleos (Alexander et al., 2011).

1.7.- Yacimientos no convencionales en el mundo

1.7.1.- Formación Eagle Ford

La Formación Eagle Ford es generadora de hidrocarburos, se ubica en Texas, EUA. La extensión de la Formación Eagle Ford está limitada por la cuenca Maverick, el margen de la plataforma de Edward y Sligo, el arco de San Marcos y la cuenca del este de Texas. La Formación Eagle Ford del Cretácico Superior (Cenomaniano-Turoniano) se encuentra sobre las calizas de la Formación Buda y debajo de la Formación Austin Chalk. Las lutitas de la Formación Eagle Ford son equivalentes a las lutitas de la Formación Boquillas de la Cuenca Maverick y a las lutitas de la Formación Tuscaloosa en Louisiana y Mississippi.

Cerca de la frontera con México, entre los bordes de la plataforma Edwards y Sligo, la sedimentación de la Formación Eagle Ford estuvo influenciada por la Orogenia Laramide. La Formación Eagle Ford puede ser descrita dividiéndolas en dos partes, inferior y superior. La parte inferior consiste en un intervalo marino transgresivo donde predominan las lutitas de color negro, ricas en materia orgánica y bien laminadas depositadas en los mares cálidos poco profundos. La parte superior corresponde al comienzo de un ciclo regresivo en el que se depositaron lutitas de color negro, bentonitas, calizas fracturadas y limolitas, el ambiente de depósito es de transición cercano a la costa (Martin et al., 2011).

En las áreas donde en los últimos años se han presentado actividades de desarrollo, la profundidad vertical total (TVD, por sus siglas en inglés) varía entre 1500 ft y 14000 ft y el espesor varía entre 50 ft (en la parte noreste) y 330 ft (en la parte suroeste). El contenido mineral aproximado es 20% de cuarzo, 50% de calcita, 20% de arcilla y 10% de kerógeno. La porosidad efectiva varía entre el 3 y el 10% con un valor promedio de 6%. La permeabilidad, varía entre 3 y 405 nD, con un valor promedio de 180 nD. El contenido orgánico total varía entre 2 y 12 wt.%. El análisis de muestras de rocas (en superficie y en el pozo) permitió identificar la presencia de kerógeno tipo II y III. La maduración ocurrió cuando la Formación Eagle Ford comenzó a subyacer en el sur, donde pasó por tres ventanas de generación. La parte noroeste se encuentra dentro de la ventana de aceite, la parte media está dentro de la ventana de gas y condensado. La parte más profunda, al sureste, se encuentra dentro de la ventana de gas seco (Tian et al., 2013).

1.7.2.- Formación Vaca Muerta

La cuenca de Argentina se localiza en el centro-oeste de Argentina, tiene un área aproximada de 125,000 km², se encuentra limitada con la cordillera de los Andes en el oeste, la cuenca de Colorado en el este y el Macizo Patagónico Norte en el sureste y continua en las provincias de La Pampa, Mendoza, Neuquén y Río Negro (Sierra, 2016). En esta cuenca la sedimentación inicio en el Triásico Superior acompañada de deformación extensional (rifting). En el Jurásico Superior-Cretácico Inferior esta cuenca evolucionó a una cuenca retro-arco, se formó como resultado de los cambios del nivel del mar (por una sucesión de ciclos transgresivos y regresivos) y del movimiento de las placas tectónicas.

La actividad volcánica afectó la topografía de la cuenca, la forma actual de la cuenca fue el resultado de la elevación y el plegamiento de los Andes. Las trampas estructurales generadas por la actividad tectónica (del Jurásico y Paleógeno) junto a la presencia de trampas estratigráficas permiten la acumulación de hidrocarburo en esta cuenca (Ostera et al., 2016).

La Formación Vaca Muerta fue depositada entre el Jurásico Superior (Titoniano) y Cretácico Inferior (Berrisiano) durante un proceso transgresivo. Es una de las dos principales rocas generadoras de shale gas de la cuenca de Neuquén. En términos generales esta formación está constituida por lutitas de color negro y gris ricas en materia orgánica, margas y calizas (mudstone y wackestone).

La formación Vaca Muerta puede ser descrita dividiéndola en tres partes: la parte inferior, media y superior. La parte inferior pertenece a una plataforma interna de carbonato conformada por margas, carbonatos y caliza. La parte media se caracteriza por una zona de talud con movimientos (caídas) debido a la gravedad, contiene una mayor cantidad de siliciclásticos. La parte superior se caracteriza por una plataforma de carbonato (rampa).

Las características de esta formación rica en materia orgánica la convierten en un objetivo importante para la exploración. El contenido orgánico total varía entre 1 y 8 wt.%, las profundidades son de 3150 m aproximadamente, la reflectancia de la vitrinita (R_o) varía entre 0.5 y 3%, el índice de hidrógeno varía entre 400 y 800 mg HC/g, el kerógeno presente es el tipo I y II. La formación tiene un espesor que varía de 60 m a 520 m. La porosidad de la matriz varía entre 4 y 14%. La permeabilidad de la matriz varía desde nD hasta mD, es de gran interés debido a que la presencia de fracturas naturales contribuye al potencial productivo de la formación (Badessich et al., 2016).

1.7.3.- Formación Quiongzhusi

La Cuenca de Sichuan se encuentra en la parte centro-sur de China, abarca un área de aproximadamente 190,000 km². La cuenca de Sichuan comprende cuatro zonas tectónicas: la Depresión del Noroeste, el Levantamiento Central y el Cinturón Plegado Este y Sur. En la parte suroeste se tiene las mejores condiciones para el desarrollo de shale gas debido a que las lutitas tienen un espesor adecuado y no se encuentran a gran profundidad, se tiene una madurez térmica que permite generar gas seco y húmedo, se tiene bajas

concentraciones de H₂S y CO₂ y no se tiene una complejidad estructural. Las formaciones con mayor potencial para generar shale gas en esta cuenca son la Formación Qiongzhusi, la Formación Longmaxi y la Formación Qixia.

La Formación Qiongzhusi del periodo Cámbrico está conformada por lutitas de color negro, ricas en materia orgánica. Esta formación se depositó en un ambiente de plataforma continental marina poco profunda y tiene un espesor que varía entre 250 y 600 m. Las lutitas tienen alto contenido de cuarzo y otros minerales frágiles (65%) y bajo contenido de arcilla (30%) (Stevens et al., 2013). La parte superior de la Formación Qiongzhusi está constituida por rocas silíceas intercaladas con lutitas negras con contenido de fósforo, en esta parte se ha encontrado presencia de fósiles de trilobites, ostrácodos, Protospongia sp. y hyolithoids, el contenido orgánico total varía entre 2.21 y 2.24 wt.%. Las partes media e inferior están constituidas de lutitas de color negro con contenido de fosforo, esta parte es el objetivo principal para la exploración de shale gas debido a los valores superiores de 2 wt.% de COT, donde esta propiedad varía entre 3.27 y 3.78 wt.% en la parte inferior. Esta formación se encuentra en una etapa de madurez alta (Ro varía entre 2.2 y 4.6%), por lo que tiende a generar gas húmedo y seco (Zeng y Guo, 2015).

1.7.4.- Formación Muskwa

La Formación Muskwa del periodo Devónico Superior (Frasniano) se ubica en el oeste de Canadá. Esta formación se localiza en el noreste de la Columbia Británica desde el área de Peace River Arch hasta las cuencas Horn River y Liard, en el este se encuentra hasta el norte de Alberta. En el noreste de la Columbia Británica parte de la Formación Muskwa se mezcla con las rocas de la Formación Horn River y de la Formación Besa River.

La Formación Muskwa está conformada de lutitas de color gris oscuro a negro ricas de materia orgánica a su vez las lutitas están conformadas por minerales como pirítica, silíce y calcita. Esta formación fue depositada en un ambiente de plataforma continental en un intervalo de tiempo donde el mar tenía altos niveles. Gran parte la Formación Muskwa se encuentra debajo de la Formación Fort Simpson y se encuentra arriba de las formaciones Slave Point, Waterways, Keg River y Otter Park a medida que la parte inferior de esta

formación se desplaza de la plataforma a la cuenca. La Formación Muskwa es equivalente en tiempo a la Formación Duvernay y la Formación Canol. El carbono orgánico total varía entre 0.14 y 8.39 wt.% con un valor promedio de 2.75 wt.%. El espesor de esta Formación varía entre 10 m (cuando la formación se encuentra arriba de los carbonatos de la plataforma) y 70 m (cerca de la falla del lago Bovie) con un valor promedio de 30 m. Esta formación es considerada madura, por lo que tiende a estar dentro de la ventana de gas seco en gran parte del noreste de la Columbia Británica (Ferri y Griffiths, 2014).

1.7.5.- Formación Goldwyer

La Cuenca Canning (Ordovícico-Cretácico) es la cuenca sedimentaria más grande de Australia, ya que cubre aproximadamente un área de 530,000 km². Es una cuenca intracratónica que se encuentra entre los Cratones Pilbara y Kimberley. La depositación de sedimentos se dio en ambientes continentales y de plataforma marina, durante la depositación se presentaron intervalos de formación de evaporitas acompañados por tectonismo salino y se dio una sucesión de facies de arrecifes correspondiente al Devónico. La Cuenca Canning tiene un gran potencial para generar recursos no convencionales, este potencial es aportado por la Formación Goldwyer y la Formación Laurel (Triche y Bahar, 2013).

La Formación Goldwyer del periodo Ordovícico está conformada principalmente por lutitas y calizas. Se considera que el nivel del mar se alteró durante la depositación de sedimentos, las calizas se depositaron en un ambiente de plataforma y las lutitas lo hicieron en un ambiente de laguna. La Formación Goldwyer se puede describir dividiéndola en tres intervalos: el intervalo inferior, el intervalo medio y el intervalo superior. Los intervalos inferior y superior son secciones de lutitas ubicadas en el sur de la depresión Fitzroy, el intervalo medio es una zona altamente dolomitizada localizada al suroeste de la depresión Fitzroy. El intervalo inferior posee las mejores características petrofísicas y tiene una mayor probabilidad para generar gas, corresponde a una sección de lutitas de color negro cuyo espesor varía entre 38 y 366 m. El intervalo superior corresponde a rocas generadoras con tendencia para generar aceite y con mayor presencia de fósiles de *Gloeocapsomorpha* que en los otros intervalos (Alshakhs, 2017). La Formación Goldwyer se encuentra a una

profundidad que varía entre 284 y 2533 m con un valor promedio de 1330 m. El espesor de la formación varía entre 29 y 742 m con un valor promedio de 353 m. El valor máximo reportado de contenido orgánico total es de 6.4 wt.% con un valor promedio de 0.61 wt.%, mientras que el valor máximo reportado de Ro es de 1.57% con un valor promedio de 1.02%. La temperatura promedio a la que se encuentra esta formación es de 435 °C, corresponde a un intervalo de maduración temprana dentro de la ventana de generación de aceite. El valor del HI promedio es de 176 y el valor del OI promedio es de 138. Esta formación contiene principalmente kerógeno Tipo II y III, los cuales tienden a generar aceite y gas (Triche y Bahar, 2013).

1.8.- Rocas generadoras no convencionales en México

En México, las Provincias de mayor potencial para el desarrollo de lutitas son: Sabinas (Formación La Casita y Formación Eagle Ford), Burgos (Formación Agua Nueva y Formación Pimienta), Tampico-Misantla (Formación Pimienta y Formación Agua Nueva), Veracruz (Formación Maltrata) y Chihuahua (Formación La Casita).

1.8.1.- Sistema petrolero Jurásico Superior

La Formación Pimienta del Jurásico Superior (Tithoniano)-Cretácico Inferior (Berriasiano/Valanginiano) se encuentra distribuida en las Provincias Tampico-Misantla y Burgos. Está conformada por calizas (mudstone y en menor cantidad wackestone) de color gris a negro intercaladas con lutitas de color negro, capas de bentonita y lentes de pedernal. Hay presencia de fósiles de amonitas (Mazapilites, Haploceras, Suarites, Parodontoceras, Proniceras.) y de microfósiles (Calpionella sp., Globochaete alpina y Fibrosphaera sp). En cuanto al espesor, se ha reportado variaciones aproximadas entre 60 y 600 m. El ambiente de depósito es de plataforma externa (de aguas tranquilas y salinidad normal) a cuenca. Debido a la presencia de lutitas con alto contenido orgánico esta formación es considerada como poseedora de las principales rocas generadoras de los hidrocarburos que se extraen en las cuencas de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y del Sureste (SGM, 2014).

En la Provincia Tampico-Misantla, la Formación Pimienta se encuentra en gran parte del área a gran profundidad, las áreas prospectivas alcanzan profundidades de 1400 a 3000 m en el sur. En el anticlinal Piedra de Cal esta formación se encuentra a 1600 metros de

profundidad. En el sureste del área Bejuco esta formación alcanza una profundidad máxima de 3000 m en el este y aproximadamente 2400 m en el oeste, el centro está definido por un sistema de fallas. En la provincia de Burgos, la Formación Pimienta se encuentra dentro de la ventana de gas húmedo y gas seco, el contenido orgánico total varía entre 1 y 5.5 wt.%, el kerógeno presente es el tipo II y III. Esta formación se correlaciona en tiempo con la Formación Haynesville de la cuenca del Este de Texas (CNH, 2018).

1.8.2.- Sistema petrolero Cenomaniano-Turoniano

En México la Formación Eagle Ford del Cretácico Superior (Cenomaniano-Turoniano) se distribuye desde la Provincia Sabinas hasta la Provincia Burgos. Está conformada por lutitas calcáreas y carbonosas con estratificación laminar intercaladas con calizas (wackestone) y areniscas finas. El valor de los espesores reportados en esta formación varía aproximadamente entre 55 m en el área de Múzquiz y 300 m en la Cuenca de Sabinas. El ambiente de depósito es de plataforma externa a cuenca. El valor del contenido orgánico total es superior a 1 wt.%, por lo tanto, se puede catalogar a estas rocas como generadoras de hidrocarburos de gran interés. La Formación Eagle Ford posee junto a la Formación La Casita las más altas concentraciones de carbón orgánico reportadas en la Provincia Sabinas-Burro-Picachos. En México la Formación Eagle Ford se correlaciona en tiempo con la Formación Agua Nueva (SGM, 2014).

1.8.3.- Sistema petrolero Kimmeridgiano-Tithoniano

La Formación La Casita del Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano) se encuentra distribuida el noreste del territorio nacional, está presente en las Provincias Chihuahua y Sabinas. Esta formación está conformada por una intercalación de lutitas de color gris oscuro a negro, areniscas y calizas. En términos generales se ha encontrado presencia de fósiles de amonitas, belemnitas, braquiópodos, gasterópodos, pelecípodos, calpionélidos y dinoflagelados. De acuerdo a varios estudios realizados se sabe que el espesor aproximadamente varía entre 61 m en la parte oeste de la Sierra de Parras a 1300 m en el área de Placer de Guadalupe, Chihuahua. El ambiente de depósito es de laguna y

plataforma somera (debido a la presencia de moluscos en las lutitas negras). Las rocas de esta formación son generadoras y almacenadoras de hidrocarburos, se consideran de gran importancia económica-petrolera (SGM, 2014).

En la Provincia de Chihuahua, la Formación La Casita es la más importante generadora de hidrocarburos debido al contenido orgánico, espesor y distribución regional presente. El contenido orgánico total varía entre 0.5 y 2 wt.%. El kerógeno presente es el tipo II y III (con una reflectancia de vitrinita (R_o) entre 1.4 y 2.7%, por tanto, se encuentra en la ventana de generación de gas. En la Provincia de Sabinas, la Formación La Casita posee un contenido orgánico total que varía entre 1 y 6 wt.%, el gas es clasificado como no asociado (CNH, 2018).

1.8.4.- Sistema petrolero Cenomaniano-Turoniano

La Formación Agua Nueva del Cretácico Superior (Cenomaniano-Turoniano) se ubica en las Provincias Tampico-Misantla y Burgos, está conformada por calizas (mudstone, wackestone y packstone) de color gris a negro con intercalación de lutitas de color negro, además, hay presencia de capas de bentonita y de lentes de pedernal negro. En cuanto al contenido paleontológico se ha encontrado presencia de microfauna (*Rotalipora*, *Hedbergella*, *Pithonella*, *Calciesphaerula*, *Stomiosphaera*, *Marginotruncana*, *Whiteinella*, *Globotruncana* y *Dicarinella*) y macrofauna (*Iceramus*, *Phylloceras*, *Mantelliceras*). El espesor varía entre unos cuantos centímetros en el flanco occidental de la Sierra de El Abra y en el área de Gómez Farías, Tamaulipas a casi 250 m en la región de Dr. Arroyo, Nuevo León. El ambiente en el que se depositaron los sedimentos que posteriormente fueron consolidados para formar las rocas de esta formación es de plataforma externa a cuenca (SGM, 2014).

La Formación Agua Nueva presenta variaciones entre 0.5 y 8 wt.% de contenido orgánico total en la Provincia Tampico-Misantla y variaciones entre 1 y 3 wt.% en la Provincia Burgos. Los estudios realizados indican que el kerógeno que predomina en esta formación es el tipo II, por lo tanto, se encuentra en la ventana generación de aceite y gas. Esta formación es considerada inmadura, por lo tanto, de regular importancia (CNH, 2018).

1.8.5.- Sistema petrolero Paleoceno

La Formación Midway del Paleoceno se extienden hacia el oriente de la Cuenca y abarca parte del Golfo de México, está conformada de areniscas con intercalaciones de lutitas de color gris oscuro a negro. Se ha identificado riqueza orgánica en esta formación, por lo que es considerada con gran potencial generador. Las rocas almacén de la Formación Midway consiste en estratos de areniscas de color gris oscuro de grano fino a medio de cuarzo ligeramente calcárea, depositados en una plataforma somera en facies deltaicas de barra que se extendió en prácticamente toda la porción occidental de la Cuenca. En estas rocas el carbono orgánico total varía de occidente a oriente de 0.2 a >2.0 wt.%. El kerógeno presente indica la generación de gas y condensado, ya que predomina el Tipo II y III de acuerdo con la gráfica de índice de oxígeno contra el índice de hidrógeno, es por ello que encontrado acumulaciones comerciales de gas seco. Estas rocas generadoras alcanzan profundidades del orden de 1,500 m y 8,000 m. El tipo de trampa es estructural, puesto que hay presencia de fallas normales (Escalera, 2013).

Capítulo 2.- Exploración de yacimientos petroleros no convencionales de lutitas

2.1.- Criterios geológicos de los yacimientos no convencionales

Las características más importantes que deben poseer los yacimientos no convencionales para ser considerados rentables son las siguientes:

2.1.1.- Riqueza de materia orgánica

La riqueza en contenido orgánico representa la cantidad y tipo de materia orgánica contenida en la roca. El carbono orgánico total (COT) es la cantidad de carbono asociada a la materia orgánica contenida en la roca, los valores del COT proporcionan una escala cuantitativa del potencial de generación de hidrocarburo, se considera un valor mínimo del 2 wt.% de COT para una roca generadora efectiva. El kerógeno Tipo II y Tipo III son de mayor interés, el kerógeno Tipo II puede generar aceite o gas al aumentar la temperatura y el grado de maduración y el kerógeno Tipo III tiende a generar gas seco (McCarthy et al., 2011).

2.1.2.- Madurez termal

La cantidad de calor que experimenta la roca generadora es muy importante para la transformación de la materia orgánica en hidrocarburo. Comúnmente se recurre a la reflectancia de la vitrinita (R_o), la cual es una prueba geoquímica usada para evaluar la madurez térmica del kerógeno. La materia orgánica madura debe tener valores de reflectancia de la vitrinita (R_o) superiores al 0.8% para el aceite y superiores al 1.2% para gas (CNH, 2018).

2.1.3.- Espesor

Las lutitas poseen características de baja porosidad y baja permeabilidad que inducen a un flujo mínimo y a una acumulación mínima de hidrocarburos, es por ello que resulta poco

rentable desarrollar este tipo de yacimientos, ya que se tendrá que emplear la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, por lo que es necesario encontrar yacimientos de lutitas que tengan un espesor mayor a 15 metros y que cuenten con gran extensión para que resulte viable el desarrollo de estos play (CNH, 2018).

2.1.4.- Profundidad

En el mundo se pueden encontrar formaciones de lutitas a diferentes profundidades debido a que se encuentran prácticamente durante todo el tiempo geológico, solo a ciertas profundidades se encuentran las lutitas con potencial productivo. De acuerdo a la ventana de generación de hidrocarburos, las lutitas en desarrollo actualmente en el mundo se encuentran a profundidades que varían entre 900 m y 3000 m de acuerdo al gradiente geotérmico existente (CNH, 2018).

2.1.5.- Composición litológica

La fragilidad de la lutita se debe a la presencia de alto contenido de silicatos (filosilicatos) y carbonato de sodio, por lo tanto, las fracturas naturales e inducidas tienden a formarse bajo fuerzas tectónicas, el desarrollo de fracturas favorece a la migración y acumulación de gas. Durante el fracturamiento artificial la lutita rica en sílice es más propensa a la fractura que la lutita rica en arcilla. El contenido de arcilla afecta las propiedades elásticas, pero no la madurez de las lutitas (Dayal y Mani, 2017).

2.1.6.- Aceite y/o gas libre en espacios de poros (micro, nanoporosidad) y fracturas

En las lutitas, el gas puede estar almacenado como gas libre en los poros de la matriz (microporos y nanoporos) y fracturas o como gas absorbido. Es conveniente tener gas libre en un yacimiento, ya que este seguirá los mecanismos de transporte donde se transmitirá a través de la matriz y dentro de la red de fracturas se dirigirá hacia los pozos (Dayal y Mani, 2017).

2.1.7.- Gas absorbido en el kerógeno y partículas arcillosas

La adsorción es un fenómeno donde las moléculas de gas se adhieren a la superficie de los sólidos. En un yacimiento de tipo shale gas el hidrocarburo se adsorbe en la superficie de la materia orgánica y de los minerales inorgánicos depositados. La adsorción de metano en los nanoporos de arcilla se reduce de manera significativa por el intercambio catiónico. Alcanza su máximo con un aumento en la presión debido a intensas conexiones entre las paredes de poros pequeños. En poros más grandes, con un aumento en la presión induce una adsorción de metano casi máxima, lo que indica que el área superficial afecta la capacidad de adsorción de las arcillas. El modelo de Langmuir es el más utilizado para describir el fenómeno de adsorción de los gases en sólidos, en este modelo se considera que una molécula de gas que es adsorbida en un solo lugar no afecta a las moléculas vecinas y que las moléculas no distinguen los sitios para la adsorción (Dayal y Mani, 2017).

2.2.- Análisis mineralógico de las lutitas

Para la caracterización de los yacimientos no convencionales es necesario evaluar la mineralogía de las lutitas. La mineralogía de las lutitas se estudia a través de la difracción de rayos X (XRD). La composición química se obtiene utilizando fluorescencia de rayos X (XRF) y espectrometría de masa de plasma de acoplamiento inductivo. La estructura interior y la orientación de las partículas de las lutitas se estudian utilizando el microscopio electrónico de barrido (SEM) y el microscopio petrográfico. Mediante el microscopio de barrido electrónico (SEM) se puede identificar la distribución de minerales y microfracturas (Murray, 2007).

Las lutitas contienen minerales de arcilla, micas de tamaño muy fino y silicatos arcillosos, en las lutitas de grano grueso el grupo mineral que más prevalece son los silicatos, mientras que en las lutitas de grano fino prevalecen los minerales de arcilla. Los granos de cuarzo son principalmente granos detríticos producidos por la abrasión de granos más grandes, pueden producirse diagenéticamente durante la transformación de la esmectita a illita o producirse a partir de los restos recristalizados de organismos que secretan sílice como diatomeas y radiolarios. Algunos componentes menores de las lutitas son: las zeolitas, óxidos de hierro, carbonatos (calcita, dolomita y siderita), sulfuros (pirita), sulfatos,

minerales pesados, etc. La lutita promedio incluye principalmente 59% de minerales de arcilla, 20% de granos de cuarzo, 8% de feldspatos, 7% de carbonatos, 3% de minerales de óxido de hierro, 1% de materia orgánica y 2% de otros minerales (Dayal y Mani, 2017).

Los minerales de arcilla son principalmente producto del intemperismo de una variedad de minerales y rocas. La transformación del material original en arcilla se logra mediante dos procesos, alteración y recristalización. En el primer proceso el tamaño de partícula se vuelve más fino que antes. La recristalización tiene lugar después de la descomposición de los minerales originales, la intensidad del intemperismo es más alta que el proceso de alteración (Dayal y Mani, 2017).

Los minerales de arcilla se pueden clasificar como minerales de filosilicatos porque tienen una estructura similar a una lámina. La estructura de los minerales de arcilla involucra las dos siguientes laminas horizontales:

Tetraedro de sílice. Un átomo de silicio se encuentra a la misma distancia de cuatro oxígenos o grupos hidroxilos dispuestos en forma de un tetraédrica con el átomo de silicio en el centro. Estos tetraédros están dispuestos para formar una red repetida infinitamente en dirección horizontal para formar una lámina tetraédrica de sílice.

Octaedro de alúmina. Un átomo de aluminio o magnesio está rodeado por seis átomos de oxígeno o grupos hidroxilo (OH) dispuestos en forma octaédrica. Los bloques octaédricos se juntan horizontalmente para construir una lámina octaédrica (Murray, 2007).

Las láminas octaédricas y tetraédricas se unen en la estructura cristalina mediante átomos de oxígeno compartidos en varias capas en una combinación diferente formando capas tetraédrica-octaédrica-tetraédrica (TOT). La combinación de estas capas produce la variación de una arcilla a otra y también controla las propiedades fisicoquímicas de la arcilla. Principalmente, las capas TOT se combinan de las siguientes formas: diformica (1:1), triformica (2:1) y tetraformica (2:1:1/2:2) (Dayal y Mani, 2017).

Arcillas diformicas (1:1). Se componen de una lámina de sílice tetraédrica y una lámina de alúmina octaédrica. El enlace de hidrógeno desarrollado entre estas capas da como

resultado una estructura fija sin expansión entre las capas cuando la arcilla se hidrata. La fuerte unión entre las capas estructurales evita que se fragmente en fragmentos delgados.

Arcillas triformicas (2: 1). Se caracterizan por tener una lámina octaédrica intercalada entre dos láminas tetraédricas.

Arcillas tetrafórmicas (2:1:1/2:2). La estructura cristalina contiene dos láminas tetraédricas de sílice junto con dos láminas octaédricas ricas en magnesio, es decir, se alterna una capa 2:1 con una lámina catiónica trioctaédrica (Murray, 2007).

La composición mineral de las lutitas controla su composición química. En las lutitas, el SiO_2 es el componente químico más abundante, seguido del AlO_2O_3 . Los factores que controlan las propiedades de los minerales son: la composición mineral de arcilla, la composición mineral no arcillosa, la materia orgánica, el intercambio de iones, las sales solubles y la textura (Dayal y Mani, 2017). Los siguientes grupos de minerales de arcilla son los más representativos:

2.2.1.- Caolinitas

Este grupo mineral de arcilla está conformado principalmente por caolinita y en menor proporción por dickita, nacrita y halloysita. Estos últimos tres minerales se forman comúnmente por la alteración hidrotérmica. La presencia de caolinita es un buen indicador del paleoambiente y el paleoclima, ya que es el producto del intemperismo que se presenta en un clima húmedo subtropical a tropical. Las caolinitas primarias se alteran in situ y generalmente conservan su textura y forma de roca generadora. Las caolinitas secundarias, son depositadas en ambientes de agua dulce o salobre por procesos sedimentarios. Las caolinitas puras no son abrasivas, debido a su valor de dureza de 1.5 en la escala de Mohs. Las caolinitas no se expanden al entrar en contacto con el agua, tienen efectos muy pequeños sobre la permeabilidad. Las Caolinitas tiene una estructura que se compone de una lámina de sílice tetraédrica y una lámina de alúmina octaédrica, la estructura está clasificada como una capa de arcilla 1:1. Las diferencias en los minerales dentro de este grupo mineral son la manera en que las capas unitarias están apiladas una encima de la otra.

La fórmula estructural para la caolinita es $Al_4Si_4O_{10}(OH)_8$ y la composición química teórica es SiO_2 , 46.54%; Al_2O_3 , 39,50%; y H_2O , 13.96% (Murray, 2007).

2.2.2.- Illitas

Este grupo mineral de arcilla incluye micas hidratadas, fengita, brammalita, celadonita y glauconita. Las illitas son los principales componentes de las lutitas, pueden ser tanto autigénicas como detríticas, se forman por la meteorización de la moscovita y del feldespato bajo un entorno con pH alto. Además, son producto de la alteración de las esmectitas durante la etapa de diagénesis (Dayal y Mani, 2017). Las illitas son minerales no expansivos, los cationes intercalados como Ca, Mg y K inhiben la entrada de las moléculas de agua en la estructura cristalina, esto explica la propiedad de no expansión. El cemento illítico causa un efecto nocivo sobre la permeabilidad de las lutitas. La illita tiene una estructura que se compone de dos láminas de sílice tetraédricas y una lámina de alúmina octaédrica, la estructura está clasificada como una capa de arcilla 2:1 (Murray, 2011).

2.2.3.- Esmectitas

Este grupo mineral de arcilla incluye montmorillonita de sodio, montmorillonita de calcio, beidelita (montmorillonita de aluminio), nontronita (montmorillonita de hierro), volkonsita, saponita (montmorillonita de magnesio), hectorita (montmorillonita de litio), estevensita y sauconita. Se forman a partir de la alteración de rocas ígneas máficas y de rocas metamórficas ricas en Ca y Mg en climas templados. Estos minerales arcillosos presentan propiedades de hinchamiento/contracción característicos debido a un enlace débil. Se expanden por la inclusión de agua entre las capas en la estructura y se encogen durante la expulsión del agua (Dayal y Mani, 2017). Los minerales de la esmectita tienen una estructura que se compone de dos láminas tetraédricas de sílice con una lámina octaédrica, la estructura está clasificada como una capa de arcilla 2:1. La fórmula teórica es $(OH)_4Si_8Al_4O_{20} * NH_2O$ y la composición teórica es SiO_2 , 66,7%; Al_2O_3 , 28.3%; y H_2O , 5%. En las esmectitas, hay considerable sustitución en la lámina octaédrica (magnesio y hierro por aluminio) y parte en la lámina tetraédrica (aluminio por silicio hasta 15%). La

montmorillonita de calcio es el principal mineral dentro del grupo de minerales de esmectita que se hincha. En la montmorillonita, el aluminio se reemplaza por magnesio en algunos sitios catiónicos octaédricos, lo que produce un aumento en el desequilibrio de carga. También hay un reemplazo de átomos de silicio por aluminio en sitios tetraédricos, lo que nuevamente crea un desequilibrio. Este desequilibrio de carga da lugar a una alta eficiencia de intercambio catiónico, hinchazón y propiedades de contracción (Murray, 2007).

2.2.4.- Vermiculitas

Son principalmente producto de la alteración de la mica y la clorita. El fuerte vínculo de las moléculas de agua con la estructura de la capa resiste las posibilidades de expansión (Dayal y Mani, 2017). Las vermiculitas tienen una estructura que se compone de dos láminas tetraédricas de sílice con una lámina octaédrica, la estructura está clasificada como una capa de arcilla 2:1. El silicio sustituye al aluminio en sitios tetraédricos, lo que da como resultados minerales de arcilla. El magnesio y las moléculas de agua se adsorben fuertemente en los espacios intercalados de la estructura cristalina. Existe un menor grado de hinchazón en las vermiculitas que en la esmectita. El tamaño de cristal de las vermiculitas es mayor que el de la esmectita, pero es más pequeño que el de las caolinitas (Murray, 2007).

2.2.5.- Palygorskita y sepiolita

La palygorskita y la sepiolita tienen una estructura que está clasificada como una capa de arcilla 2:1. Ambos minerales de arcilla son silicatos de magnesio, pero la palygorskita tiene un contenido de alúmina (óxido de aluminio) más alto. La fórmula general para la palygorskita es $(OH_2)_4(OH)_2Mg_5Si_8O_{20} \cdot 4H_2O$ y para la sepiolita es $(OH_2)_4(OH)_4Mg_8Si_{12}O_{30} \cdot 8H_2O$. Estos dos minerales de arcilla contienen dos tipos de agua, uno coordinado a los cationes octaédricos y el otro débilmente unido en los canales que se denomina agua zeolítica (Murray, 2007).

2.3.- Geoquímica de exploración de los hidrocarburos

Las propiedades geoquímicas de la lutita son parámetros muy importantes para evaluar su potencial de producción. Las propiedades geoquímicas son el contenido de carbono orgánico y la madurez térmica.

2.3.1.- Carbono orgánico total

El contenido orgánico es controlado en gran medida por la productividad biológica, la mineralogía de los sedimentos y la oxigenación de la columna de agua y de los sedimentos. Las contribuciones biológicas al contenido orgánico varían, a partir de estos se pueden formar diferentes componentes orgánicos (macerales). Una manera de evaluar la riqueza orgánica de una roca consiste en medir su contenido de carbono. Dado que el potencial de hidrocarburo de una formación se relaciona con su contenido de carbono, la medición del COT es necesaria en la evaluación de las rocas generadoras. El carbono orgánico total (COT) es la cantidad de carbono que proviene de la materia orgánica contenida en la roca. Los valores del COT pueden obtenerse utilizando una técnica de combustión directa que requiere solo 1 g de muestra de roca. Las muestras son pulverizadas y tratadas para eliminar cualquier contaminante, posteriormente se combustionan a una temperatura de 1200 °C utilizando un horno de inducción de alta frecuencia. El carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO y CO₂. Las fracciones de carbono liberado se miden en una célula infrarroja, se convierten en COT y se registran como porcentaje en peso másico de la roca. La medición del COT evalúa tres componentes:

- el carbono de la materia orgánica extraíble,
- el carbono residual y
- el carbono convertible

Los valores del COT solo proporcionan una escala semi-cuantitativa del potencial de generación de hidrocarburos. El valor del COT indica solo la cantidad. Se considera un valor mínimo del 2 wt.% de COT para una roca generadora efectiva (McCarthy et al., 2011).

Si se obtienen valores altos de carbono orgánico total, se deben someter las muestras a pruebas como la pirólisis y la reflectancia de la vitrinita para determinar la calidad y la madurez de la materia orgánica.

2.3.2.- Madurez térmica

La madurez térmica se debe a la exposición de una roca generadora al calor en un cierto lapso de tiempo. La temperatura se incrementa de acuerdo al gradiente geotérmico de la cuenca a medida que la materia orgánica es sepultada a mayor profundidad en la etapa de sedimentación. El calor hace que la materia orgánica se convierta en materia orgánica insoluble (kerógeno). La alteración del kerógeno debido al constante incremento de calor transforma al kerógeno en aceite. A medida que el kerógeno libera aceite, el kerógeno se vuelve más pobre en contenido de hidrogeno. El incremento de la madurez indica que el hidrocarburo experimenta un proceso de simplificación estructural comenzando con aceite, después con gas húmedo, y al final con gas seco.

El kerógeno puede clasificarse en cuatro tipos, de acuerdo al origen de los macérales que contiene.

- El kerógeno tipo I no es común, es generado en ambientes lacustres, en ocasiones en ambientes marinos. Proviene principalmente de la materia algácea y planctónica que es reelaborada por la acción de bacterias y microorganismos presentes en el sedimento. Este kerógeno es rico en contenido de hidrogeno y bajo en contenido de oxígeno, es generador de aceite.
- El kerógeno tipo II es generado en ambientes marinos de profundidad media en un entorno reductor, proviene principalmente de restos de plancton reelaborados por bacterias, contiene alto contenido de hidrógeno y bajo contenido de carbono, puede generar aceite o gas al aumentar la temperatura y el grado de maduración.
- El kerógeno tipo III proviene principalmente de restos vegetales terrestres que han sido depositados en ambientes continentales o marinos a una profundidad que varía de somera a profunda, posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que el tipo I o II, genera gas seco.

- El kerógeno tipo IV es generado a partir de materia orgánica residual presente en sedimentos antiguos reelaborados después de la erosión. Antes de la depositación final, el kerógeno tipo IV puede ser alterado por procesos de meteorización subárea, combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos. Este tipo de kerógeno posee alto contenido de carbono y prácticamente sin contenido de hidrogeno. Se le considera una forma de “carbono muerto”, es decir, sin potencial para la generación de hidrocarburos (McCarthy et al., 2011).

La maduración depende principalmente de las profundidades de sepultamiento debido a la sedimentación continúa en una cuenca, también puede depender del flujo de calor resultante debido a los procesos tectónicos, la proximidad con respecto a los cuerpos ígneos y el decaimiento radioactivo natural que se presenta en la corteza. La maduración puede ser interrumpida si la cuenca es sometida a un proceso de levantamiento (Dayal y Mani, 2017).

El proceso de madurez asociada con la temperatura puede dividirse en tres etapas.

- Diagénesis. En esta etapa los procesos físicos, químicos y bioquímicos comienzan a descomponer la materia orgánica. Con el incremento de la temperatura la materia orgánica se convierte en kerógeno.
- Catagénesis. Cuando la roca generadora alcanza profundidades mayores a 1 km inicia la catagénesis, en esta etapa aumenta la temperatura y la presión lo que genera cambios en el kerógeno, se genera aceite a una temperatura que varía entre 60°C y 175°C y gas a una temperatura que varía entre 50°C y 225°C. La presión en esta etapa varía de 300 a 1500 bares.
- Metagénesis. Debido a las altas temperaturas y profundidades se produce la transformación de la materia orgánica residual en metano y el carbón en antracita. Esta etapa se presenta a temperaturas mayores a los 225 °C y presiones mayores a los 1500 bares.

Las pruebas geoquímicas realizadas a las muestras de afloramientos, recortes y núcleos provenientes de los pozos permiten determinar la cantidad, tipo y madurez de la materia orgánica presente en la roca. La reflectancia de la vitrinita (R_o) y la pirólisis Rock Eval (T_{max}) son usadas para evaluar la madurez térmica del kerógeno.

Pirólisis Rock-Eval. Consiste en someter 100 mg de muestra de roca pulverizada a altas temperaturas, se utilizan hornos de pirólisis y hornos de oxidación para calentar las muestras en varias etapas donde la temperatura varía entre 100 °C y 850 °C, el calentamiento se realiza bajo un entorno de helio o nitrógeno. Los compuestos orgánicos liberados en el proceso son medidos con un detector de ionización de llama (FID). Los detectores infrarrojos (IR) sensibles miden el CO y el CO₂ durante los procesos de pirólisis y oxidación. Una termocupla monitorea las temperaturas. Estas mediciones se registran en una gráfica llamada pirograma. Los picos de las curvas generadas representan los hidrocarburos libres (S1), los hidrocarburos residuales (S2), el CO, el CO₂ y los componentes del carbón mineral (S3). Además, se puede obtener el índice de hidrogeno (HI, por sus siglas en inglés), el índice de oxígeno (OI, por sus siglas en inglés), el índice de producción y el potencial de hidrocarburo a partir del COT y de las curvas generadas en el pirograma.

Reflectancia de la vitrina (Ro). Es una herramienta para evaluar la madurez del kerógeno. La vitrinita es un maceral que se encuentra en muchos kerógenos formado por la alteración térmica de la lignita y la celulosa en las paredes de las células vegetales. Con el incremento en la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatización lo que provoca un aumento en la reflectancia. La reflectividad se mide mediante un microscopio que contiene un lente objetivo de inmersión en aceite y un fotómetro. Las mediciones de reflectancia de la vitrinita se calibran en función de la reflectancia del vidrio o de los minerales, las mediciones de la reflectancia representan el porcentaje de luz reflejada en el aceite. Los valores de reflectancia de la vitrinita (Ro) son indicadores de la madurez térmica. La materia orgánica madura debe tener valores de (Ro) mayores al 0.8% para el aceite y mayores al 1.2 % para gas (McCarthy et al., 2011).

2.4.- Análisis sísmico de yacimientos no convencionales

La sísmica superficial es un método geofísico utilizado para la exploración de hidrocarburos en la subsuperficie, se basa en los principios básicos de la sismología. Las ondas sísmicas se generan usando un explosivo o un vibrador, se generan dos tipos de ondas, ondas primarias u ondas refractadas y ondas secundarias u ondas reflejadas. La onda

primaria se mueve a través de medios sólidos, líquidos y gaseosos, mientras que las ondas secundarias solo se mueven en medios sólidos. La velocidad de las ondas primarias es considerablemente mayor en comparación con las ondas secundarias.

La técnica de reflexión sísmica consiste en generar ondas sísmicas a través de una fuente y medir el tiempo que tardan las ondas en viajar desde la fuente, reflejarse desde una interfaz y ser detectadas por una serie de receptores (geófonos) en la superficie. Cuando una onda sísmica generada viaja en la subsuperficie, parte de la onda se refleja y parte se refracta.

Cuando una onda sísmica producida en una fuente viaja a través de diferentes medios, la energía y la velocidad de la onda sísmica serán diferentes. Al pasar de un medio a otro medio, parte de la onda pasará a través del otro medio y parte de la onda se reflejará en el medio anterior. Si las ondas sísmicas viajan a través de medios homogéneos, el frente de onda de la onda sísmica tendrá forma esférica, esta onda es llamada onda plana. Las ondas Rayleigh viajan cerca de la superficie con un movimiento oscilatorio, son producidas por la onda sísmica cuando se refracta en las rocas. Estas ondas son de baja velocidad y frecuencia, pero su amplitud es alta, estas ondas causan ruido en los datos sísmicos, por lo que son eliminadas por un método de filtración.

El tiempo de viaje de las ondas generadas depende de la densidad de la de roca a través de la cual viajan. Se registra el tiempo de generación de ondas sísmicas y el tiempo de detección por varios receptores colocados a diferentes distancias, esta información permitirá determinar la velocidad de las ondas e indirectamente el tipo de roca. El receptor de ondas sísmicas o geófonos convierte este movimiento de tierra en una señal eléctrica analógica. Estas señales grabadas necesitan procesamiento para la interpretación. Estos datos sísmicos se procesan utilizando sistemas de computación de alta velocidad. Mediante la información antes mencionada es posible obtener una imagen sobre las variaciones de una formación en particular, la imagen puede ser representada en un espacio 2D, 3D y 4D. Esta imagen permite identificar solo las grandes variaciones (estructuras, fallas, límites externos, etc.). La resolución de la sísmica depende de las técnicas de adquisición, del procesamiento de datos y de las características del área en estudio.

El uso de la sísmica de reflexión se puede clasificar en tres grupos en función de la profundidad que se desee estudiar.

- Cerca de la superficie: los datos sísmicos son útiles en la exploración de carbón, exploración mineral o exploración geotérmica, la profundidad máxima es de 2 km.
- Para la exploración de hidrocarburos: los datos sísmicos se generan para estudiar la estructura subsuperficial de hasta 10 km, se requieren datos de muy alta resolución para obtener una estructura detallada.
- Para comprender el interior de la Tierra: se requieren datos sísmicos de hasta 100 km para comprender el grosor de la corteza y el manto (Dayal y Mani, 2017).

La adquisición, el procesamiento y la interpretación de datos sísmicos, permiten obtener la ubicación de un yacimiento y visualizar su estructura. Los datos sísmicos son utilizados en varias etapas del yacimiento para construir modelos que nos permitan identificar las características de un yacimiento en particular.

En la etapa de exploración, los datos sísmicos ayudan a mejorar el modelo geológico de un área prospectiva, además, con los datos sísmicos es posible definir el potencial de dicha área y así decidir si es viable desarrollarla. Durante la etapa de evaluación, se recurre a los modelos de presión (construidos con base en datos sísmicos), para predecir la ubicación de zonas de flujo de aguas someras y altas presiones de poro. En la etapa de desarrollo, se pueden construir mapas de las propiedades de los yacimientos en las zonas donde no se tiene información utilizando datos sísmicos calibrados con información de los pozos (registros, núcleos y pruebas de pozos) para construir modelos de yacimientos. Además, se utiliza en ocasiones la sísmica 4D para identificar cambios de saturación y de presión para identificar la distancia óptima entre pozos con el objetivo de alargar la vida productiva del área en desarrollo (Alsos et al., 2002).

2.5.- Generalidades de petrofísica de yacimientos no convencionales

La petrofísica es el estudio de las propiedades físicas de la roca y del sistema roca-fluido del yacimiento. Con la petrofísica se busca conocer las características físicas de las rocas de un yacimiento para comprender su origen y predecir su comportamiento. Para llevar a cabo

la petrofísica se necesita de información para determinar dichas propiedades. La información puede obtenerse de dos maneras:

Directa: se requiere muestras de rocas que sean obtenidas durante la perforación, recortes y núcleos (de fondo y de pared de pozo), posteriormente las muestras son enviadas a laboratorio para ser sometidas a procesos específicos que permitan determinar las propiedades petrofísicas.

Indirecta: se requiere la toma de registros geofísicos de pozo, la información obtenida es interpretada para determinar propiedades petrofísicas. Otra forma de estimar las propiedades petrofísicas es a través de correlaciones graficas o analíticas establecidas con mediciones en laboratorio donde se obtiene el valor de una propiedad conociendo el valor de las demás involucradas.

Algunos parámetros petrofísicos son: porosidad, permeabilidad, tortuosidad, saturación, etc.

2.5.1.- Porosidad (\emptyset)

La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos del medio poroso, representa la relación que existe entre el volumen del medio poroso con respecto al volumen de roca (Peters, 2012), su valor se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_b} \quad (2.1)$$

donde:

$\emptyset \rightarrow$ es la porosidad [v/v]

$V_p \rightarrow$ es el volumen poroso [m^3]

$V_b \rightarrow$ es el volumen de roca [m^3]

La porosidad, de acuerdo a la comunicación entre los poros, se clasifica en:

- Porosidad efectiva: solo representa los poros interconectados, por lo tanto, la porosidad efectiva será menor o igual a la porosidad absoluta dependiendo de la cantidad de poros aislados en la roca. Esta porosidad es la de mayor interés en la industria petrolera (Peters, 2012).
- Porosidad no efectiva: es la diferencia entre la porosidad absoluta y la porosidad efectiva, es representada de la siguiente manera:

$$\Phi_{abs} = \Phi_{efect} + \Phi_{no\ efect} \quad (2.2)$$

donde:

Φ_{efect} → es la porosidad efectiva [v/v]

$\Phi_{no\ efect}$ → es la porosidad no efectiva [v/v]

Φ_{abs} → es la porosidad absoluta [v/v]

La clasificación de la porosidad de acuerdo al origen en la que se formó es la siguiente:

- Porosidad primaria: es la que se origina durante la depositación de sedimentos.
- Porosidad secundaria: se genera después de la deposición y entierro de la formación, se presenta en forma de fracturas (causadas por fuerzas mecánicas) o como vugulos (debido a la solución de la matriz). Es común encontrar porosidad secundaria en rocas de origen químico u orgánico (Peters, 2012), se puede estimar el valor de esta propiedad mediante la siguiente expresión:

$$\Phi_T = \Phi_1 + \Phi_2 \quad (2.3)$$

donde:

Φ_1 → es la porosidad primaria [v/v]

Φ_2 → es la porosidad secundaria [v/v]

Φ_T → es la porosidad total [v/v]

2.5.2.- Permeabilidad (k)

La permeabilidad es una propiedad que se define como la capacidad del medio poroso para transmitir fluidos. La permeabilidad se ve afectada por la compactación, el tamaño de los poros, la clasificación, la cementación, la estratificación y cuando las arcillas se hinchan. La permeabilidad absoluta es la permeabilidad del medio poroso cuando solo está saturado por un líquido monofásico, no reactivo (Peters, 2012). Dicho valor puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$k_{abs} = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (2.4)$$

donde:

q → es el gasto [cm^3/s]

μ → es la viscosidad [cP]

L → es la longitud [cm]

A → es el área transversal [cm^2]

ΔP → es la diferencia de presión [Atm]

k_{abs} → es la permeabilidad [Darcys]

La permeabilidad efectiva es la capacidad del medio poroso para permitir el flujo de un fluido en presencia de otros fluidos, es representada a continuación:

$$k_{effect} = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (2.5)$$

donde:

f → es un subíndice que representa al fluido: agua (w), aceite (o) y gas (g)

k_{effect} → es la permeabilidad efectiva [Darcys]

La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de una fase respecto a la permeabilidad total, es representada de la siguiente manera:

$$k_{rel} = \frac{k_{efect}}{k_{abs}} \quad (2.6)$$

donde:

k_{rel} → es la permeabilidad relativa [Adimensional]

2.5.3.- Tortuosidad (τ)

De acuerdo al modelo de tubos capilares, la tortuosidad es una propiedad geométrica del medio poroso que refleja la longitud de la trayectoria del flujo a nivel de poro a medida que el fluido fluye alrededor de los de granos con respecto a la longitud del medio poroso en línea recta. Cuando menor sea la porosidad, mayor será la tortuosidad (Peters, 2012). A medida que el medio poroso se asemeja a tubos capilares rectos, la tortuosidad del sistema se aproxima a 1. El valor de esta propiedad se determina de la siguiente manera:

$$\tau = \left(\frac{L}{L_e} \right)^2 \quad (2.7)$$

donde:

L → es la longitud real que recorre el fluido en el medio poroso [m]

L_e → es la longitud del medio poroso en línea recta [m]

τ → es la tortuosidad [L/L]

2.5.4.- Saturación de fluidos (S_f)

Se define como la fracción del espacio poroso ocupado por una fase fluida. La saturación puede expresarse como fracción o porcentaje (Peters, 2012), la ecuación que permite calcular el valor de la saturación de fluidos es la siguiente:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.8)$$

donde:

V_f → es el volumen de fluidos [m^3]

V_p → es el volumen poroso [m^3]

S_f → es la saturación de fluidos [v/v]

En un yacimiento puede haber presencia de agua, gas y/o aceite, la suma de la saturación de cada uno de estos fluidos es igual a la unidad como se muestra en la siguiente expresión:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (2.9)$$

donde:

S_w → es la saturación de agua [v/v]

S_o → es la saturación de aceite [v/v]

S_g → es la saturación de gas [v/v]

Es importante los siguientes conceptos de saturaciones para comprender los procesos de desplazamiento en el yacimiento:

- Saturación inicial: es la saturación que se tiene en un yacimiento sin haber alterado las condiciones iniciales.

- Saturación crítica: es la saturación mínima que se requiere para que un fluido fluya en el medio poroso.
- Saturación irreductible: es aquella saturación en la cual el fluido no puede ser producida durante las operaciones normales de producción.
- Saturación remanente o residual: es la saturación de un fluido en el medio poroso después de alterar las condiciones iniciales, es decir, es la saturación que se tiene después de un periodo de extracción de hidrocarburos.

Debido a que la lutita es de grano muy fino, la porosidad es muy baja. La lutita rica en compuestos orgánicos tiene una mayor porosidad. La porosidad y la permeabilidad dependen de la composición mineral de las lutitas, la distribución y madurez térmica. La red de poros del gas de lutitas es diferente a los yacimientos de gas convencionales, el medio poroso del gas de lutita es una matriz no orgánica, es materia orgánica y fracturas naturales. La materia orgánica almacena el gas libre en las lutitas, esta materia orgánica posee una permeabilidad muy alta, esta es la razón por la que la materia orgánica permite la migración de gas o aceite en las lutitas (Dayal y Mani, 2017).

2.6.- Perforación de pozos en yacimientos no convencionales

La perforación horizontal se utiliza para tener mayor productividad que si se perforara verticalmente en las formaciones con baja permeabilidad como en las lutitas. Un pozo horizontal permite obtener la misma productividad de varios pozos verticales (Diaz, 2018). En la perforación horizontal se necesita desviar el pozo a lo largo de una trayectoria previamente establecida hasta llegar al intervalo de interés, esto se lleva a cabo a partir del pozo primario o piloto. Un pozo piloto es un agujero vertical perforado para planificar la perforación y la terminación de un pozo horizontal (Pérez, 2015). La desviación se obtiene mediante la colocación de un tapón de cemento en el pozo piloto a la profundidad que la desviación comenzará (Muñoz, 2014). La colocación del tapón de cemento será posterior al asentamiento de las tuberías de revestimiento (De la Cerda, 2017). En la perforación horizontal, la construcción del ángulo se puede dar de tres formas: radio largo, radio medio, radio corto. Cada forma está asociada a un aumento en los grados de desviación por cada 100 ft de profundidad, a un radio de curvatura y a un alcance horizontal (Pérez, 2015). Al

llegar al yacimiento se desvía el pozo para perforar la sección horizontal. En esta sección horizontal también se aísla el pozo del yacimiento mediante tuberías, posteriormente se coloca el tapón de cemento. Finalmente, para comunicar al pozo y al yacimiento se disparan cargas (De la Cerda, 2017).

La extracción de hidrocarburos en los yacimientos de lutitas implica la perforación y terminación masiva de pozos horizontales, ya que en la perforación horizontal se logra obtener una amplia área de contacto con la zona de interés lo que permite un mayor número de disparos (Díaz, 2018). Lo anterior implica tener una mayor área de drene y una mejor recuperación de hidrocarburos.

Después de la perforación horizontal de un pozo, es importante integrar la información proveniente de los métodos geofísicos, análisis de laboratorio y registros geofísicos de pozo con el objetivo de identificar zonas con potencial de hidrocarburo y zonas susceptibles al fracturamiento. La reducción de la incertidumbre en la determinación de las zonas de interés permite decidir el número óptimo de pozos a perforar. Esto se traducirá en la minimización de la inversión y en el incremento de la producción de hidrocarburos (Pérez, 2015). El costo de un pozo horizontal puede ser hasta tres veces mayor que un pozo vertical, sin embargo, su producción puede verse incrementada hasta 14 veces (Méndez, 2013).

Ventajas

- Se perforan menos pozos para extraer hidrocarburos de un yacimiento
- Cada pozo horizontal puede drenar un volumen mayor de hidrocarburos que un pozo vertical
- El uso de un pozo horizontal para la extracción de hidrocarburos permite retardar las tasas de producción bajas, la baja eficiencia de extracción y el abandono prematuro
- La perforación horizontal permite recuperar la inversión en un tiempo corto (Aguilar, 2016)

Desventajas

- Es difícil la extracción de núcleos en pozos horizontales

- Es complejo la corrida de registros para corregir el rumbo de la perforación
- Solo una parte de la sección horizontal del pozo permite producir (longitud efectiva de los pozos) (Pérez, 2015)

La alta productividad en los pozos horizontales se debe a que se aplica conjuntamente la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico. El fracturamiento hidráulico es una estimulación que se aplica en formaciones con baja permeabilidad tales como las lutitas donde se aprovecha que en los pozos horizontales se tiene una gran área de contacto con la formación para generar numerosas fracturas a lo largo del pozo y así aumentar la producción (Muñoz, 2014).

El fracturamiento hidráulico consiste en bombear fluido (agua, arena, aditivos especiales, etc.) desde la superficie a la formación a través de los disparos generados en la tubería a altas presiones para generar fracturas en la roca y mantenerlas abiertas. A medida que la inyección de fluido a alta presión continúa, la fractura sigue creciendo (Pérez, 2015). Con el fin de evitar el cierre de las microfracturas generadas, en el momento en que se reduce la presión hidráulica que la mantiene abierta, se bombea junto con el agua un apuntalante comúnmente arena y otros agentes químicos que mantienen las fracturas abiertas para permitir que el fluido de la formación se traslade al pozo. Por lo tanto, el fracturamiento hidráulico permite crear canales de flujo de alta conductividad que se extienden alrededor del pozo, estos canales permiten al hidrocarburo fluir desde la roca a través de las fracturas hasta el pozo.

Al inicio de la inyección del fluido fracturante se tiene una alta pérdida de fluido en la punta de la fractura en desarrollo, por lo que no es posible inyectar el fluido con el apuntalante al inicio porque la alta pérdida de fluido podría hacer que el apuntalante generara condiciones de arenamiento. Por lo tanto, se debe bombear primero el agua y después el fluido junto con el apuntalante.

La velocidad de bombeo y las propiedades del fluido fracturante afectan la geometría y la propagación de las fracturas dentro del campo de esfuerzos locales para lograr la longitud de fractura previamente determinada (Nolen, 2013).

Se pueden generar dos tipos de fracturas que se presentan de acuerdo a la dirección en la que se perforó el pozo horizontal:

- Las fracturas transversales: son aquellas cuya dirección es perpendicular al pozo, se crean mediante la perforación del pozo en la dirección de los esfuerzos horizontales mínimos, estas fracturas aumentan considerablemente el contacto con la formación.
- Las fracturas longitudinales: son paralelas al pozo y resultan del fracturamiento de pozos perforados en la dirección de los esfuerzos horizontales máximos (Pérez, 2015).

El agua dulce que se utiliza en los procesos de fracturamiento hidráulico se extrae de acuíferos profundos. Se utilizan 21 mil metros cúbicos de agua en promedio por pozo fracturado (De la Cerda, 2017). En la determinación del volumen que se va a inyectar se debe considerar un volumen adicional, ya que habrá pérdida de fluido en la formación debido a que el fluido se transmitirá en las paredes permeables de las fracturas (Nolen, 2013). El fluido que se inyecta a alta presión, se inyecta a una presión varía entre 680 y 1360 atmósferas (Aguilar, 2016). El 99.2% del fluido de fracturamiento está compuesto por agua y arena mientras que el 0.8% restante son aditivos. Se requiere alrededor de 2 mil toneladas de arena como apuntalante en promedio por pozo fracturado. Las fracturas se extienden en una dirección y su ancho es menos de 1 cm (De la Cerda, 2017). El fluido inyectado es recuperado y enviado a superficie, es sometido a tratamiento para reutilizarlo en siguientes procesos de fracturamiento, este volumen recuperado puede variar entre 20 y 80% del volumen inyectado (Aguilar, 2016).

La aplicación de la microsísmica en tiempo real, permite monitorear el proceso de fracturamiento hidráulico mientras se lleva a cabo y permite detectar las trayectorias de flujo a través de las fracturas (Méndez, 2013).

Capítulo 3.- Caracterización petrofísica y geomecánica de yacimientos no convencionales

3.1.- Control de calidad de los registros geofísicos de pozo

3.1.1.- Registro potencial espontaneo (SP)

Principio de medición

El registro SP mide la diferencia de potencial que existe en las formaciones de roca. El potencial natural se desarrolla en el pozo como resultado de la diferencia de salinidad que existe entre el fluido de perforación y el agua de la formación (potencial electroquímico). Cuando el filtrado del lodo se transmite a través del enjarre también se genera una diferencia de potencial en ambos lados del enjarre (potencial de electrofiltración) (Arroyo, 1985).

Descripción de la herramienta

La herramienta de este registro mide la diferencia de potencial que existe entre un electrodo fijo ubicado en la superficie (colocado en la presa del lodo de perforación) y un electrodo móvil colocado dentro del pozo. La medición del potencial espontaneo se puede obtener simultáneamente con otros registros. Este registro se toma solo cuando se utilice lodos base agua (conductores) en agujeros descubiertos (Arroyo, 1985).

Presentación del registro

Este registro mide el potencial espontáneo de las formaciones en milivoltios (mV), las escalas más utilizadas son de 100 y 200 mV y 10 y 20 mV respectivamente (**Figura 3.1**). La curva obtenida es correlacionable con la curva del registro rayos gamma. En presencia de intervalos de estratos de lutitas, este registro comúnmente da como respuesta una tendencia de línea recta denominada línea base de lutitas (se presenta siempre a la derecha del registro, de valor cero) (Bassiouni, 1994). Cuando hay presencia de zonas porosas y permeables, la curva presenta variaciones respecto a la línea base de lutitas (deflexiones). La deflexión que existe en la curva es variable. Si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado del lodo, la deflexión de la curva será negativa (hacia la

izquierda). Si la salinidad del filtrado del lodo es mayor que la del agua de formación, la deflexión de la curva será positiva (hacia la derecha).

Aplicaciones

- Determinar límites entre capas
- Correlacionar estratos
- Determinar de forma cualitativa el contenido de lutita existente en una capa.
- Determinar la resistividad del agua de formación
- Determinar formaciones porosas y permeables

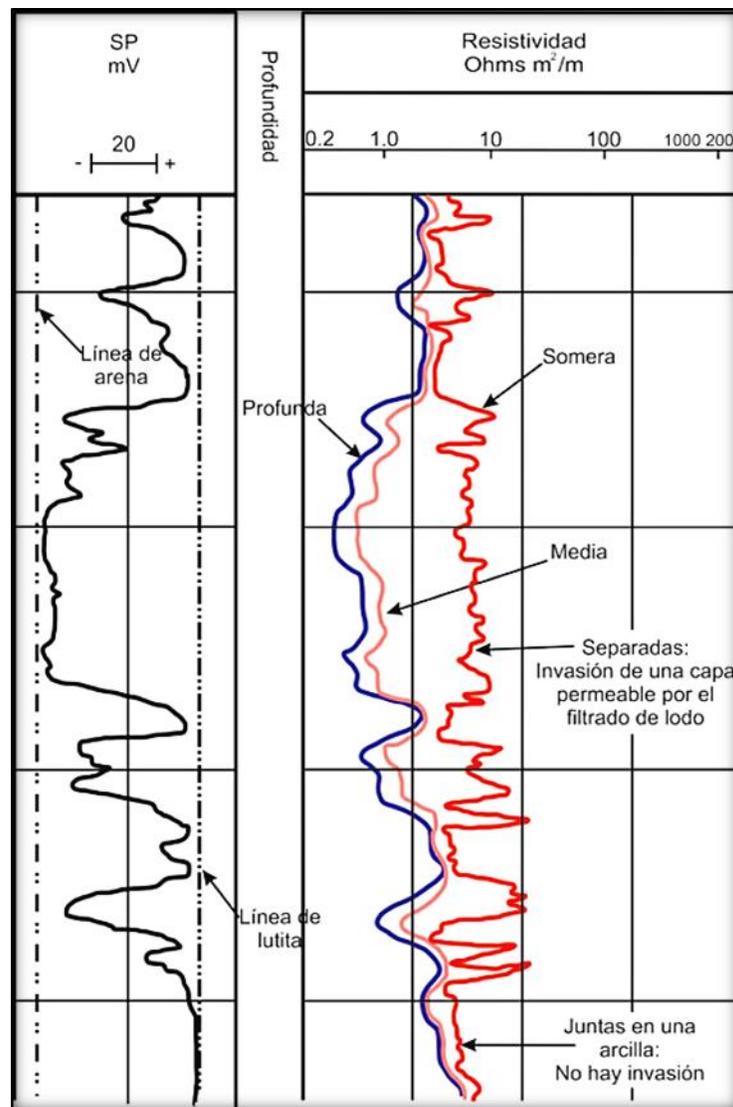


Figura 3.1.- Ejemplo de un registro de potencial espontáneo (Schlumberger, 2008).

3.1.2.- Registro de rayos gamma (GR)

Principio de medición

Los rayos gamma son ondas electromagnéticas de alta energía emitidos espontáneamente por algunos elementos radiactivos como el potasio, uranio y torio. El material radioactivo se origina en las rocas ígneas y es distribuido por los procesos sedimentarios hasta concentrarse en los minerales de arcilla (Bassiouni, 1994). La radioactividad se origina debido a que algunos isotopos de elementos poseen núcleos inestables y estos núcleos se desintegran en núcleos más estables mediante el proceso de decaimiento radioactivo liberando energía (radiación) (Arroyo, 1985). El registro de rayos gamma indica el contenido de arcilla de las formaciones, ya que los isotopos radioactivos tienden a concentrarse en lutitas. En formaciones limpias como areniscas, calizas y dolomías existe un nivel de radiactividad muy bajo, la radiactividad puede aumentar cuando hay presencia de ceniza volcánica, residuos de granito y agua de formación con sales radiactivas disueltas (Schlumberger, 1989).

Descripción de la herramienta

La herramienta de registro de rayos gamma contiene un detector para medir la radiación gamma que se origina en la formación cerca de la herramienta. Los contadores de centelleo se usan generalmente para esta medición, ya que son mucho más eficientes que los contadores Geiger-Mueller utilizados anteriormente (Peters, 2012).

El registro de rayos gamma puede ser utilizado en agujeros descubiertos o entubados con cualquier tipo de lodo de perforación y se corre junto con otros registros como el densidad, neutrón y sónico. Se usa para complementar o sustituir al registro SP. La profundidad de investigación puede variar ente 10 y 15" de acuerdo a la velocidad con la que se toma el registro.

Presentación del registro

Las unidades con las que se miden los rayos gamma son API, los rayos gamma aumentan de izquierda a derecha, la escalas comúnmente utilizadas son la de 0 a 150 y la de 0 a 200 API (**Figura 3.2**).

Aplicaciones

- Discretizar yacimientos porosos y permeables de los las lutitas no permeables
- Definir límites entre capas
- Determinar cuantitativamente el volumen de arcilla
- Correlacionar estratos.

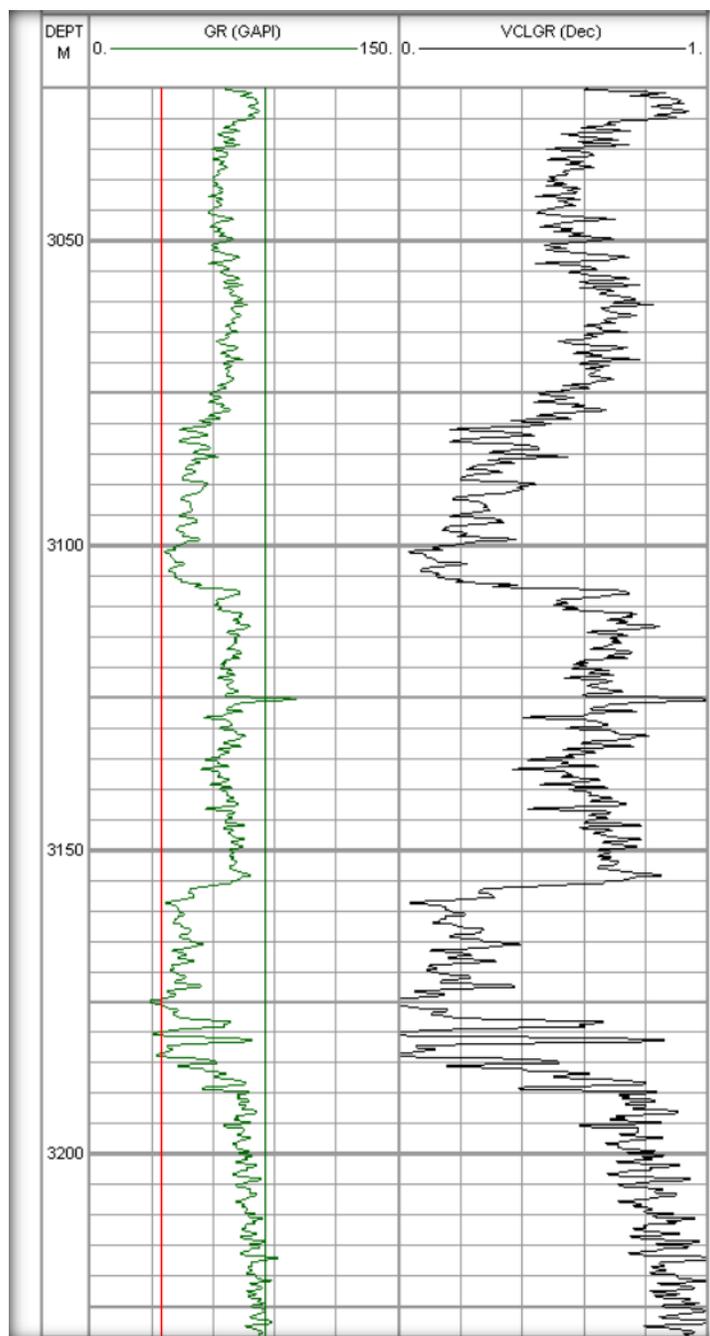


Figura 3.2.- Ejemplo de un registro de rayos gamma (Schlumberger, 2017).

3.1.3.- Registros eléctrico convencional

Principio de medición

Los registros eléctricos miden la resistividad mediante un sistema de electrodos que son introducidos en el pozo. Los electrodos son montados en una sonda, dependiendo del tipo de arreglo que exista entre los electrodos emisores de corriente y los electrodos de medida (espaciamientos) se tendrá una mayor o menor profundidad de investigación (Arroyo, 1985).

Descripción de la herramienta

El arreglo puede ser normal y lateral:

Arreglo normal. Consiste en dos electrodos de corriente A y B y dos electrodos de potencial M y N. El generador transmite una corriente alterna (I) entre el electrodo A y B, se coloca el electrodo M a cierta distancia de A por donde se mide la diferencia de potencial, ambos son montados en la sonda y bajados dentro del pozo. Los electrodos B y N están colocados en superficie lejos de los electrodos anteriores. Debido a que el electrodo N está alejado de la corriente su potencial es considerado despreciable, por lo que solo se mide el potencial del electrodo M. Cuando el electrodo M se encuentra a una distancia de 16" del electrodo A (arreglo normal corto) es posible medir la resistividad de la zona lavada (R_{xo}), es decir, la zona que fue invadida por el filtrado de lodo. Sin embargo, cuando el electrodo M se encuentra a una distancia de 64" del electrodo A (arreglo normal largo) es posible medir la resistividad en la zona virgen de las formaciones (R_t).

Arreglo lateral. Los electrodos A, M y N son montados a la herramienta. La corriente inducida entre los electrodos A y B crea una diferencia de voltaje medida entre los electrodos M y N (Bassiouni, 1994). La razón por la que se incorpora el otro electrodo es para tener una profundidad de investigación de 18' 8". Este arreglo permite determinar un valor confiable de (R_t) en capas con espesores mayores a 40 pies. Este registro se toma en agujeros descubiertos con lodo de perforación conductor (Arroyo, 1985).

Presentación del registro

Las resistividades de las formaciones se registran en Ωm , varían de 0.5 a 500 Ωm dependiendo del tipo de roca y los fluidos que contengan, la resistividad aumenta de izquierda a derecha (**Figura 3.3**).

Aplicaciones

- Determinar la R_{xo} y de R_t
- Determinar zonas con hidrocarburos
- Establecer contactos agua-hidrocarburos
- Correlación entre pozos
- Calcular la porosidad
- Estimar la saturación de agua.

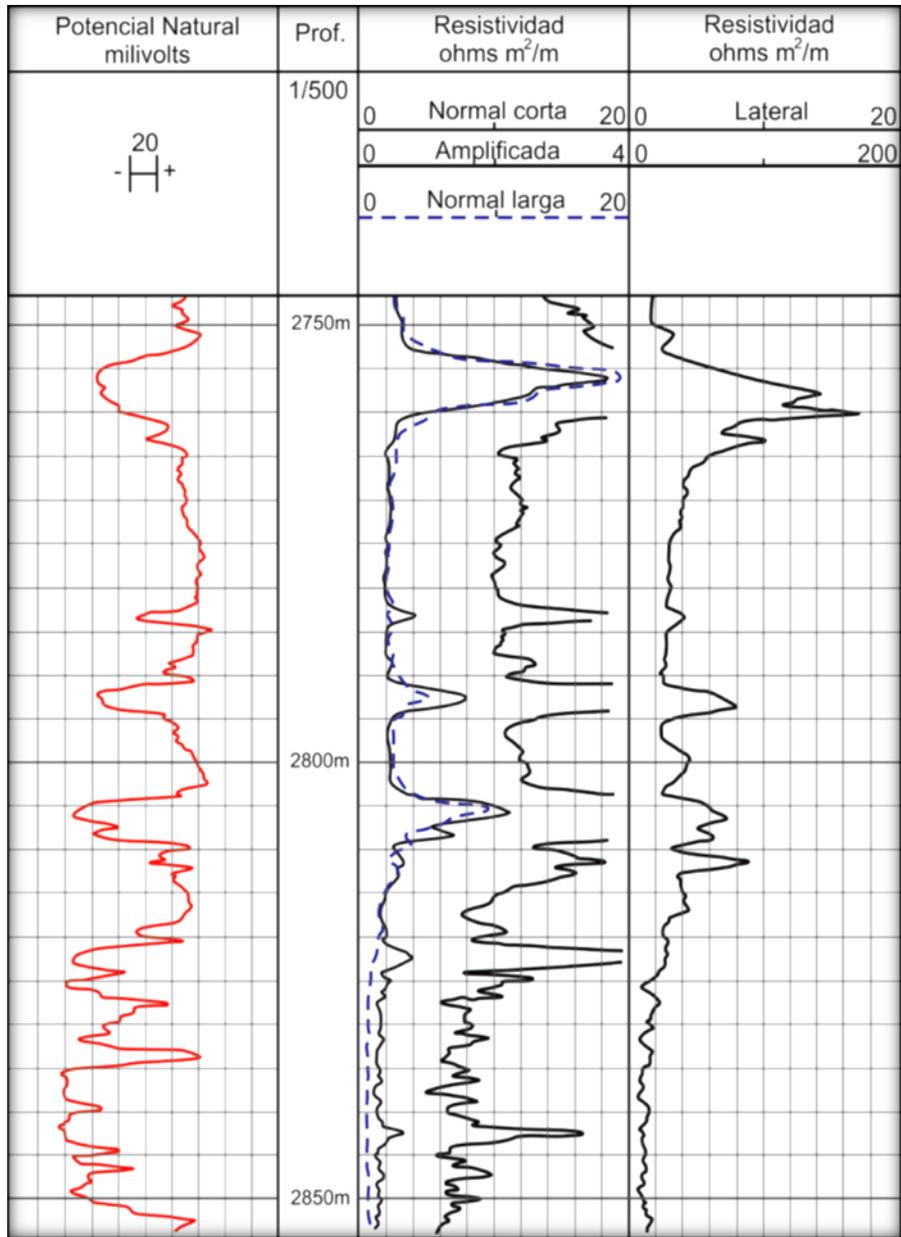


Figura 3.3.- Ejemplo de un registro eléctrico convencional (Gómez, 1975).

3.1.4.- Registro de inducción

Principio de medición

El principio de medición consiste en alimentar a una bobina transmisora con una corriente alterna, esto genera un campo electromagnético alrededor de la sonda, el campo generado induce en la formación corrientes eléctricas que circulan en anillos coaxiales al eje de la sonda, estas corrientes a su vez generan su propio campo magnético e inducen una señal en la bobina receptora cuya intensidad es proporcional a la conductividad de la formación (Arroyo, 1985). La conductividad se registra en mmhos, por medio de un reciprocador eléctrico instalado en superficie se puede obtener simultáneamente la curva de resistividad en Ωm .

Descripción de la herramienta

Las herramientas más utilizadas poseen un arreglo de bobinas con la finalidad de enfocar la corriente para mejorar la respuesta del registro confinando la investigación a una zona específica, esto se logra minimizando las contribuciones (influencias del agujero, de la zona invadida y de las capas adyacentes) y maximizando la profundidad de penetración y resolución vertical. Las sondas de inducción dependen del espaciamiento que exista entre la bobina emisora y la bobina receptora (Arroyo, 1985). El registro de inducción puede utilizarse en pozos que utilicen lodos conductores o base aceite (Bassiouni, 1994).

Presentación del registro

Este registro mide la resistividad en Ωm . El valor de la resistividad en los registros de inducción aumenta de derecha a izquierda, la escala comúnmente utilizada es de 0.2 a 2000 Ωm (**Figura 3.4**).

Aplicaciones

- Determinar límites entre capas
- Determinar la resistividad de la zona virgen R_t
- Correlación entre pozos.

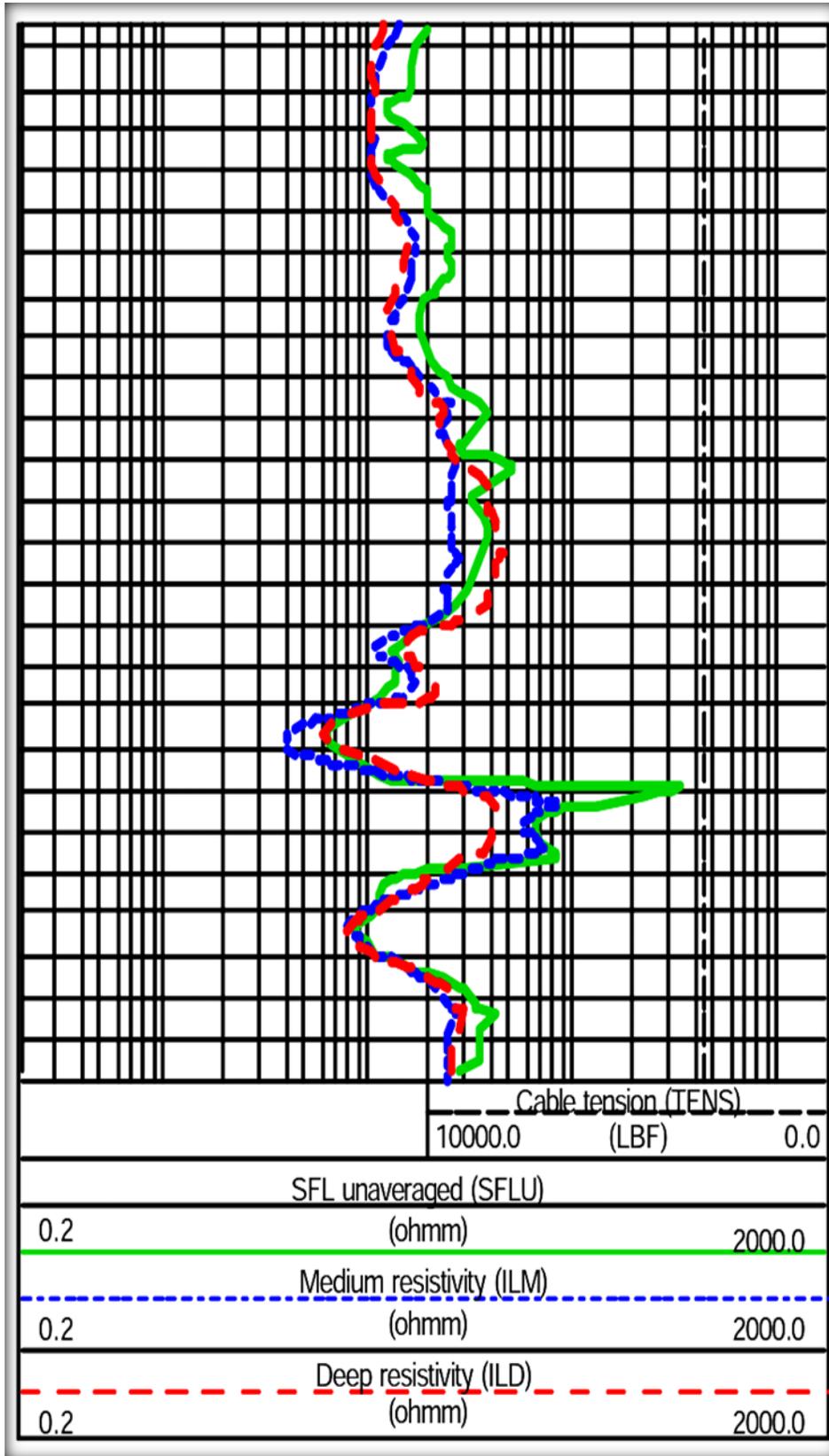


Figura 3.4.- Ejemplo de un registro de inducción (Schlumberger, 1999).

3.1.5.- Registro sónico

Principio de medición

El principio de medición consiste en transmitir un pulso de sonido a través de la formación, al chocar con la formación estas ondas se convierten en ondas compresionales y ondas de cizalla, se mide el tiempo de tránsito que tarda una onda de sonido para recorrer un pie de formación (Schlumberger, 1989). En una formación el tiempo de tránsito depende de la litología y la porosidad, debido a esta dependencia es posible calcular la porosidad a través de este registro. En general, cuanto más densa o consolidada sea una formación, menor será el tiempo de tránsito del intervalo (Peters, 2012). El tiempo de tránsito es el recíproco de la velocidad de la onda de sonido.

Descripción de la herramienta

Es común utilizar sistemas de compensación cuando la sonda no es paralela a la pared del agujero o cuando existe un aumento en el diámetro del agujero, estos sistemas ocupan dos transmisores y al menos dos receptores. Las sondas tienen 5 metros de longitud y 15 centímetros o menos de diámetro. El rango óptimo de efectividad de la sonda está entre 5 y 20% de porosidad. Esta herramienta es más eficaz en formaciones consolidadas y compactas. En formaciones donde la roca no está consolidada o compactada, la lectura del tiempo de tránsito es afectada por los fluidos de la formación (Arroyo, 1985). Este registro se toma ya sea en agujeros entubados o en agujeros descubiertos (Schlumberger, 1989).

Presentación del registro

El tiempo de tránsito se registra en $\mu\text{s}/\text{ft}$. Los valores de tiempo de tránsito en el registro sónico incrementan de derecha a izquierda y la escala más utilizada varía entre 40 y 140 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

La curva del tiempo de tránsito y la curva de porosidad por lo general son graficadas de forma lineal en las columnas 2 y 3 del registro, mientras que en la primera columna del registro es muy común tener siempre un registro calliper y un registro de rayos gamma o un SP (Bassiouni, 1994) (**Figura 3.5**). Es común que este registro se tome junto con el de densidad o el neutrón.

Aplicaciones

- Determinar el tipo de litología
- Estudios de compactación
- Determinar la porosidad primaria y secundaria de las formaciones
- Determinar la presencia de gas en combinación con el registro neutrón
- Correlación e interpretación sísmica.

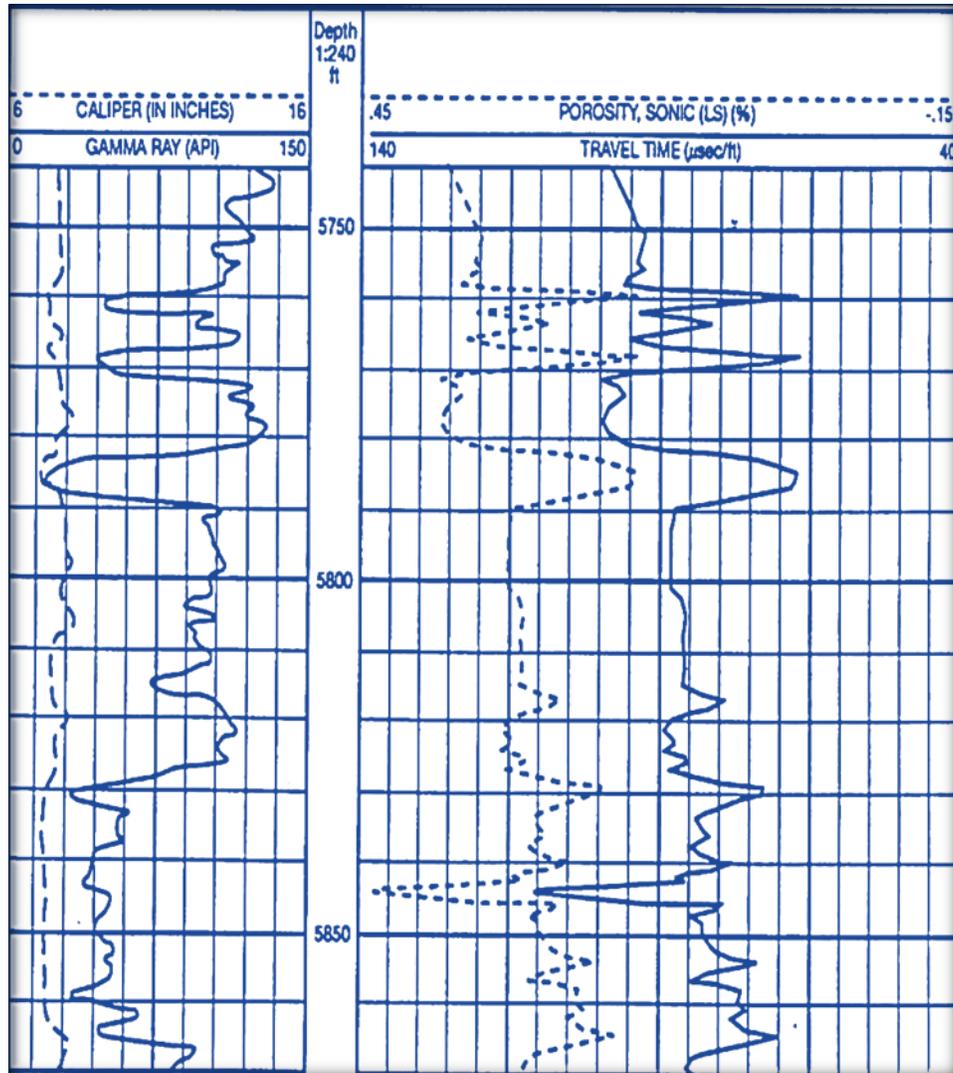


Figura 3.5.- Ejemplo de un registro sónico (Well logging 1-UNAL-Med, 2015). Recuperado de <https://sites.google.com/site/welloggingunalmed/home/registro-sonico-y-propiedades-acusticas-de-la-formacion>.

3.1.6.- Registro de densidad

Principio de medición

Una fuente emite rayos gamma en cualquier dirección, los rayos gamma son disipados por efecto Compton o son absorbidos por efecto fotoeléctrico. El efecto Compton se presenta cuando los rayos gamma (partículas a alta velocidad) chocan con los electrones de la formación donde continúan con su trayectoria, pero con menor energía. Con este registro se determina indirectamente la densidad de la roca, ya que la intensidad de rayos gamma que se detecte será inversamente proporcional a la densidad de la formación (Arroyo, 1985). En las formaciones de baja densidad (alta porosidad) se detectan más rayos gamma.

Descripción de la herramienta

El registro de densidad es un dispositivo colocado en un patín pegado contra la pared del pozo, consiste en una fuente que emite rayos gamma y dos receptores que detectan la emisión. La sonda de densidad es más efectiva donde la porosidad es heterogénea y los rangos varían entre 10 y 35% (Arroyo, 1985).

Presentación del registro

Este registro mide la densidad en gr/cm^3 . Las escalas más utilizadas son la de 1.95 a 2.95 y la de 2 a 3 gr/cm^3 donde la densidad aumenta de izquierda a derecha. Comúnmente se grafica en el carril 2 junto con la curva del registro fotoeléctrico (PEF) mientras que en el carril 1 es común tener la curva del registro rayos gamma junto con la del registro caliper (**Figura 3.6**).

Aplicaciones

- Se utiliza para determinar la porosidad
- Proporciona un valor muy exacto de la porosidad efectiva en arenas arcillosas
- En combinación con otras herramientas proporciona información sobre la litología, contenido de arcilla y saturación de fluidos
- Se puede predecir zonas anormales (sobre o bajo presionadas)
- Se puede detectar con ayuda de otros registros la presencia de gas en la formación.

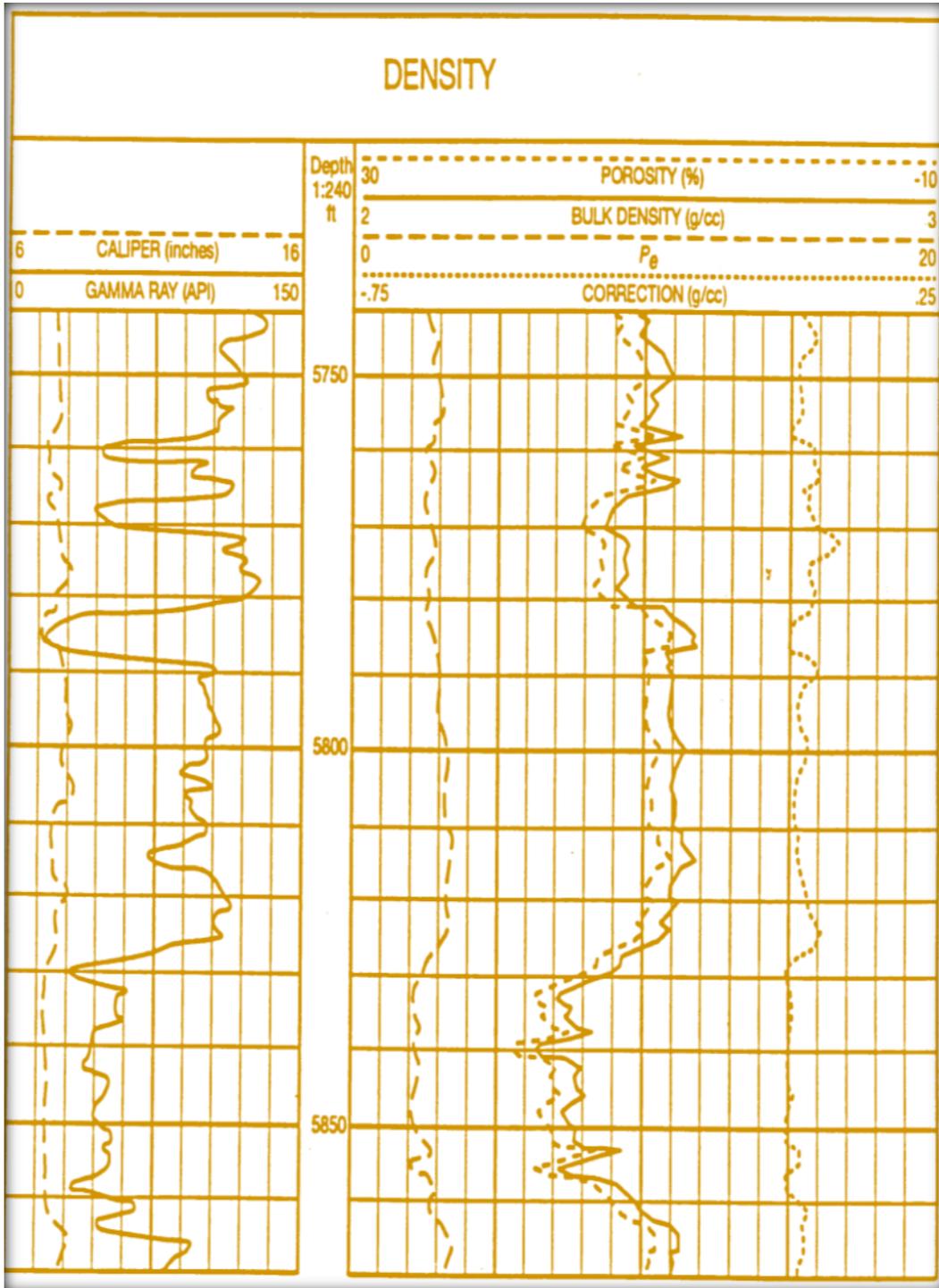


Figura 3.6.- Ejemplo de un registro de densidad (Well logging 1-UNAL-Med, 2015). Recuperado de <https://sites.google.com/site/welloggingunalmed/home/5-registro-densidad-pe>

3.1.7.- Registro de neutrones

Principio de medición

Una fuente radioactiva colocada en la sonda emite neutrones de alta energía. Los neutrones son partículas eléctricamente neutras, tienen una masa casi idéntica a la de un átomo de hidrógeno. Los neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación, con cada colisión el neutrón pierde una parte de su energía, la mayor pérdida de energía se presenta cuando el neutrón choca con un núcleo de masa igual, es decir, un núcleo de hidrógeno. El núcleo de captura se excita intensamente y emite un rayo gamma de captura de alta energía. Dependiendo del tipo de la herramienta ya sea que capturan rayos gamma o neutrones, estos son contados por un detector en la sonda, el ritmo de conteo en el detector incrementa por el decremento de la concentración de hidrogeno (Schlumberger, 1989). Como el agua y el aceite contienen aproximadamente la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, por lo tanto, reflejan la cantidad de espacio poroso lleno de líquido en las formaciones.

Descripción de la herramienta

La herramienta más utilizada es la CNL (Compensated Neutron Log), la cual no se toma en agujeros entubados. Esta herramienta es de tipo mandril, es instrumento de detección de neutrones térmicos. La relación de las tasas de conteo de los dos detectores es procesada por el equipo de superficie para producir un registro del índice de porosidad de neutrón, el uso de un sistema de dos detectores reduce los efectos de agujero (Arroyo, 1985). Además, es sensible a las lutitas debido a los hidroxilos asociados con la estructura mineral de arcilla. La resolución vertical es de 2 ft y la profundidad de investigación es de 10'' aproximadamente (Schlumberger, 1989).

Presentación del registro

Este registro se calibra en calizas. Las unidades del registro de neutrón son API. La escala que se utiliza con más frecuencia es de -10 a 30 o de -15 a 45 donde la porosidad aumenta de derecha a izquierda. Normalmente este registro se grafica junto con la curva del registro de densidad o del sónico en los carriles 2 y 3, mientras que en el carril 1 normalmente se encuentra el registro de rayos gamma (**Figura 3.7**).

Aplicaciones

- Determinar la porosidad
- Detectar zonas de gas
- Identificar contactos de gas-liquido
- Determinar el límite entre capas
- Identificar la litología
- Analizar el contenido de arcilla

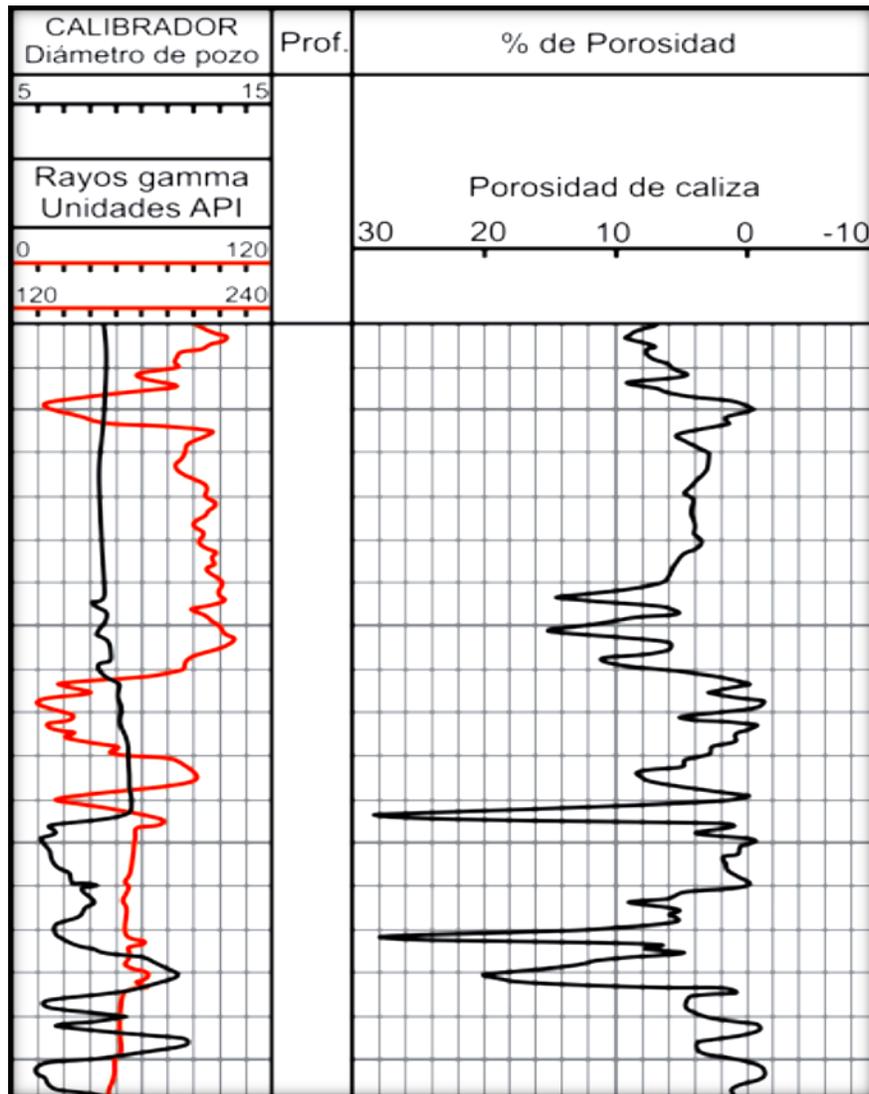


Figura 3.7.- Ejemplo de un registro neutrón (Gómez, 1975).

3.2.- Obtención de temperatura, volumen de arcilla, contenido orgánico total y porosidades total y efectiva, a partir de registros geofísicos

3.2.1.- Determinación de temperatura

La temperatura depende del gradiente geotérmico existente en una columna de estratos a su vez el gradiente de temperatura depende del tipo de roca y del flujo de calor. En rocas con componentes arcillosos es común que el gradiente geotérmico aumente. Una forma de determinar la temperatura es mediante el registro de la temperatura diferencial, el cual toma lectura de la temperatura entre dos puntos de un pozo mientras se está perforando. El registro se lleva a cabo mediante dos sensores, uno ubicado en el fondo del pozo y otro colocado en el equipo de perforación, los resultados se restan para obtener la temperatura en un punto.

Otra forma de obtener de obtener el valor de la temperatura de acuerdo a la profundidad es mediante la corrida de un registro de temperatura que es tomado junto a los registros de presión de fondo fluyendo (*RPFF*) o cerrado (*RPFC*) (López-Aguirre, 2016). Este registro proporciona directamente el valor de la temperatura en varios puntos de la zona de interés.

3.2.2.- Determinación del volumen de arcilla

La determinación del volumen de arcilla en las formaciones de rocas se puede realizar con base en la información arrojada por el registro rayos gamma (*GR*). Inicialmente se calcula el índice de arcillosidad (I_{sh}) mediante la siguiente ecuación:

$$I_{sh} = \left(\frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \right) \quad (3.1)$$

donde:

GR_{log} → es el valor de interés leído en el registro GR

GR_{min} → es el valor mínimo leído en el registro GR

GR_{max} → es el valor máximo leído en el registro GR

I_{sh} → es el índice de arcillosidad

Con la ecuación anterior se puede asumir que el volumen de arcilla es igual al índice de arcillosidad ($V_{sh} = I_{sh}$), pero esta suposición tiende a sobreestimar el cálculo del contenido de arcilla. Existen varias correlaciones empíricas que permiten estimar el valor del volumen de arcilla de manera más precisa que la suposición anterior, estas correlaciones se aplican de acuerdo a la edad geológica que posean las rocas que se estén analizando. Las correlaciones más recurridas son las de Stieber, Clavier y Larionov y se expresan mediante las siguientes ecuaciones:

Para rocas del Cenozoico se utiliza la ecuación de Larionov (1969):

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7 * I_{sh}} - 1) \quad (3.2)$$

Para rocas del Mesozoico se utiliza la ecuación de Clavier (1971):

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2]^{0.5} \quad (3.3)$$

Para rocas del Jurásico Superior se utiliza la ecuación de Stieber (1970):

$$V_{sh} = \left(\frac{I_{sh}}{3 - 2 * I_{sh}} \right) \quad (3.4)$$

Para rocas del Jurásico Inferior se utiliza la ecuación modificada de Larionov (1969):

$$V_{sh} = 0.33(2^{2 * I_{sh}} - 1) \quad (3.5)$$

donde:

V_{sh} → es el volumen de arcilla

3.2.3.- Determinación del contenido orgánico total

- *Método de Hester y Schmoker (1983)*

Este método considera que la roca en estudio está constituida de una matriz, fluidos intersticiales en los poros, pirita y materia orgánica.

Inicialmente se calcula la densidad volumétrica de la formación (ρ), la cual está asociada a las densidades y a los volúmenes fraccionales (\emptyset) de los componentes antes mencionados como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\rho = \emptyset_o \rho_o + \emptyset_p \rho_p + \emptyset_i \rho_i + (1 - \emptyset_o - \emptyset_p - \emptyset_i) \rho_m \quad (3.6)$$

donde:

ρ_o , ρ_p , ρ_i , y ρ_m \rightarrow representan la materia orgánica, la pirita, los fluidos y la matriz, respectivamente.

Schmoker y Hester (1983) presentaron una ecuación para calcular el valor del contenido orgánico total (*COT*) en función de la densidad de la formación y en la que se debe definir los valores de la densidad de la materia orgánica y de los fluidos para el área que se esté analizando. Dicha ecuación se expresa como sigue:

$$COT = \frac{[(100\rho_o)(\rho - 0.9922\rho_{mi} - 0.039)]}{R_p(\rho_o - 1.135\rho_{mi} + 0.675)} \quad (3.7)$$

donde:

ρ_o \rightarrow es la densidad de la materia orgánica [gr/cm³]

ρ_{mi} \rightarrow es la densidad de los fluidos intersticiales en los poros y la matriz mineral [gr/cm³]

R_p \rightarrow es la relación de materia orgánica a carbón orgánico [wt.%]

COT \rightarrow es el contenido orgánico total [wt.%]

En este método se considera que la principal razón de los cambios en la densidad de formación en lutitas bien compactadas con riqueza orgánica es la variación en el contenido de materia orgánica.

○ *Método de Passey et al. (1990)*

En este método se considera que las rocas se componen de la matriz, materia orgánica sólida y fluidos. Este método permite determinar el contenido orgánico total (*COT*) de las lutitas a partir de la respuesta que arrojan los registros de porosidad y resistividad, comúnmente se utiliza el registro sísmico y el de resistividad profunda. Inicialmente se procede a calcular $\Delta \log R$, para determinar este parámetro se deben superponer ambas curvas, se debe graficar 100 $\mu\text{s}/\text{ft}$ por dos ciclos logarítmicos de resistividad. Cuando las curvas se junten en un intervalo significativo se podrá establecer la línea base, la cual corresponderá a una zona con rocas no generadoras. Los intervalos ricos en materia orgánica pueden identificarse mediante la separación de curvas. La diferencia de dichos registros se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{base}} \right) + 0.02(DT - DT_{base}) \quad (3.8)$$

donde:

$R \rightarrow$ es la resistividad leída del intervalo de interés [Ωm]

$R_{base} \rightarrow$ es la resistividad leída en la línea base [Ωm]

$DT \rightarrow$ es el tiempo de tránsito leído del intervalo de interés [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

$DT_{base} \rightarrow$ es el tiempo de tránsito leída en la línea base [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

$\Delta \log R \rightarrow$ es la diferencia ente los valores leídos de los registros

La separación está relacionada linealmente con el contenido orgánico total y es función de la madurez, el parámetro que relaciona lo anterior es el grado de madurez térmica (*LOM*). La ecuación que permite el estimar el valor del contenido orgánico es la siguiente:

$$COT = \Delta \log R * 10^{[2.297 - (0.1688 * LOM)]} \quad (3.9)$$

donde:

LOM → es el nivel de metamorfismo orgánico (grado de madurez térmica)

COT → es el contenido orgánico total [wt.%]

Comúnmente el valor de *LOM* es obtenido a partir de mediciones de núcleos a partir de análisis geoquímicos como la reflectancia de la vitrinita. Dicho parámetro puede tomar valores entre 6 y 14, los valores menores a 12 corresponden a rocas generadoras, los valores superiores a 12 corresponden a rocas con demasiada madurez térmica.

3.2.4.- Determinación de porosidades total y efectiva

La porosidad total es comúnmente obtenida a partir del registro sísmico y el de densidad.

○ Método de Wyllie et al. (1956)

Este autor analizó areniscas compactas, consolidadas y limpias, consideró que es posible calcular la porosidad con base en la respuesta que arroja el registro sísmico mediante una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito, estableció que el tiempo en que tardan las ondas en atravesar las rocas corresponde a la suma del tiempo en que las ondas pasan por la matriz y el fluido, la ecuación que permite calcular la porosidad es la siguiente:

$$\phi_r = \frac{DT_{log} - DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}} \quad (3.10)$$

donde:

DT_{log} → es el tiempo de transito leído del registro sísmico [μ s/ft]

DT_{ma} → es el tiempo de tránsito de la matriz de roca [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

DT_f → es el tiempo de tránsito del fluido presente en la formación [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

Φ_T → es la porosidad total [v/v]

El tiempo de tránsito de la matriz de roca es de 62.5 a 167 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] para la arcilla, de 51 a 55.5 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] para la arenisca, de 43.5 a 47.6 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] para la caliza y de 43.5 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] para la dolomita. El tiempo de tránsito comúnmente utilizado para el agua de formación es de 189 [$\mu\text{s}/\text{ft}$].

Para estimarla la porosidad efectiva se hace uso de la siguiente ecuación, la cual considera el efecto del agua contenida en las arcillas:

$$\Phi_{Efect} = \Phi_T - \left(\frac{DT_{sh} - DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}} * V_{sh} \right) \quad (3.11)$$

donde:

DT_{sh} → es el tiempo de tránsito de las arcillas [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

Φ_{Efect} → es la porosidad efectiva [v/v]

○ *Método de Raymer et al. (1980)*

Este autor estableció esta correlación con base en observaciones entre el tiempo de tránsito y la porosidad en el yacimiento, por lo que propusieron una ecuación de segundo grado en la que se relaciona ambas propiedades. La presente correlación proporciona resultados precisos en un amplio rango de porosidades, es aplicable a rocas con velocidades consistentes de acuerdo a la litología analizada. Además, es posible calcular la porosidad en arenas de baja velocidad no consolidadas sin la necesidad de realizar una corrección por la falta de compactación, la expresión obtenida es la siguiente:

$$DT = \left(\frac{(1 - \emptyset)^2}{DT_{ma}} + \frac{\emptyset}{DT_f} \right)^{-1} \quad (3.12)$$

donde:

DT → es el tiempo de tránsito medido por el registro sísmico [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

DT_f → es el tiempo de tránsito del fluido [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

DT_{ma} → es el tiempo de tránsito de la matriz [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

\emptyset → es la porosidad de la formación [v/v]

○ *Método de Raider. (1986)*

Este autor propuso esta correlación para calcular la porosidad a partir del registro de densidad, considero que para llevar a cabo la estimación de esta propiedad es necesario definir las densidades de los elementos que influyen en la porosidad del yacimiento, es decir, la densidad de la matriz y la densidad del fluido. La ecuación que permite calcular la porosidad se muestra a continuación:

$$\emptyset = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3.13)$$

donde:

ρ_{ma} → es la densidad de la matriz de roca [gr/cm^3]

ρ_b → es la densidad de la formación leída del registro [gr/cm^3]

ρ_f → es la densidad del fluido presente en la formación [gr/cm^3]

\emptyset → es la porosidad [v/v]

La densidad de las arcillas varía entre 2.35 y 2.65 [gr/cm³], para las areniscas es de 2.65 [gr/cm³], para las calizas es de 2.71 [gr/cm³], para las dolomitas es de 2.87 [gr/cm³] y la densidad del agua de formación es de 1.01 [gr/cm³].

○ *Método de Raiga-Clemanceau et al. (1988)*

Este autor propuso esta correlación empírica para estimar la porosidad utilizando la respuesta del registro acústico, dicha expresión es aplicable a diferentes litologías, ya que para calcular la porosidad es necesario definir el tiempo de tránsito y el valor del exponente x de acuerdo a la matriz de roca que se esté estudiando, dicha expresión se muestra de la siguiente manera:

$$\emptyset = 1 - \left(\frac{DT_{ma}}{DT}\right)^{\frac{1}{x}} \quad (3.14)$$

donde:

DT_{ma} → es el tiempo de transito de la matriz [μs/ft]

DT → es el tiempo de transito medido por el registro sísmico μs/ft]

\emptyset → es la porosidad [v/v]

El exponente x es un parámetro que tiene un valor específico y depende de la matriz de la roca que se esté analizando, es decir, para rocas con contenido de sílice $x=1.60$, para rocas con contenido de calcita $x=1.76$ y para rocas con contenido de dolomía $x=2.0$. Este exponente está relacionado con el tiempo de tránsito de la matriz de roca, por lo que se calcular mediante la siguiente ecuación:

$$x = 55.196 * DT_{ma}^{-0.8843} \quad (3.15)$$

3.3.- Inversión petrofísica para la obtención de fracciones minerales y saturación de fluidos

Debido a la complejidad de los yacimientos no convencionales es necesario recurrir a métodos que permitan obtener estimaciones más precisas de las propiedades petrofísicas de las rocas. Uno de estos métodos es la inversión petrofísica donde se procesa e interpreta datos provenientes de los registros geofísicos.

Se recurre a la inversión conjunta de registros porque permite discretizar la distribución espacial de la arcilla, la cual es importante para el cálculo de la porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de hidrocarburos. Comúnmente en la inversión conjunta de registros aplicada a un modelo para rocas clásticas se asume solo la existencia de porosidad primaria debido a que se realiza bajo condiciones ideales. Lo anterior se lleva a cabo mediante la simulación de las velocidades de ondas elásticas y de la conductividad eléctrica presentes en las areniscas y en las rocas arcillosas donde se recurre a un modelo unificado de microestructura (Avalos et al., 2017). Para realizar una interpretación con el método de inversión petrofísica se requiere tener información proveniente de registros geofísicos tales como:

- Resistividad (Rt)
- Rayos gamma (GR)
- Porosidad neutrón ($NPHI$)
- Densidad ($RHOB$)
- Sonico ($DTCO$ y $DTSM$)

En términos generales el modelo de la inversión conjunta permite estimar propiedades de las rocas en función de la respuesta que arrojan los registros geofísicos. Aquino-López et al. 2011, establece que esto se puede resolver usando un modelo unificado del espacio poroso y el método denominado aproximación del medio efectivo, dicho método se usa para obtener las velocidades elásticas y la conductividad eléctrica. La función que se utiliza para estimar los parámetros petrofísicos a partir de información de registros geofísicos se presenta en la siguiente ecuación:

$$WR(Rk - R^*/Rk)^2 + WV_p(V_pk - V_p^*/V_pk)^2 + WV_s(V_sk - V_s^*/V_sk)^2 + \quad (3.16)$$

$$W\rho(\rho k - \rho^*/\rho k)^2 + W\emptyset(\emptyset k - \emptyset^*/\emptyset k)^2 = (V_{cdis}, V_{cest}, V_{clam}, V_{fl})$$

donde:

Rk → es la resistividad simulada

V_pk → es la velocidad de la onda compresional simulada

V_sk → es la velocidad de la onda de corte simulada

ρk → es la densidad simulada

$\emptyset k$ → es la porosidad simulada

$R^*, V_p^*, V_s^*, \rho^*$ y \emptyset^* → son los valores de las propiedades obtenidos de los registros

$WR, WV_p, WV_s, W\rho$ y $W\emptyset$ → son los coeficientes de ponderación (pesos)

La ecuación anterior se aplica a cada profundidad (k) a lo largo del intervalo en el que se realizará la inversión, es decir, se aplica para cada una de las mediciones de las propiedades físicas. El peso se calcula por medio del inverso de la dispersión de los datos (valor máximo menos el valor mínimo). Esto implica que el proceso es iterativo y para encontrar el mínimo, se cambian los parámetros del modelo para calcular el sintético y compararlo con los datos del pozo (Avalos et al., 2017).

El modelo de inversión petrofísica para formaciones areno-arcillosas, está compuesto de tres niveles de homogenización (a nivel de poro, a nivel de arena y a nivel de formación) con la finalidad de tener información a diferentes resoluciones, desde la micro hasta la macro resolución (Aquino et al., 2011). Con esta metodología se determina la distribución de la arcilla para una mejor estimación de propiedades petrofísicas en yacimientos areno-arcillosos, por lo tanto, se puede establecer que la inversión conjunta es un método de interpretación utilizado para la evaluación petrofísica.

3.4.- Registros sintéticos necesarios para la caracterización geomecánica de pozos

Los registros sintéticos son correlaciones empíricas que permiten generar una respuesta similar a la de los registros geofísicos de pozo. Las ecuaciones que permiten generar las curvas sintéticas están en función de diferentes parámetros, por lo que se necesita de datos geológicos, geofísicos y petrofísicos. En la mayoría de los casos estos parámetros se obtienen de registros geofísicos, la calidad del registro sintético depende de la calidad del registro de entrada que se utilice. Los registros sintéticos se generan principalmente por la ausencia de información de registros geofísicos de pozo, la falta de disponibilidad de información se debe a que hay ocasiones en las que no se pueden tomar los registros geofísicos debido a los altos costos que esto conlleva o a problemas que se presentan durante la perforación. Las correlaciones a partir de las cuales los registros sintéticos son generados, involucran una combinación de diferentes técnicas.

La intención de contar con registros sintéticos se debe a que tienen varias aplicaciones entre las que se destacan las siguientes:

- En la sísmica, donde es necesaria la modelación de los registros sísmicos y densidad para poder obtener y crear los sismogramas sintéticos.
- En el cálculo de parámetros petrofísicos, como la porosidad, el volumen de arcilla, la saturación de agua, etc.
- En la evaluación geomecánica de pozos.

Las siguientes correlaciones son recurridas para generar registros sísmicos y de densidad sintéticos:

3.4.1.- Obtención del registro sísmico a partir del registro de resistividad

- *Correlación de Faust (1953)*

Este autor analizó datos obtenidos de 500 pozos perforados en estratos de arenisca y lutita, el resultado de este análisis fue obtener la presente correlación que permite construir un registro sísmico sintético a partir del registro de resistivo, estableció que dichas propiedades

varían de acuerdo a la profundidad y la litología. La ecuación obtenida se muestra a continuación:

$$DT = 513.3 * (Prof * R_T)^{-0.1667} \quad (3.17)$$

donde:

$Prof$ → es la profundidad [ft]

R_T → es la resistividad de la zona no invadida [Ω m]

DT → es el tiempo de transito de la onda compresional [μ s/ft]

○ *Correlación de Smith et al. (1979)*

En esta correlación se estableció una relación entre la resistividad de la formación y el tiempo de tránsito compresional con datos provenientes del Mississippi y Pennsylvania. Lo anterior debido a que comúnmente no se tiene datos del registro sísmico, es por ello que propuso utilizar datos sintéticos ante dicha ausencia, ya que mediante el uso de dicha relación empírica posibilita la obtención del registro sísmico a partir del registro de resistividad, dicha ecuación se muestra a continuación:

$$DT = 94.2 * (R_T)^{-0.15} \quad (3.18)$$

donde:

R_T → es la resistividad de la zona no invadida [Ω m]

DT → es el tiempo de transito de la onda compresional [μ s/ft]

3.4.2.- Obtención del registro de densidad a partir del registro sísmico

- *Correlación de Gardner et al. (1974)*

Para generar esta correlación se realizó una gran cantidad de análisis de laboratorio y de campo de diferentes tipos de roca saturadas de salmuera (no considero a las evaporitas). Analizó un amplio rango de velocidades de la onda compresional y un rango menor de densidades para las rocas sedimentarias que más predominan, dicho datos provenían de varias cuencas de diversas edades geológicas y ubicadas a diferentes profundidades (hasta 25000 [ft]). Relacionó la densidad y la velocidad de la onda compresional porque tienen una relación significativa con el uso de los métodos geofísicos (sísmica) y su efectividad para encontrar trampas estratigráficas. La relación generada es la siguiente:

$$\rho = 0.23 * V_p^{0.25} \quad (3.19)$$

donde:

V_p → es la velocidad de la onda compresional [ft/s]

ρ → es la densidad de la formación [gr/cm³]

- *Correlación de Bellotti et al. (1979)*

Esta correlación fue propuesta inicialmente para calcular el gradiente de sobrecarga en función la densidad de la formación y esta última a partir del tiempo de tránsito. Se aplicaron las expresiones generadas a diferentes formaciones donde se estableció que la ecuación 3.20 arroja datos muy cercanos a la respuesta del registro de densidad (*FDC*) y que la ecuación 3.21 es aplicable a formaciones no cementadas. La ecuación 3.21 se puede aplicar, para efectos de simplicidad, a todas las formaciones encontradas para evitar hacer la distinción entre formaciones cementadas y no cementadas. Dichas ecuaciones se muestran a continuación:

- a) Para formaciones cementadas y compactadas:

$$\rho = 3.28 - \left(\frac{DT}{89} \right) \quad (3.20)$$

b) Para formaciones no cementadas:

$$\rho = 2.75 - 2.11 * \left(\frac{DT - DT_{ma}}{DT + 200} \right) \quad (3.21)$$

donde:

DT → es el tiempo de transito de la onda compresional [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

DT_{ma} → es el tiempo de transito de la matriz [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

ρ → es la densidad de la formación [gr/cm^3]

○ *Correlación de Lindseth (1979)*

Este autor propuso esta correlación basándose en la correlación de Gardner donde considero establecer una relación lineal entre la impedancia acústica (ρV_p) y la velocidad de la onda compresional (V_p). Además, identificó que de acuerdo a la tendencia que se presentaba entre dichas propiedades era posible predecir el tipo de roca. Despejando ρ de dicha relación se obtiene la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{V_p - 3460}{0.308 * V_p} \quad (3.22)$$

donde:

V_p → es la velocidad de la onda compresional [ft/s]

ρ → es la densidad de la formación [gr/cm^3]

3.5.- Obtención de parámetros elásticos

3.5.1.- Obtención de la velocidad de la onda de corte (V_s) mediante correlaciones empíricas (registros sintéticos).

Es necesario conocer el valor de la velocidad de la onda compresional (V_p) y de la velocidad de la onda de corte (V_s) para la estimación de los parámetros elásticos. Las velocidades de onda pueden ser obtenidas mediante los registros geofísicos. La velocidad de la onda compresional puede ser estimada obteniendo el inverso de la respuesta que arroja el registro DTCO y la velocidad de la onda de corte puede ser calculada mediante la determinación del inverso de la respuesta que arroja el registro *DTSM*. Sin embargo, en ocasiones no se puede tomar alguno de los registros geofísicos antes mencionados debido a que surgen problemas durante la perforación de pozos o por el alto costo que conlleva tomar estos registros. Ante la falta de disponibilidad de datos es común recurrir a correlaciones empíricas que permiten obtener las curvas de velocidad de onda. Las correlaciones empíricas más recurridas son las siguientes:

- *Correlación de Eberhart-Phillips et al. (1989)*

Para obtener esta correlación realizaron análisis de laboratorio a 64 muestras diferentes de areniscas saturadas de agua con variaciones en el contenido orgánico para determinar cómo influye el esfuerzo efectivo vertical, la porosidad y el volumen de arcilla en las velocidades de la onda compresional y de corte. Establecieron que un aumento en el valor de V_p/V_s puede indicar una disminución del esfuerzo efectivo vertical, una disminución de la porosidad o un aumento del contenido de arcilla o alguna combinación de lo anterior. Esta correlación incluye una ecuación que permite estimar el valor de la velocidad de la onda compresional en caso de no conocer dicho valor y otra ecuación que permite estimar el valor de la velocidad de la onda de corte, por lo tanto, la estimación de la una velocidad no depende de la otra. Las siguientes ecuaciones son las propuestas por para obtener las velocidades de onda.

$$V_p = 5.77 - (6.94 * \emptyset) - (1.73 * V_{sh}^{0.5}) + 0.446 * (\sigma_{ef} - 1 * e^{-16.7 * \sigma_{ef}}) \quad (3.23)$$

$$V_s = 3.7 - (4.94 * \emptyset) - (1.57 * V_{sh}^{0.5}) + 0.361 * (\sigma_{ef} - 1 * e^{-16.7 * \sigma_{ef}}) \quad (3.24)$$

donde:

$\emptyset \rightarrow$ es la porosidad obtenida del registro densidad [v/v]

$V_{sh} \rightarrow$ es el volumen de arcilla [Adimensional]

$\sigma_{ef} \rightarrow$ es el esfuerzo efectivo vertical [10^3 bar]

$V_p \rightarrow$ es la velocidad de la onda compresional [km/s]

$V_s \rightarrow$ es la velocidad de la onda de corte [km/s]

Correlación de Williams (1990)

Esta correlación surgió del análisis de datos de registros sísmicos donde se comparó la relación entre la velocidad de la onda compresional y la velocidad de la onda de corte V_p/V_s contra los datos medidos del registro *DTSM* para diferenciar las rocas saturadas de agua de las rocas saturadas de hidrocarburos, de acuerdo a la tendencia que presentaron dichos datos se obtuvieron las siguientes ecuaciones aplicables a areniscas y lutitas:

a) Areniscas:

$$V_s = 0.846 * V_p - 1.088 \quad (3.25)$$

b) Lutitas:

$$V_s = 0.784 * V_p - 0.893 \quad (3.26)$$

- *Correlación de Greenberg-Castagna (1992)*

Esta correlación se originó con la finalidad estimar la velocidad de la onda de corte a partir del análisis de rocas con variedad mineralógica saturadas de salmuera, donde dicha velocidad se aproxima mediante un promedio aritmético y armónico de las velocidades de la onda de corte de las rocas puras, es decir, que no presentan variedad mineralógica. Además, establecieron coeficientes de regresión polinomiales representativos para las rocas con un solo mineral, es decir, areniscas, calizas, dolomitas y lutitas que contienen minerales como cuarzo, calcita, dolomita o arcilla, respectivamente y fluidos como agua, aceite o gas. Esta correlación es de las más utilizadas para estimar el valor de la velocidad de la onda de corte debido a que puede aplicarse a diferentes tipos de litologías. La ecuación propuesta para calcular dicha velocidad es la siguiente:

$$V_s = (a * V_p^2) + (b * V_p) + c \quad (3.27)$$

donde:

Los coeficientes a, b y c para las litologías antes mencionadas son los siguientes:

Para las areniscas: a=0, b=0.80416 y c=-0.85588

Para las calizas: a=-0.05508, b=1.01677 y c=-1.03049

Para las dolomitas: a=0, b=0.58321 y c=-0.07775

Para las lutitas: a=0, b=0.76969 y c=-0.88735

- *Correlación Mavko et al. (1998)*

Esta correlación se propuso a partir del análisis de areniscas de acuerdo a su porosidad y contenido de arcilla, es por ello que se propuso dos ecuaciones para la obtención de la velocidad de la onda de corte de acuerdo al contenido de arcilla presente. Las siguientes ecuaciones son aplicables a rocas con contenido de arcilla menor al 25% y mayor al 25%, respectivamente:

$$V_s = 0.754 * V_p - 0.657 \quad (3.28)$$

$$V_s = 0.842 * V_p - 1.099 \quad (3.29)$$

Además, se estableció dos ecuaciones para obtener la velocidad de la onda de corte de acuerdo a la porosidad presente. Las siguientes ecuaciones son aplicables a rocas con porosidad menor al 15% y mayor al 15%, respectivamente:

$$V_s = 0.853 * V_p - 1.137 \quad (3.30)$$

$$V_s = 0.756 * V_p - 0.662 \quad (3.31)$$

Posterior a la obtención de la curva de la velocidad de la onda compresional se debe aplicar varias de las correlaciones antes mencionadas para la obtención de la velocidad de la onda de corte, si se tienen datos medidos de pozos cercanos se deben comparar las curvas V_s obtenidas a partir del registro *DTSM* y las curvas V_s sintéticas para determinar en qué litologías se ajustan las correlaciones aplicadas.

3.5.2.- Módulo de Young (E)

El módulo de Young es una medida de la resistencia de las rocas a la deformación debido a un esfuerzo de tensión (Tiab y Donaldson, 2015). Es decir, este parámetro elástico describe la relación existente entre el esfuerzo longitudinal (de tensión) aplicado a un cuerpo rocoso y la deformación transversal debido a dicho esfuerzo. Se considera que la deformación que se presenta es elástica ya que cuando se elimina el esfuerzo de tensión sobre el sistema rocoso este adquiere las dimensiones iniciales, por lo que se presenta la ley de Hooke. La ecuación que permite para calcular este parámetro en función de la velocidad de la onda compresional y de corte es la siguiente:

$$E = \frac{\rho * V_s^2 * (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (3.32)$$

donde:

ρ → es la densidad de la roca [kg/m³]

V_p → es la velocidad de la onda compresional [m/s]

V_s → es la velocidad de la onda de corte [m/s]

E → es el módulo de Young [Gpa]

3.5.3.- Relación de Poisson (ν)

La relación de Poisson es un parámetro elástico que relaciona la deformación longitudinal y la deformación transversal en las rocas debido a un esfuerzo de compresión longitudinal (Tiab y Donaldson, 2015). La ecuación que permite calcular la magnitud de este parámetro en función de la velocidad de la onda compresional y de corte es la siguiente:

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (3.33)$$

donde:

ν → es la relación de Poisson [Adimensional]

3.5.4.- Parámetro de Lamé (λ)

El primer parámetro de Lamé es un módulo de elasticidad utilizado en la interpretación sísmica (cuantitativa) y geomecánica, pero no tiene interpretación física (López-Aguirre, 2016). La ecuación utilizada para obtener la magnitud de este parámetro en función de la velocidad de la onda compresional y de corte es la siguiente:

$$\lambda = \rho(V_p^2 - 2V_s^2) \quad (3.34)$$

donde:

$\lambda \rightarrow$ es el primer parámetro de Lamé [Gpa]

3.5.5.- Módulo de corte (μ)

El módulo de corte es también denominado como segundo parámetro de Lamé, es una medida de la resistencia de un cuerpo a cambiar de forma (Tiab y Donaldson, 2015). La ecuación utilizada para obtener la magnitud de este parámetro en función de la velocidad de la onda compresional y de corte es la siguiente:

$$\mu = \rho V_s^2 \quad (3.35)$$

donde:

$\mu \rightarrow$ es el módulo de corte [Gpa]

3.5.6.- Módulo volumétrico (K)

El módulo volumétrico o módulo de compresibilidad es la relación entre el cambio en la presión hidrostática (esfuerzo) y la deformación volumétrica correspondiente. (Tiab y Donaldson, 2015). La ecuación para obtener la magnitud de este parámetro a partir de velocidad de la onda compresional y de corte es la siguiente:

$$K = \rho(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2) \quad (3.36)$$

donde:

$K \rightarrow$ es el módulo volumétrico

El módulo volumétrico, también se define como el inverso de la compresibilidad (C).

$$C = \frac{1}{K} \quad (3.37)$$

3.5.7.- Impedancia de corte (I_s)

La impedancia de corte es una medida de la oposición que presentan las rocas ante el paso de una onda de corte, este parámetro está en función de la velocidad de onda de corte y la densidad (Melo, 2016). Cuando se tiene presencia de rocas no consolidadas se tiene una impedancia de corte baja, sin embargo, cuando se tiene presencia de rocas consolidadas se tiene una impedancia de corte alta (Cabrera y Sandoval, 2014). La ecuación que permite obtener el valor de la impedancia de corte es la siguiente:

$$I_s = \rho V_s \quad (3.38)$$

donde:

$I_s \rightarrow$ es la impedancia de corte

3.5.8.- Impedancia compresional (I_p)

La impedancia compresional es una medida de la oposición que presentan las rocas ante el paso de una onda compresional, este parámetro está en función de la velocidad de la onda compresional y la densidad (Melo, 2016). Cuando se tiene presencia de rocas no consolidadas estas poseen una impedancia compresional baja, sin embargo, cuando se tiene presencia de rocas consolidadas dichas rocas presentan una impedancia de corte alta (Cabrera y Sandoval, 2014). La ecuación que permite obtener el valor de la impedancia compresional es la siguiente:

$$I_p = \rho V_p \quad (3.39)$$

donde:

I_p → es la impedancia compresional

3.6.- Obtención de parámetros de resistencia

3.6.1.- Resistencia a la compresión uniaxial (*UCS*)

La resistencia a la compresión sin confinamiento o *UCS* (por sus siglas en inglés) representa el valor del esfuerzo que se necesita para que se presente una falla en una roca, es decir, el máximo esfuerzo que soporta una roca sometida a compresión uniaxial (Galvis et al., 2011).

Uno de los métodos para determinar esta propiedad es mediante una prueba de laboratorio, dicha prueba consiste en someter a compresión un cilindro recto de una muestra de roca iniciando con una presión de confinamiento igual a cero, la cual se incrementa hasta que se presente una falla. Otra forma de estimar la *UCS* ante la falta de información de pruebas de laboratorio es mediante correlaciones, dichas correlaciones están disponibles para aplicarlas de acuerdo al tipo de roca. La correlación que permite estimar la resistencia a la compresión uniaxial aplicable a lutitas es la siguiente:

- *Correlación de Horsrud (2001)*

Esta correlación es obtenida mediante el estudio de las lutitas del Mar del Norte, permite estimar el valor de la resistencia a la compresión uniaxial en función de las propiedades físicas de las rocas. La ecuación que permite obtener la magnitud de la resistencia a la compresión uniaxial en función de la velocidad de la onda compresional es la siguiente:

$$UCS = 0.77V_p^{2.93} \quad (3.40)$$

La ecuación que permite obtener la magnitud de la resistencia a la compresión uniaxial en función de la porosidad es la siguiente:

$$UCS = 243.6\phi^{-0.96} \quad (3.41)$$

donde:

V_p → es la velocidad de la onda de compresión [km/s]

\emptyset → es la porosidad [v/v]

UCS → es la resistencia a la compresión sin confinamiento [Mpa]

La ecuación que permite obtener la magnitud de la resistencia a la compresión uniaxial en función del tiempo de tránsito es la siguiente:

$$UCS = 0.77 \left(\frac{304.8}{DT} \right)^{2.93} \quad (3.42)$$

donde:

DT → es el tiempo de tránsito de la onda de compresión [μ s/ft]

UCS → es la resistencia a la compresión sin confinamiento [Psi]

3.6.2.- Ángulo de fricción (Φ)

El ángulo de fricción es el ángulo cuya tangente está definida entre una fuerza aplicada a una roca y la fuerza que resiste al deslizamiento debido a la fuerza aplicada a dicha roca. El ángulo de fricción indica la resistencia de una roca a ser desplazada bajo presión de confinamiento (Lizcano, 2015). El ángulo de fricción depende de la mineralógica, de la densidad, de la presión normal y del tamaño y forma de las partículas.

El ángulo de fricción se puede determinar mediante pruebas de laboratorio y correlaciones. La determinación del ángulo de fricción en el laboratorio consiste en realizar una serie de pruebas triaxiales a diferentes presiones de confinamiento, la pendiente que forma los diferentes círculos de Mohr para diferentes ensayos con diferentes presiones de confinamiento corresponde al ángulo de fricción interna de la roca (López-Aguirre, 2016). Otra manera para determinar el ángulo de fricción es mediante la siguiente correlación:

○ *Correlación de Lal (1999)*

Este autor analizó una extensa base de datos de lutitas, considero que el grado de compactación tiene una gran influencia en la resistencia que pueden presentar estas rocas, por lo que estableció que la resistencia está vinculada con el contenido de agua, la porosidad, la densidad y la velocidad de onda compresional. Es por ello que desarrolló esta correlación para estimar el valor del ángulo de fricción en función de la velocidad de la onda compresional como se muestra a continuación:

$$\Phi = \text{sen}^{-1} \left(\frac{V_p - 1000}{V_p + 1000} \right) \quad (3.43)$$

donde:

V_p → es la velocidad de la onda compresional [km/s]

Φ → es el ángulo de fricción [°]

3.6.3.- Coeficiente de fricción (μ)

En una gráfica τ vs σ , el coeficiente de fricción representa la pendiente de la tendencia lineal. El coeficiente de fricción no es constante, a bajo esfuerzo normal suele ser mayor.

En una columna de estratos las rocas tienen superficies de contacto con otras si las rocas son de partículas angulares presentan fricciones internas altas. Si las rocas son de partículas finas presentan fricciones internas bajas (López-Aguirre, 2016). La ecuación que permite obtener el valor del coeficiente de fricción es la siguiente.

$$\mu = \tan (\Phi) \quad (3.44)$$

donde:

Φ → es el ángulo de fricción interna

μ → es el coeficiente de fricción

3.6.4.- Fuerza de cohesión (S_o)

La cohesión es una medida de la adherencia entre las partículas de una roca debido a las fuerzas de atracción. La cohesión que se produce en las superficies de contacto de las partículas depende de las propiedades físicas y químicas de la roca, también depende del ambiente, el entorno en el que se depositó y de los esfuerzos a los que está sometida (Haddad, 2010).

Esta propiedad se puede determinar a partir de pruebas de resistencia triaxial de laboratorio, en las que las muestras cilíndricas de roca se someten primero a una presión de confinamiento hidrostática y luego se aplica una carga axial hasta que la roca falla. Estas pruebas se realizan a varias presiones de confinamiento, los resultados son graficados como una serie de círculos de Mohr. Además, esta propiedad puede ser determinada mediante la siguiente correlación.

○ *Correlación de Lal (1999)*

Este autor consideró que la resistencia de la roca tiende a aumentar con la compactación, por lo tanto, consideró adecuado suponer que la propiedad en cuestión puede depender de la porosidad, de la densidad y de la velocidad de la onda compresional. Debido que no es posible medir esta propiedad mediante pruebas de laboratorio para toda la columna de estratos, propuso esta correlación analizando una gran cantidad de datos de lutitas donde estableció que es posible utilizar los datos del registro sísmico para estimar la cohesión de la roca en función de la velocidad de la onda compresional o en función del ángulo de fricción interna como se muestra a continuación:

$$S_o = 5 \left(\frac{V_p - 1}{\sqrt{V_p}} \right) = 10 \tan (\Phi) \quad (3.45)$$

donde:

V_p → es la velocidad de la onda compresional [km/s]

Φ → es el ángulo de fricción [°]

S_o → es la fuerza de cohesión [Mpa]

Capítulo 4.- Identificación de zonas con potencial hidrocarburos en lutitas

4.1.- Introducción a la metodología propuesta

El método de las plantillas o diagramas ternarios es utilizado para evaluar la etapa de exploración de un yacimiento. En este método se utiliza las propiedades elásticas de las rocas para generar plantillas que permitan caracterizar simultáneamente la mineralogía (arcilla, calcita y cuarzo), la materia orgánica y los fluidos presentes en las formaciones de rocas (aceite, gas y agua). El método de las plantillas propuesto por Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2016) se construye a partir de un modelo de micromecánica desarrollado por Sabina y Willis (1988), el cual se modificó para modelar la heterogeneidad de las lutitas (España et al., 2016).

Las plantillas propuestas por Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2016) se encuentran en función del porcentaje de los tres componentes mineralógicos principales de las rocas sedimentarias definidas a partir de los parámetros elásticos, dichas plantillas proporcionan una composición mineralógica basada en la información litológica, la cual es asociada a una litología que coincida a la componente mineralógica y a las características de la formación en estudio, además, permiten identificar zonas con presencia de fluidos y discretizar que fluidos están presentes (España et al., 2016).

Las plantillas de propiedades elásticas utilizadas son las plantillas $(\mu\rho - \lambda\rho)$ y $(E - \nu)$, ambas permiten identificar zonas con cierto contenido de minerales y zonas con presencia de fluidos. Sin embargo, cada plantilla se centra en una capacidad, es decir, las plantillas de propiedades elásticas $(\mu\rho - \lambda\rho)$ principalmente permiten identificar las zonas con presencia de ciertos minerales, en cambio, las plantillas de propiedades elásticas $(E - \nu)$ tienen el objetivo principal de identificar las zonas con mayor contenido de fluidos.

En los yacimientos no convencionales es importante identificar las zonas con las mejores condiciones debido a que solo algunas zonas dentro de la columna geológica poseen el potencial necesario para poder extraer hidrocarburos. Para identificar dichas zonas es posible recurrir al análisis de la fragilidad de las rocas. El método de fragilidad propuesto

por Nicolas-López (2016) permite discretizar las zonas frágiles de las dúctiles mediante el uso de parámetros elásticos, en este método se considera el uso de las plantillas de propiedades elásticas $(\mu\rho - \lambda\rho)$ y $(E - \nu)$ antes mencionadas, además, se considera el uso de dos parámetros $(BA$ y $k)$ que definen la fragilidad, los cuales son superpuestos en dichas plantillas. Con los valores de los parámetros BA y k leídos en las plantillas con líneas de isofragilidad es posible identificar las zonas frágiles que están presentes en las formaciones de roca y con ayuda de la información disponible del área en estudio se puede determinar si es viable someter estas zonas a tratamientos de estimulación como el fracturamiento hidráulico (López-Aguirre, 2016). Las plantillas con líneas de isofragilidad representan la integración de datos generados en el análisis de núcleos, registros geofísicos de pozos y datos disponibles en general, por lo que es involucrada información proveniente de disciplinas como la geofísica, petrofísica y geología. Las plantillas con líneas de isofragilidad son una herramienta fácil y confiable para describir las variaciones de las litofacies en los yacimientos no convencionales (Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos).

Como se mencionó anteriormente, los diagramas ternarios se generaron utilizando el método autoconsistente de Sabina y Willis (1988) para obtener las propiedades efectivas μ_0 , k_0 , y ρ_0 para n inclusiones esféricas de minerales o fluidos en la matriz (Hernández et al., 2018). El método autoconsistente permite determinar la contribución de los minerales puros elásticos (cuarzo, calcita y arcilla). La presencia de hidrocarburos modifica la ubicación y dimensión de las plantillas de acuerdo al tipo de fluido presente. Este modelo surgió inicialmente para describir la dispersión y atenuación de las ondas P y S en materiales compuestos y Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2016) realizaron modificaciones para modelar a las lutitas (España et al., 2016). Las ecuaciones del método autoconsistente que permiten calcular las propiedades efectivas son:

$$k_0 = k_{n+1} + \sum_{r=1}^n \frac{\alpha_r(k_r - k_{n+1})}{1 + 3(k_r - k_0)/(3k_0 + 4\mu_0)} \quad (4.1)$$

donde:

k_0 = Módulo volumétrico efectivo

k_{n+1} = Módulo volumétrico de la matriz

k_r = Modulo volumétrico para cada inclusión

α_r = Fracción volumétrica para cada inclusión

μ_0 = Módulo de corte efectivo

$$\mu_0 = \mu_{n+1} + \sum_{r=1}^n \frac{\alpha_r (\mu_r - \mu_{n+1})}{1 + 2(\mu_r - \mu_0)[2\mu_0 + (3k_0 + 4\mu_0)]/[5\mu_0(3k_0 + 4\mu_0)]} \quad (4.2)$$

donde:

μ_{n+1} = Módulo de corte de la matriz

μ_r = Módulo de corte para cada inclusión

$$\rho_0 = \rho_{n+1} + \sum_{r=1}^n \alpha_r (\rho_r - \rho_{n+1}) \quad (4.3)$$

donde:

ρ_0 = Densidad efectiva

ρ_{n+1} = Densidad de la matriz

ρ_r = Densidad para cada inclusión

Las ecuaciones 4.1 y 4.2 del método autoconsistente se pueden resolver con el método del punto fijo, ya que son ecuaciones no lineales. Al obtener la solución de las ecuaciones se está asumiendo que las propiedades μ , k y ρ de un sistema heterogéneo pasan a ser propiedades de un sistema homogéneo donde dichas propiedades son denominadas propiedades efectivas (μ_0 , k_0 , y ρ_0) (Hernández et al., 2018). Con las propiedades efectivas del método autoconsistente es posible calcular la velocidad de la onda compresional y de corte, por consecuencia, con las ecuaciones 4.4 y 4.5 es posible estimar

los parámetros elásticos μ , λ , E , y ν mediante sus respectivas expresiones que están en función de la velocidad de la onda compresional (V_p) y de corte (V_s).

$$V_p = \left(\frac{k_0 + 4\mu_0/3}{\rho_0} \right)^{1/2} \quad (4.4)$$

$$V_s = \left(\frac{\mu_0}{\rho_0} \right)^{1/2} \quad (4.5)$$

4.2.- Descripción del diagrama ternario de propiedades elásticas ($\mu\rho - \lambda\rho$)

4.2.1.- Diagrama ternario ($\mu\rho - \lambda\rho$)

El diagrama ternario de propiedades elásticas ($\mu\rho - \lambda\rho$) principalmente permite caracterizar a las rocas de acuerdo a su contenido mineral, es representado por un "pseudo triángulo" en el que en sus vértices se localiza el cuarzo, la arcilla y el carbonato donde cada vértice representa la presencia del 100% del mineral indicado (España et al., 2016). La parte interna de dicho diagrama indica la presencia de más de un mineral a medida que se esté más alejado de los vértices, es decir, la ubicación en la parte central indicará la existencia de mezclas litológicas. Es fácil observar lo anterior, ya que en los diagramas ternarios ($\mu\rho - \lambda\rho$) existe una clasificación mineralógica y sedimentológica. Además, ya sea en los diagramas para kerógeno, aceite o gas es posible determinar el porcentaje del fluido presente mediante la lectura de los porcentajes en la línea amarilla ubicada a la izquierda de cualquier diagrama ternario de este tipo. A continuación, se muestra en la **Figura 4.1** el diagrama ternario ($\mu\rho - \lambda\rho$) para zonas con presencia de kerógeno.

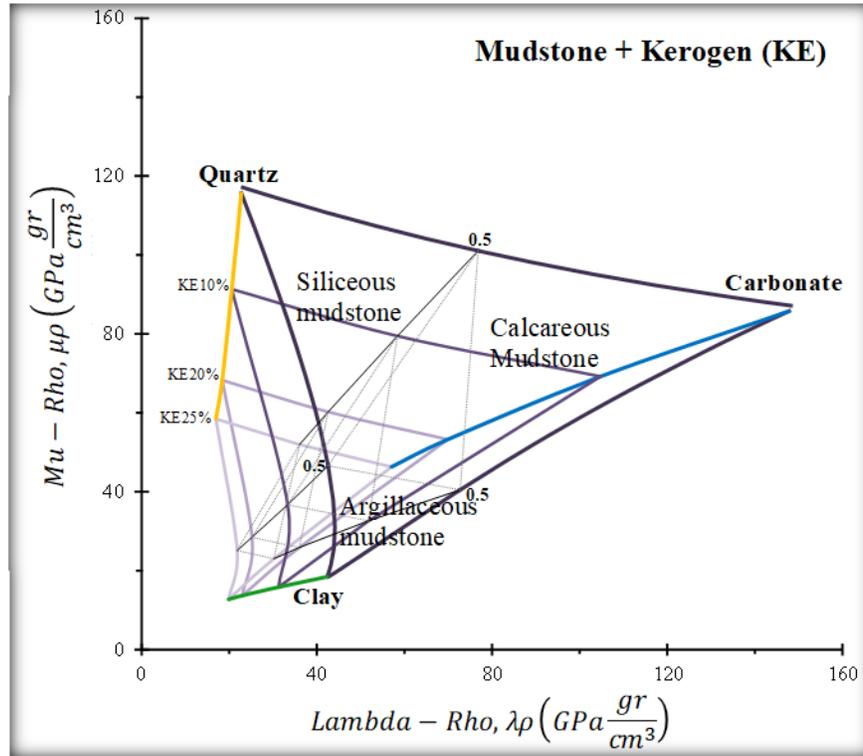


Figura 4.1.- Diagrama ternario ($\mu\rho - \lambda\rho$) para zonas con presencia de kerógeno (Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos, 2016).

Para caracterizar la mineralogía, inicialmente se debe obtener la velocidad de la onda compresional y de corte V_p y V_s en [m/s] y la densidad ρ en [kg/m³], las cuales se pueden obtener mediante registros geofísicos o mediante registros sintéticos. Lo anterior se realiza para poder calcular el valor de los parámetros elásticos, el parámetro de Lamé λ y el módulo de corte μ , dichos parámetros se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$\lambda = \rho(V_p^2 - 2V_s^2) \tag{4.6}$$

$$\mu = \rho V_s^2 \tag{4.7}$$

donde:

$\rho \rightarrow$ es la densidad de la roca [kg/m³]

$V_p \rightarrow$ es la velocidad de la onda compresional [m/s]

$V_s \rightarrow$ es la velocidad de la onda de corte [m/s]

$\lambda \rightarrow$ es el primer parámetro de Lamé [Gpa]

$\mu \rightarrow$ es el módulo de corte [Gpa]

Posteriormente se multiplica el parámetro de Lamé y el módulo de corte por la densidad en [gr/cm³] para después graficar ($\mu\rho$ vs $\lambda\rho$) en un cross plot, dicha gráfica se superpone al diagrama ternario que cuenta con clasificación mineralógica y sedimentológica donde se clasifican los diferentes valores obtenidos en el diagrama ternario o se toma lectura de los porcentajes de los componentes mineralógicos para hacer una asociación a una litología acorde a la componente mineralógica y a las características de la formación.

4.2.2.- Diagrama ternario ($\mu\rho - \lambda\rho$) con líneas de isofragilidad

La relación de esfuerzos efectivos (k) es un parámetro que permite describir de forma cualitativa y cuantitativa la fragilidad de las rocas mediante la generación de líneas de isofragilidad en el diagrama ternario ($\mu\rho - \lambda\rho$). Cuando se considera que la lutita se comporta elástica e isotrópica cuando los esfuerzos horizontales son casi iguales y son considerablemente menores al esfuerzo vertical de la matriz, (k) se puede estimar mediante la teoría elástica y la ley de Hooke. Sin embargo, cuando se ignora la resistencia a la compresión no confinada y la resistencia a la tracción en rocas cohesivas, (k) se calcula con base en la teoría de fricción (Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos, 2015). Las ecuaciones que permiten estimar el valor de (k) con base en las teorías antes mencionadas son las siguientes:

$$k = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (4.8)$$

$$k = \left[\tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\Phi}{2} \right) \right]^{-1} \quad (4.9)$$

donde:

$v \rightarrow$ es la relación de Poisson [Adimensional]

$\Phi \rightarrow$ es el ángulo de fricción interna [°]

$k \rightarrow$ es la relación de esfuerzos efectivos [Adimensional]

Para generar las líneas de isofragilidad se considera que:

$$\frac{\lambda}{\mu} = \frac{\rho(V_p^2 - 2V_s^2)}{\rho V_s^2} \quad (4.10)$$

Reescribiendo la ecuación anterior en términos de la relación de Poisson se tiene que:

$$\frac{\lambda}{\mu} = \frac{2v}{1 - 2v} \quad (4.11)$$

Multiplicando la ecuación anterior por la densidad (ρ) en ambos lados y simplificando términos se tiene que:

$$\mu\rho = \frac{\lambda\rho\left(\frac{1}{k} - 1\right)}{2} \quad (4.12)$$

Para generar las líneas de isofragilidad se utilizan valores de v de 0.05 a 0.5 y valores de $\lambda\rho$ de 0 a 160. Se debe aplicar la Ecuación 4.5 manteniendo $v = cte$ para todo intervalo de $\lambda\rho$ (0-160) y de la misma manera con todos los valores de v hasta generar todas las líneas de isofragilidad para (k). Posteriormente las líneas de isofragilidad generadas se superponen al diagrama ternario ($\mu\rho - \lambda\rho$).

Cuando se desee determinar la fragilidad de un pozo en particular se debe construir una gráfica ($\mu\rho$ vs $\lambda\rho$) con datos del pozo y superponer dicha grafica al diagrama ternario

$(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad e identificar la fragilidad tomando en cuenta que el parámetro (k) puede tomar valores entre 0 y 1, los valores cercanos a 0 representan alta fragilidad y los valores aproximados a 1 indican ductilidad como se muestra en la **Figura 4.2.**

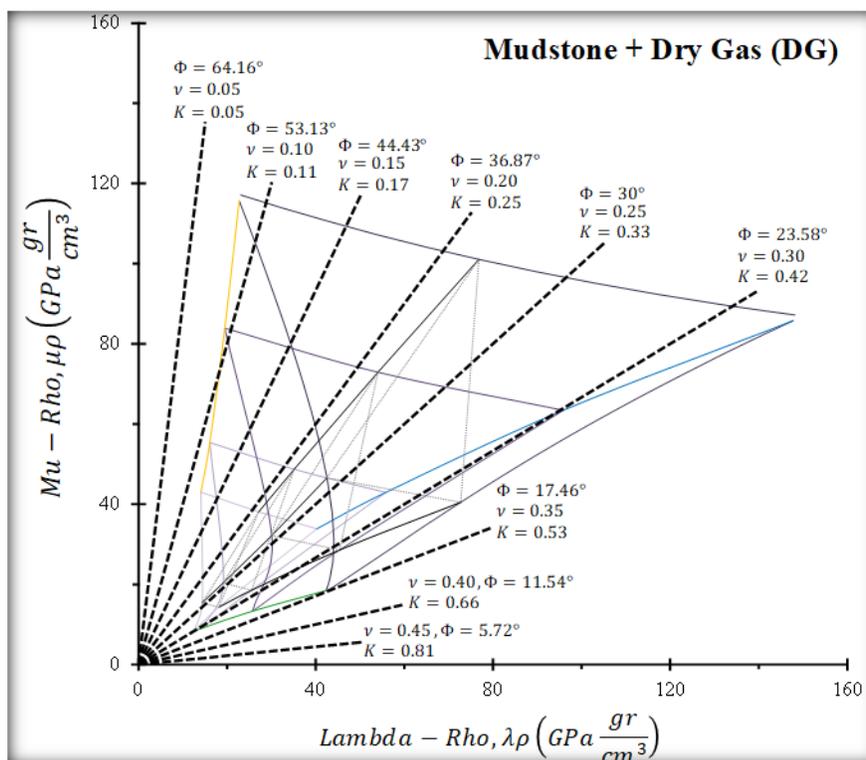


Figura 4.2.- Diagrama ternario $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para zonas con presencia de gas seco (López-Aguirre, 2016).

4.3.- Descripción del diagrama ternario de propiedades elásticas $(E - \nu)$

4.3.1.- Diagrama ternario $(E - \nu)$

El diagrama ternario de propiedades elásticas $(E - \nu)$ principalmente permite identificar zonas con contenido de fluido. El porcentaje del fluido presente se puede obtener tomando lectura en la línea amarilla ubicada en la parte izquierda de los diagramas ternarios para litologías con presencia de kerógeno, gas o aceite. El diagrama ternario $(E - \nu)$ también tiene una forma casi triangular, pero es diferente al diagrama ternario $(\mu\rho - \lambda\rho)$. Los vértices de dicho diagrama representan solamente la presencia del mineral indicado. El interior del diagrama representa la coexistencia de arcilla, cuarzo y/o carbonato

dependiendo de la zona, es por ello que es posible conocer la existencia de las mezclas litológicas. Como este diagrama también posee clasificación litológica y sedimentológica es posible conocer fácilmente el tipo de roca que se esté estudiando con base en su contenido mineralógico. Para caracterizar el fluido al igual que el diagrama ternario $(\mu\rho - \lambda\rho)$ primero se debe obtener la velocidad de la onda compresional y de corte V_p y V_s en [m/s] y la densidad ρ en [kg/m³] mediante registros geofísicos o mediante registros sintéticos para que sea posible calcular el valor de los parámetros elásticos (el módulo de Young E y la relación de Poisson ν), dichos parámetros se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (4.13)$$

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (4.14)$$

donde:

$E \rightarrow$ es el módulo de Young [Gpa]

$\nu \rightarrow$ es la relación de Poisson [Adimensional]

Posteriormente se procede a graficar $(E \text{ vs } \nu)$ en un cross plot, dicha gráfica se superpone al diagrama ternario donde se clasifican los diferentes valores obtenidos en dicho diagrama o se toman lecturas de los porcentajes de los fluidos presentes en el área en estudio. En la **Figura 4.3** se muestra el diagrama ternario $(E - \nu)$ para zonas con presencia de gas seco.

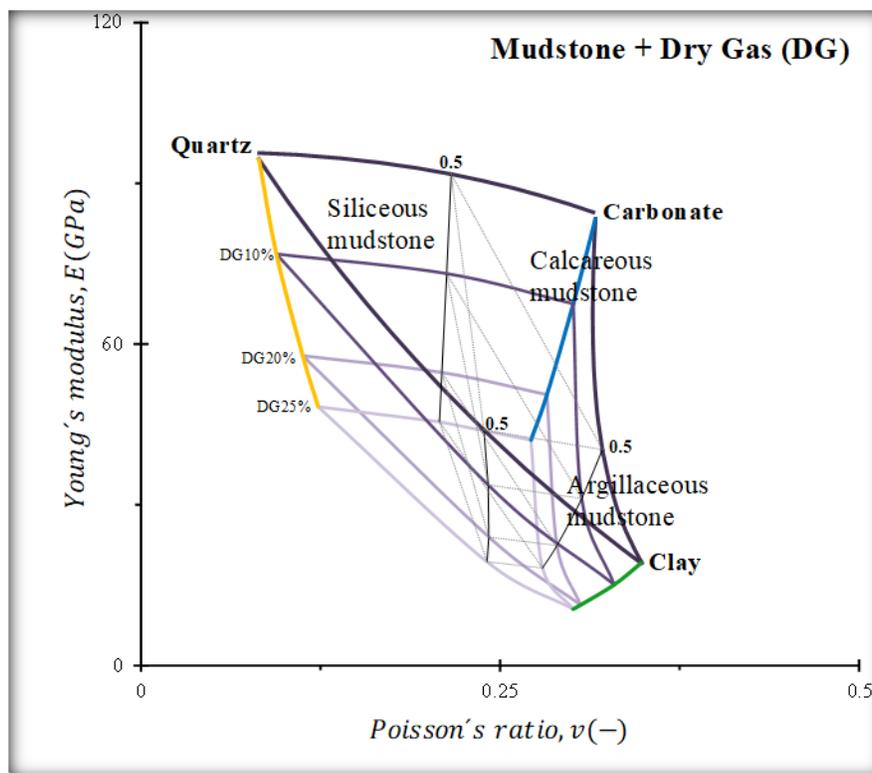


Figura 4.3.- Diagrama ternario ($E - v$) para zonas con presencia de gas seco (Valdiviezo-Mijangos y Nicolás-López, 2015).

4.3.2.- Diagrama ternario ($E - v$) con líneas de isofragilidad

Para generar las líneas de fragilidad en el diagrama ternario ($E - v$) se utiliza la relación empírica de la fragilidad (BA) propuesta por Grieser y Bray (2007), dicha relación involucra la relación de Poisson y el módulo de Young, este parámetro permite discretizar las zonas frágiles de las zonas dúctiles. Las zonas con rocas dúctiles poseen un módulo de Young bajo y una relación de Poisson alta, en cambio, las zonas con rocas frágiles presentan alto módulo de Young y baja relación de Poisson (Hernández et al., 2018).

Parar calcular el índice de fragilidad promedio (BA), inicialmente se debe calcular el índice de fragilidad con base en el módulo de Young (Bl_E) mediante la siguiente ecuación:

$$Bl_E = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \quad (4.15)$$

donde:

$E \rightarrow$ es el módulo de Young a diferentes profundidades [Gpa]

E_{min} \rightarrow es el módulo de Young mínimo [Gpa]

E_{max} \rightarrow es el módulo de Young máximo [Gpa]

$Bl_E \rightarrow$ es el índice de fragilidad con base en el módulo de Young [Gpa]

El parámetro Bl_E representa la normalización del módulo de Young al utilizar los valores mínimo y máximo de la propiedad elástica a lo largo del intervalo en estudio.

Posteriormente se procede a calcular el índice de fragilidad con base en la relación de Poisson (Bl_v) mediante la siguiente ecuación:

$$Bl_v = \frac{v - v_{min}}{v_{max} - v_{min}} \quad (4.16)$$

donde:

$v \rightarrow$ es la relación de Poisson a diferentes profundidades [Adimensional]

v_{min} \rightarrow es la relación de Poisson mínima [Adimensional]

v_{max} \rightarrow es la relación de Poisson máxima [Adimensional]

$Bl_v \rightarrow$ es el índice de fragilidad con base en la relación de Poisson [Adimensional]

En este caso, el parámetro Bl_v representa la normalización de la relación de Poisson debido a que se utiliza los valores mínimo y máximo de dicha propiedad a lo largo del intervalo en estudio.

Finalmente se procede a realizar el promedio aritmético entre los parámetros Bl_E y Bl_v para obtener el índice (BA).

$$BA = \frac{Bl_E + Bl_v}{2} \quad (4.17)$$

donde:

$BA \rightarrow$ es índice de fragilidad promedio [Adimensional]

El parámetro (BA) permite generar líneas oblicuas que son superpuestas al diagrama ternario ($E - \nu$) (López-Aguirre, 2016). Para generar dichas líneas se utilizan valores de ν de 0.05 a 0.5 y valores de E de 0 a 120, para los valores máximo y mínimo los valores comúnmente usados son:

$\nu_{min} = 0.09$ correspondiente a un valor leído en carbonato, $\nu_{max} = 0.34$ correspondiente a un valor leído en arcilla, $E_{min} = 18.87$ correspondiente a un valor leído en arcilla y la $E_{max} = 95.25$ correspondiente a un valor leído en carbonato.

Para determinar la fragilidad (BA) en un pozo en particular primero se debe construir una gráfica ($E vs \nu$) con los datos del pozo y después superponer dicha grafica al diagrama ternario ($E - \nu$) con líneas de isofragilidad. Para identificar las zonas frágiles se debe tener en cuenta que los valores de (BA) pueden variar entre 0 y 1, los valores cercanos a 0 representan ductilidad y los valores cercanos a 1 representan fragilidad (**Figura 4.4**).

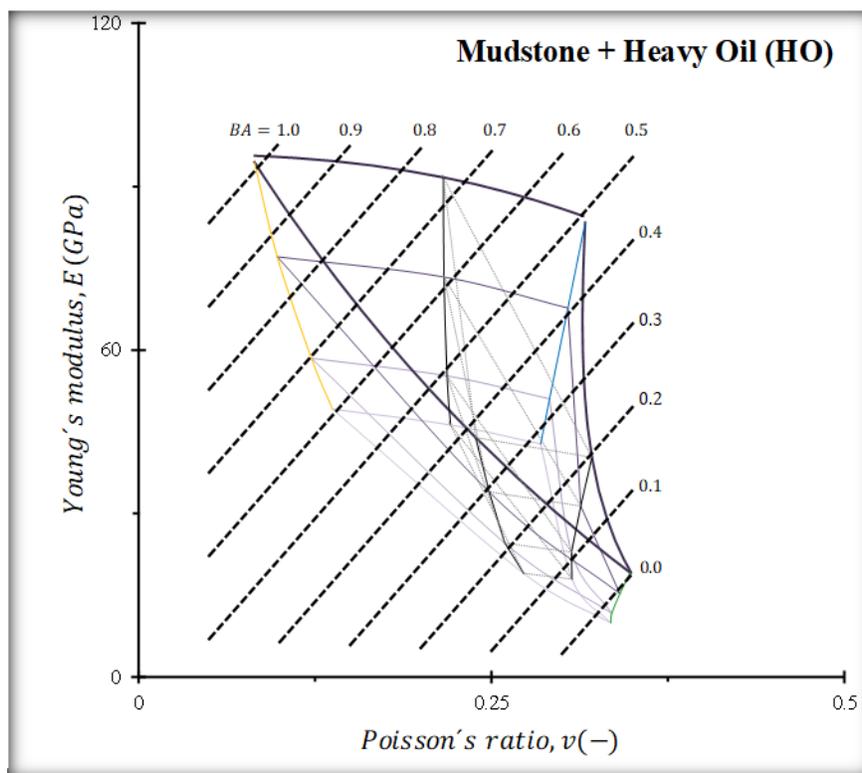


Figura 4.4.- Diagrama ternario ($E - \nu$) con líneas de isofragilidad para zonas con presencia de aceite pesado (López-Aguirre, 2016).

Conocer la magnitud de las propiedades elásticas de las rocas es muy importante dentro del análisis de la fragilidad, ya que a partir de esta propiedad se consideran las zonas con mayor potencial para ser sometidas a fracturamiento hidráulico, las zonas que presentan alta fragilidad son las que se tienen por objetivo identificar en los yacimientos no convencionales.

4.4.- Identificación de zonas con potencial petrolero no convencionales mediante el uso de sus propiedades elásticas

El objetivo de identificar las zonas con las mejores condiciones dentro de un yacimiento no convencional radica en que en varias ocasiones se perforan una gran cantidad de pozos de explotación o extracción que posteriormente resultan improductivos, por lo que se debe reducir la incertidumbre en la perforación mediante el uso de métodos o análisis más confiables durante la etapa de exploración (Cuevas y García, 2018).

Una forma de identificar las zonas con mayor potencial de hidrocarburos en un yacimiento es a través de las plantillas, las cuales consideran el uso de las propiedades elásticas de las rocas, inicialmente estas plantillas permiten caracterizar la mineralogía y los fluidos de la formación de interés. La caracterización de la mineralogía se realiza a partir de discretizar el contenido mineralógico de acuerdo al porcentaje presente de los tres componentes minerales principales de las rocas sedimentarias (arcilla, carbonato y cuarzo). Además, es posible caracterizar los fluidos presentes en la formación (aceite, gas y agua). También permiten identificar las zonas frágiles a través de las líneas de isofragilidad que son construidas para ser superpuestas en las plantillas, las cuales para generarse también consideran el cálculo de las propiedades elásticas.

Es de gran importancia tener información de registros geofísicos como los de porosidad (principalmente el *RHOB*) y los sínicos (*DTCO* y *DTSM*) para conocer la magnitud de la densidad, la velocidad de la onda compresional y de corte. Con ello es posible estimar las propiedades elásticas de las rocas en estudio e identificar las zonas con las mejores condiciones mediante los diagramas ternarios y las líneas de isofragilidad. Las zonas con las mejores condiciones en los yacimientos no convencionales son aquellas que se caracterizan por poseer alta fragilidad, tener la mineralogía adecuada (intervalos no solo

arcillosos) y contener fluido (ya sea gas o aceite) en un intervalo que se considere rentable (mayor a 15 m).

Para tener una mayor certeza al momento de identificar las zonas con las mejores condiciones es recomendable auxiliarse de los métodos convencionales como el uso de registros geofísicos en especial el registro rayos gamma (GR), el cual permite identificar las zonas más arcillosas (López-Aguirre, 2016).

Sera posible validar los resultados obtenidos de la caracterización realizada a partir de las plantillas y las líneas de isofragilidad con los métodos convencionales basados en los registros geofísicos para identificar las zonas con gran potencial de hidrocarburo. Lo anterior se realizará a través de la comparación, es decir, ante la presencia de una zona arcillosa en las plantillas $(\mu\rho - \lambda\rho)$ y $(E - v)$ se debe tener los datos del pozo con una tendencia localizada en las cercanías del vértice de arcilla, además, dichos datos se deben encontrar cercanos a las líneas construidas que indican mayor grado de ductilidad y por consecuencia se debe observar en el registro GR a la misma profundidad se tenga una curva cercana a la línea de lutitas y en caso de tener una curva de volumen de arcilla a esa misma profundidad se debe tener altos valores de dicha propiedad.

En presencia de una zona frágil en las plantillas $(\mu\rho - \lambda\rho)$ y $(E - v)$ los datos del pozo tendrán una tendencia arcillosa puesto que estamos analizando yacimientos no convencionales, pero también se presentará una tendencia hacia el vértice de cuarzo y/o carbonato lo que proporcionará la fragilidad a las rocas. Como lo anterior indicará la existencia de alto contenido de cuarzo y/o carbonato, la mayor densidad de datos del pozo que se esté analizando se ubicará en las líneas de isofragilidad que representan altos valores de (BA) y bajos valores de (k) . Si bien se está analizando formaciones de lutitas lo que de entrada representará altos valores de GR , la curva no mostrará altos valores, ya que la presencia de cuarzo indicará una intercalación de litologías, por lo tanto, habrá rocas menos arcillosas. En la **Figura 4.5** y en la **Figura 4.6** se muestran las plantillas $(\mu\rho - \lambda\rho)$ y $(E - v)$ con líneas de isofragilidad para la Formación Chicontepec Medio asociadas a los valores de rayos gamma presentes.

Al utilizar las plantillas es recomendable realizar la caracterización en intervalos (por formación o por cambios de facies) con el fin de detallar aún más la aplicación, por lo tanto, se puede realizar en función del detalle de la caracterización litológica vertical que se desee llevar a cabo (España et al., 2016). Como las propiedades elásticas permiten conocer el comportamiento de las rocas ante los esfuerzos en las que estas están sometidas en las formaciones, se tendrá información muy importante para poder identificar cuáles son las de nuestro interés.

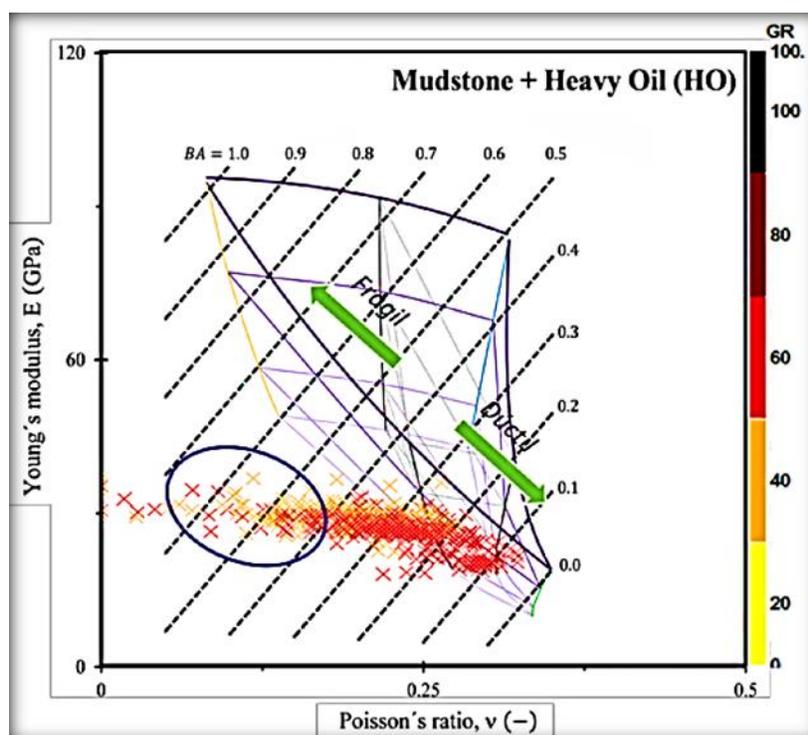


Figura 4.5.- Comparación del uso del método de los diagramas ternarios ($E - \nu$) con curvas de isofragilidad con métodos convencionales para la Formación Chicontepec Medio (López-Aguirre, 2016).

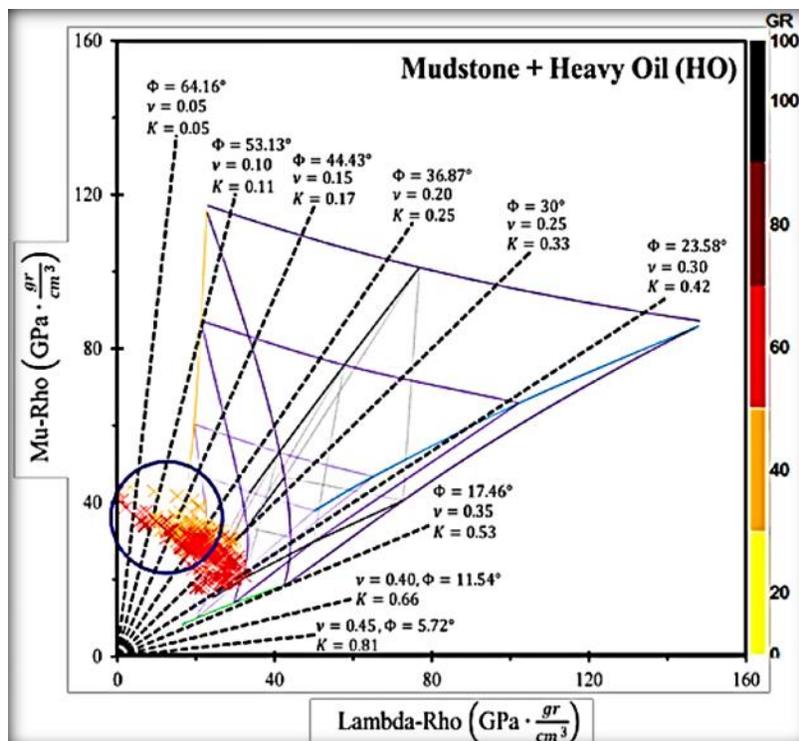


Figura 4.6.- Comparación del uso del método de los diagramas ternarios ($\mu\rho - \lambda\rho$) con curvas de isofragilidad con métodos convencionales para la Formación Chicontepec Medio (López-Aguirre, 2016).

4.5.- Ventajas de la metodología de caracterización con propiedades elásticas, de litologías no convencionales, respecto a los métodos convencionales.

La aplicación principal de las plantillas junto con las líneas de isofragilidad es la ubicación de las zonas con las mejores condiciones, es por ello que se añadieron las líneas de isofragilidad en las plantillas ($\mu\rho - \lambda\rho$) y ($E - \nu$) para poder caracterizar con mayor precisión a los yacimientos no convencionales (López-Aguirre, 2016).

El uso de las plantillas permite confirmar los resultados obtenidos del análisis petrofísico convencional o sustituirlo en caso de no tenerlo. La caracterización litológica obtenida a partir de las plantillas es capaz de arrojar información que puede ser usada como datos de entrada para modelar yacimientos no convencionales (España et al, 2016).

En esta metodología se realiza un análisis muy detallado tomando en cuenta todos los datos disponibles, los datos obtenidos del método petrofísico convencional (en caso de tenerlo) y los datos provenientes de este mismo método. En este método se efectúa una

caracterización de la mineralogía y de los fluidos presentes y una posterior discretización de las zonas frágiles de las dúctiles. Es por ello que este método es muy sensible no solo para identificar minerales o zonas frágiles, sino también para la identificación de materia orgánica e hidrocarburos.

Los resultados obtenidos con esta metodología pueden ser correlacionados con los resultados arrojados con los registros geofísicos, como por ejemplo el registro **GR** para tener una mayor certeza de que la información obtenida es la que más se acerca a las características reales del yacimiento que se esté analizando.

Con las características petrofísicas de la formación obtenidas a partir de registros geofísicos y con la identificación de las zonas frágiles con base en esta metodología es posible tomar decisiones sobre el área prospectiva que se esté analizando (López-Aguirre, 2016). Dicha metodología permite tomar decisiones tales como:

- El escalamiento de la metodología de la fragilidad de las rocas en la sísmica. La sísmica arroja información muy importante para identificar las estructuras y las ubicaciones de los yacimientos. Además, es muy útil en la identificación de las zonas fracturadas o con las condiciones de esfuerzos favorables. Sin embargo, en esta metodología basada en las propiedades elásticas la identificación de las zonas frágiles se puede realizar con una mayor resolución, es decir, a detalle y no solo a escala de yacimiento.
- La perforación acertada de pozos de extracción, es decir, que no resulten “secos”. La sola implementación de técnicas avanzadas de perforación no implica que se obtenga una extracción de hidrocarburos, es por ello que se deberán identificar las zonas con grandes acumulaciones de hidrocarburos y con las condiciones necesarias para crear canales de flujo haciendo valer el gran contacto que se tenga con la formación para lograr la extracción de hidrocarburos.
- La localización de zonas indicadas para llevar a cabo la perforación horizontal. Se implementará estas técnicas avanzadas de perforación cuando las características de las rocas no permitan que se tenga flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo por empuje natural, por lo que se buscará tener el mayor contacto posible con la formación para que en conjunto con los tratamientos de estimulación se logre obtener una producción de hidrocarburos.

- La identificación de zonas adecuadas para implementar tratamientos de estimulación (determinación de la colocación y número de etapas en el fracturamiento). El contenido mineralógico en las rocas proporcionara la fragilidad o la ductilidad, el contenido de cuarzo y carbonato causará que las lutitas tengan una estructura frágil. La ubicación y el número de etapas va a depender de las características del yacimiento como la fragilidad y el espesor, las dimensiones de la misma etapa, así como el costo que esto conlleva y la disponibilidad de agua que se tenga.
- La determinación de intervalos favorables para realizar disparos de alta penetración en la formación. La penetración que se puede alcanzar al realizar disparos depende de las propiedades mecánicas de la roca, principalmente de la resistencia a la compresión. Cuando se tiene una mayor resistencia a la compresión se reduce la penetración. Se pretende tener una alta penetración para tener un incremento en la producción.

Capítulo 5.- Análisis de un caso de estudio

5.1.- Información disponible

En este capítulo se aplicará la metodología abordada en el capítulo anterior a un pozo denominado pozo 1, el cual se pretende direccionar (implementar la perforación horizontal) hacia las zonas con las mejores condiciones dentro de un yacimiento de shale oil/shale gas y posteriormente aplicar tratamientos de estimulación. Para ubicar las zonas con las mejores condiciones se determinará el Contenido Orgánico Total (**COT**), dicha propiedad permitirá identificar en que zonas dentro de la columna geológica que atraviesa este pozo se tiene intervalos con gran concentración de materia orgánica madura y dentro de estos intervalos se discretizará las zonas frágiles de las dúctiles para elegir de acuerdo al **COT** presente la zona adecuada para ser sometida a fracturamiento hidráulico. Se corrieron algunos registros geofísicos para tener información del pozo 1, la información obtenida fue de un intervalo de entre 500 y 2879 [m], los registros tomados en el pozo 1 son los siguientes:

- Registro de rayos gamma (**GR**)
- Registro de resistividad (**Rt y Rxo**)
- Registro de la onda compresional (**DTCO**)
- Registro de neutrón (**NPHI**)
- Registro de densidad (**RHOB**)
- Registro del factor fotoeléctrico (**PEF**) y
- Registro de la onda de cizalla (**DTSM**)

Para obtener resultados precisos en los cálculos del **COT** y en la identificación de las zonas con alta fragilidad se utilizará la información disponible proveniente de los registros geofísicos y de las propiedades de las rocas que se estimen, de esta forma se logrará identificar las variaciones litológicas dentro de las cuales se determinará cuál de ellas posee las características adecuadas para almacenar hidrocarburo que sea rentable para ser explotado. A continuación, se describe la estimación del **COT** a lo largo del pozo 1 y la

identificación de las zonas frágiles en el mismo para determinar las zonas más propensas a fracturar.

5.2.- Estimación del contenido orgánico total (*COT*)

Para determinar el valor del *COT* se recurrió al método propuesto por Passey (1990), el cual permite determinar esta propiedad a partir de un registro de resistividad profunda y un registro de porosidad, en este caso se hizo uso del registro de resistividad (*Rt*) y del registro sísmico (*DTCO*).

Inicialmente se graficó el registro sísmico y el de resistividad contra la profundidad recordando que el autor de este método menciona que se deberá graficar 2 ciclos de resistividad por cada 100 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] de velocidad, por lo que se graficó (*DTCO vs Depth*) en una escala de -50 a 150 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] seccionado dicha escala en “4 ciclos” de 50 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] donde los valores aumentan de derecha a izquierda. Después se graficó (*Rt vs Depth*) en una escala semilogarítmica de 0.2 a 2000 [Ωm] (4 ciclos), en este caso los valores aumentan de izquierda a derecha. La razón por la que las dos graficas deben de tener el mismo número de ciclos es debido a que se deberá superponer una sobre la otra para determinar el intervalo que se usará como base para determinar el valor de la resistividad base (*R_{base}*) y el valor del tiempo de tránsito base (*DT_{base}*).

Como se puede observar en la **Figura 5.1** el intervalo base se localiza entre 2775 y 2812 [m], se tomó lectura del tiempo de tránsito y de la resistividad en dicho intervalo donde se obtuvo que *R_{base}* = 4 [Ωm] y *DT_{base}* = 80 [$\mu\text{s}/\text{ft}$].

Cuando las curvas son paralelas entre sí y se superponen corresponde a intervalos con rocas saturadas de agua, en cambio, en presencia de rocas ricas en materia orgánica ya sea rocas almacenadoras o generadoras se produce una separación entre las curvas, esta separación se debe a dos factores, a la materia orgánica y al fluido.

En presencia de rocas ricas en materia orgánica inmadura la separación únicamente se dará en el registro sísmico debido a que comúnmente el fluido presente es el agua, el cual no se

caracteriza por tener una resistividad alta, por lo tanto, no muestra variaciones en el registro de resistividad. Sin embargo, en presencia de rocas ricas en materia orgánica madura tanto los valores del registro de resistividad como los del sónico presentaran variaciones.

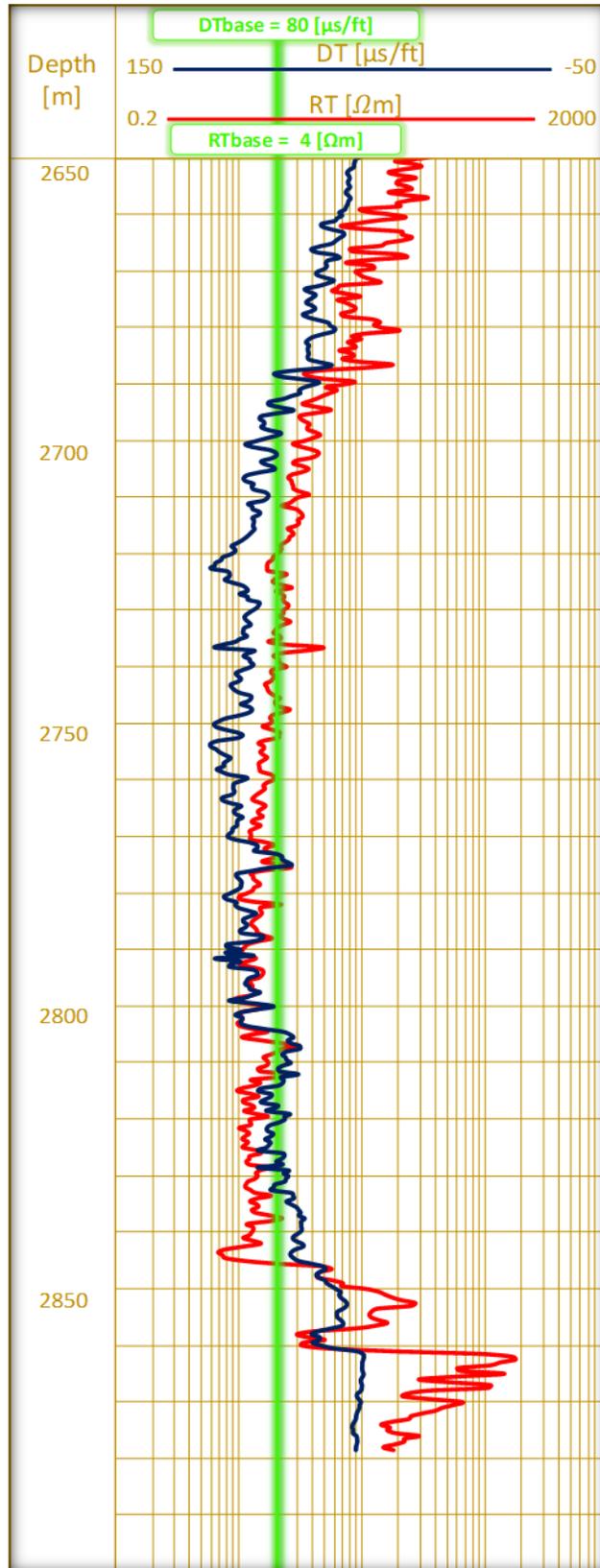


Figura 5.1.- Superposición de los registros **DTCO** y **Rt**.

Con los valores de los dos parámetros determinados mediante la superposición de las gráficas y con los valores de resistividad y tiempo de tránsito que se tiene a diferentes profundidades procedentes de los registros geofísicos se calculó $\Delta \log R$. Para estimar el COT inicialmente se tiene que determinar el valor del nivel de metamorfismo orgánico (LOM), dado que no se cuenta con información de este parámetro se propuso un valor de reflectancia de la vitrinita (R_o) presente en la Formación Pimienta, la cual es considerada un play no convencional en México. El valor de R_o se obtuvo a partir de información publicada de Pemex E&P (2014) donde establecen que en la Formación Pimienta el valor de la reflectancia de la vitrinita es aproximadamente $R_o = 0.85\%$. Tomando como referencia dicho valor de R_o se hizo uso del método de Hood et al. (1975), el cual considera todo el proceso de generación de hidrocarburos hasta su destrucción y permite cuantificar la madurez térmica mediante la relación que existe entre R_o y LOM . Haciendo uso de dicha relación se obtuvo un valor de $LOM=10$.

La superposición de graficas realizada anteriormente muestra que el intervalo con potencial para contener materia orgánica madura se encuentra a una profundidad mayor a 1700 [m] dado que en esta zona se presenta una separación entre curvas, se presentan altas resistividades y altas velocidades debido a la presencia de kerógeno. Sin embargo, en la zona no convencional ubicada entre 2650 y 2879 [m] se puede observar que el hidrocarburo con alta madurez orgánica presenta menores resistividades respecto a rocas con menor madurez ubicadas a menor profundidad, además, el tiempo de tránsito incrementa en función del incremento de materia orgánica madura. Esta correlación solo se aplicó para el intervalo no convencional debido a que es el intervalo de interés en este caso.

Cabe mencionar que el autor de este método menciona que la información arrojada es más confiable cuando se aplica a rocas siliciclásticas y carbonatadas. Después de estimar esta propiedad geoquímica se procedió a graficar ($COT vs Depth$) con el fin de visualizar de mejor forma las variaciones de esta propiedad a lo largo del intervalo de interés del Pozo 1. Como se puede observar en la **Figura 5.2** las zonas con contenido orgánico total igual o superior al 2 [wt.%] corresponde a las zonas más limpias o menos arcillosas.

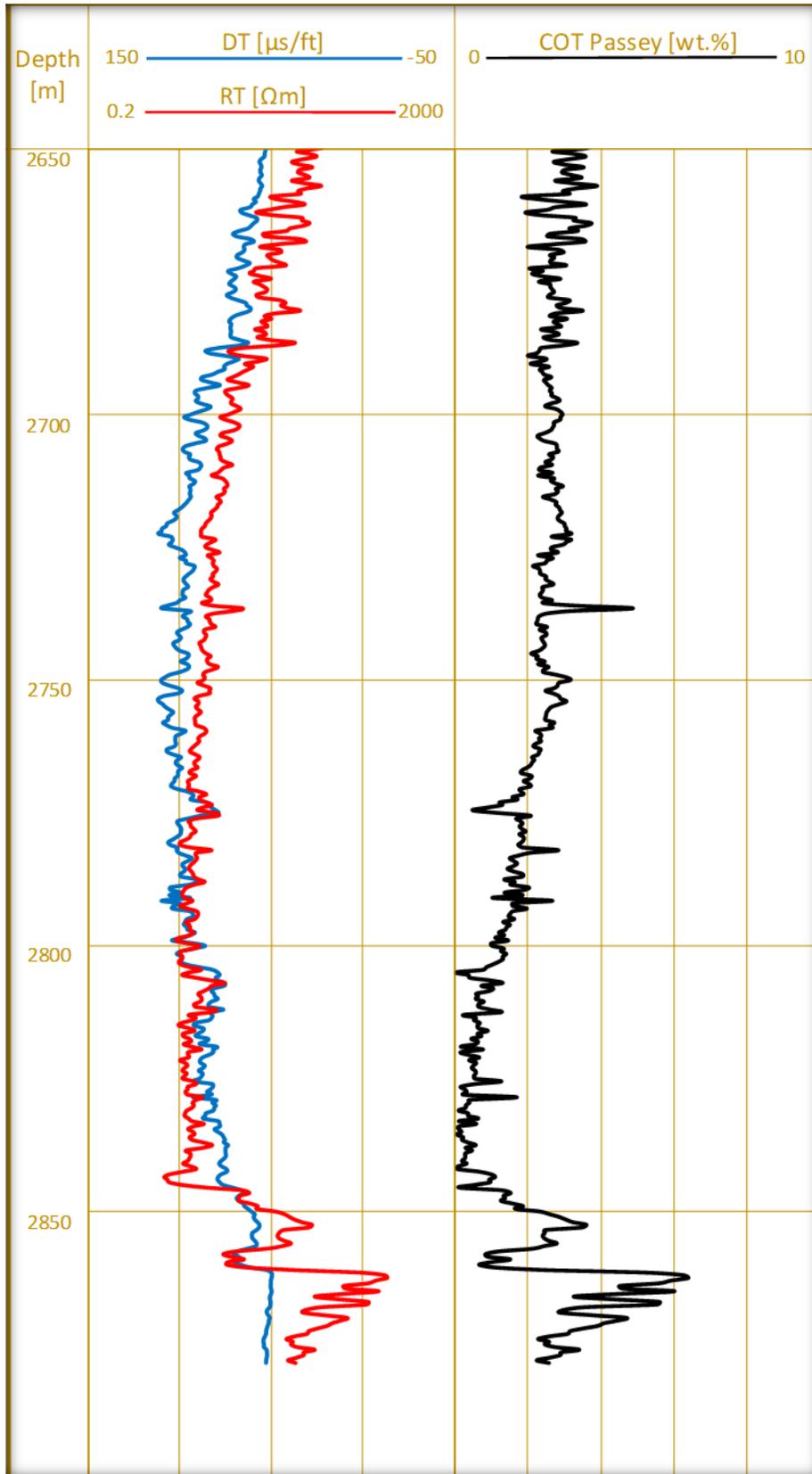


Figura 5.2.- COT obtenido mediante el método de Passey (1990).

Además, se hizo uso del método Schmoker y Hester (1983) para el cálculo del *COT*. Se aplicó la Ecuación (3.7), la cual fue derivada para las lutitas en Norte América y está en función de la densidad de los fluidos intersticiales en los poros y la matriz mineral (ρ_{mi}), la densidad del kerógeno (ρ_o), la relación de materia orgánica a carbón orgánico (R_p) y la densidad de la roca (ρ). La densidad de la matriz presente en las lutitas normalmente es de 2.7 [gr/cc], la densidad del kerógeno aproximadamente es de 1 [gr/cm³] y la relación de materia orgánica a carbón orgánico varía entre 1 y 1.5 [wt.%] donde el valor 1 corresponde a rocas generadoras sobremaduras y el valor de 1.5 corresponde a rocas generadoras inmaduras. Se usaron los valores reportados en la Formación Woodford donde la densidad de los fluidos intersticiales en los poros y la matriz mineral es $\rho_{mi}=2.68$ [gr/cc], la densidad del kerógeno es $\rho_o=1.01$ [gr/cm³] y la relación de materia orgánica a carbón orgánico es $R_p= 1.33$ [wt.%]. Dichos valores ya se han aplicado para realizar el cálculo de dicha propiedad en algunas formaciones de lutitas en México como en la Formación Pimienta. Este método también se aplicó solo para el intervalo no convencional (ubicado a una profundidad mayor a 2650 [m]).

Posterior al cálculo del *COT* se graficó (*COT vs Depth*) para de igual forma visualizar el comportamiento de este a lo largo del intervalo de interés (Figura 5.3). Las zonas con contenido orgánico total igual o superior al 2 [wt.%] corresponden a las zonas con los más bajos valores de densidad, por lo que se comprueba que el kerógeno tiende a poseer baja densidad. Se observó que los valores de *COT* estimados mediante este método mostraban un comportamiento similar con respecto a los resultados obtenidos en el método aplicado anteriormente

La finalidad de aplicar el método de Passey (1990) y el método Schmoker y Hester (1983) es para estimar el *COT* mediante dos enfoques que consideren distintos parámetros y así tomar en cuenta la mayor información posible para obtener los valores de la propiedad geoquímica que más representen a las condiciones reales del área en estudio, debido a lo anterior se realizó un promedio de los valores obtenidos de ambos métodos. Por último, se realizó una gráfica del (*COT vs Depth*) para identificar que intervalos presentan un valor superior a 2 [wt.%] como se muestra en la **Figura 5.4**.

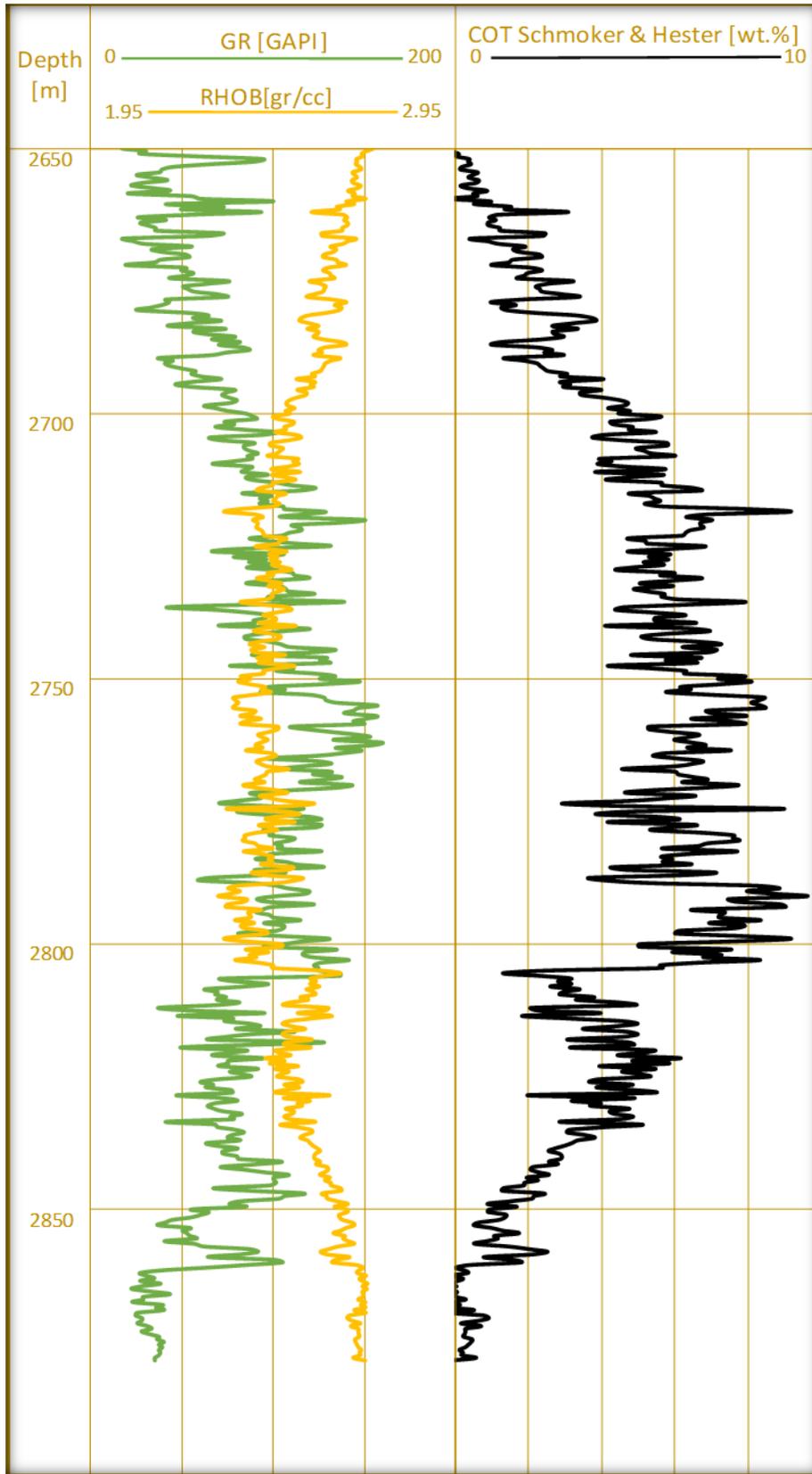


Figura 5.3.- COT obtenido mediante el método de Schmoker & Hester (1983).

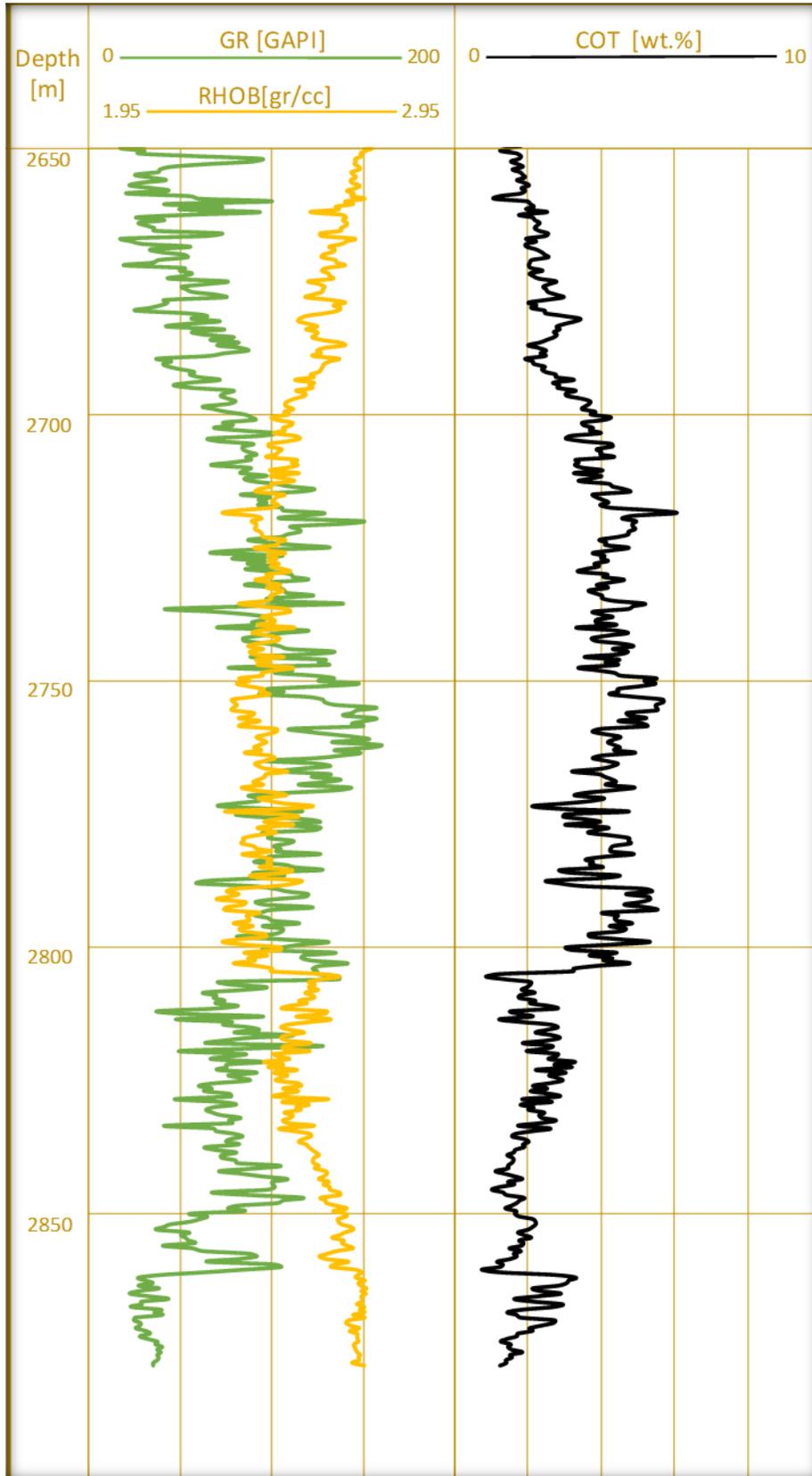


Figura 5.4.- COT obtenido mediante la ponderación de los 2 métodos aplicados.

5.3.- Determinación de (BA) y (k)

Para determinar el valor de la fragilidad (BA) y (k) se recurrió al método propuesto por Grieser & Bray (2007) y a la expresión de la relación de esfuerzos efectivos que considera la teoría de fricción, respectivamente. Para llevar a cabo la estimación de los dos parámetros que describen la fragilidad se usaron los datos provenientes de los registros *DTCO*, *DTSM* y *RHOB*.

Inicialmente se realizó una conversión de unidades para la densidad (ρ) de $[\text{gr}/\text{cm}^3]$ a $[\text{kg}/\text{m}^3]$. Después se determinó la velocidad de la onda compresional y de corte (V_p y V_s , respectivamente) recordando que la respuesta del registro *DTCO* es el inverso de la velocidad de la onda compresional y que la respuesta del registro *DTSM* es el inverso de la velocidad de la onda de corte. Posteriormente se realizó una conversión de unidades de $[\text{ft}/\mu\text{s}]$ a $[\text{m}/\text{s}]$ para el cálculo de las velocidades de onda, ya que se utilizarán con dichas unidades para calcular el valor las propiedades elásticas. Debido a problemas se presentaron durante la toma del registro *DTSM* no se tiene información en el intervalo que se ubica entre 1923 y 2606 [m]. Para obtener datos de la velocidad de la onda de corte en dicho intervalo se recurrió a los registros sintéticos. Las correlaciones empíricas utilizadas fueron las siguientes:

- Williams (1990)
- Greenberg - Castagna (1992)
- Makvo (1998)

Se recurrieron a las correlaciones anteriores debido a que se pueden aplicar a diferentes litologías. Después de aplicar dichas correlaciones se procedió a graficar (V_s vs *Depth*) para elegir a la correlación que se utilizará para realizar los cálculos consecuentes, se debe optar por la correlación que más se ajuste a la respuesta del registro *DTSM* dentro del intervalo donde si se tiene información. De las correlaciones analizadas prácticamente todas se ajustaron con la curva V_s obtenida del registro *DTSM* hasta antes de los 1440 [m], se aplicaron las ecuaciones de lutitas de las correlaciones de Williams y Greenberg-Castagna y se aplicó la ecuación para rocas con contenido de arcilla mayor del 25% de arcilla de la

correlación de Mavko. Para profundidades mayores a 1440 [m] se ajustó la ecuación de calizas de la correlación de Greenberg-Castagna. Y para profundidades mayores a 2700 [m] se ajustó la ecuación de dolomías de la correlación de Greenberg-Castagna (**Figura 5.5**).

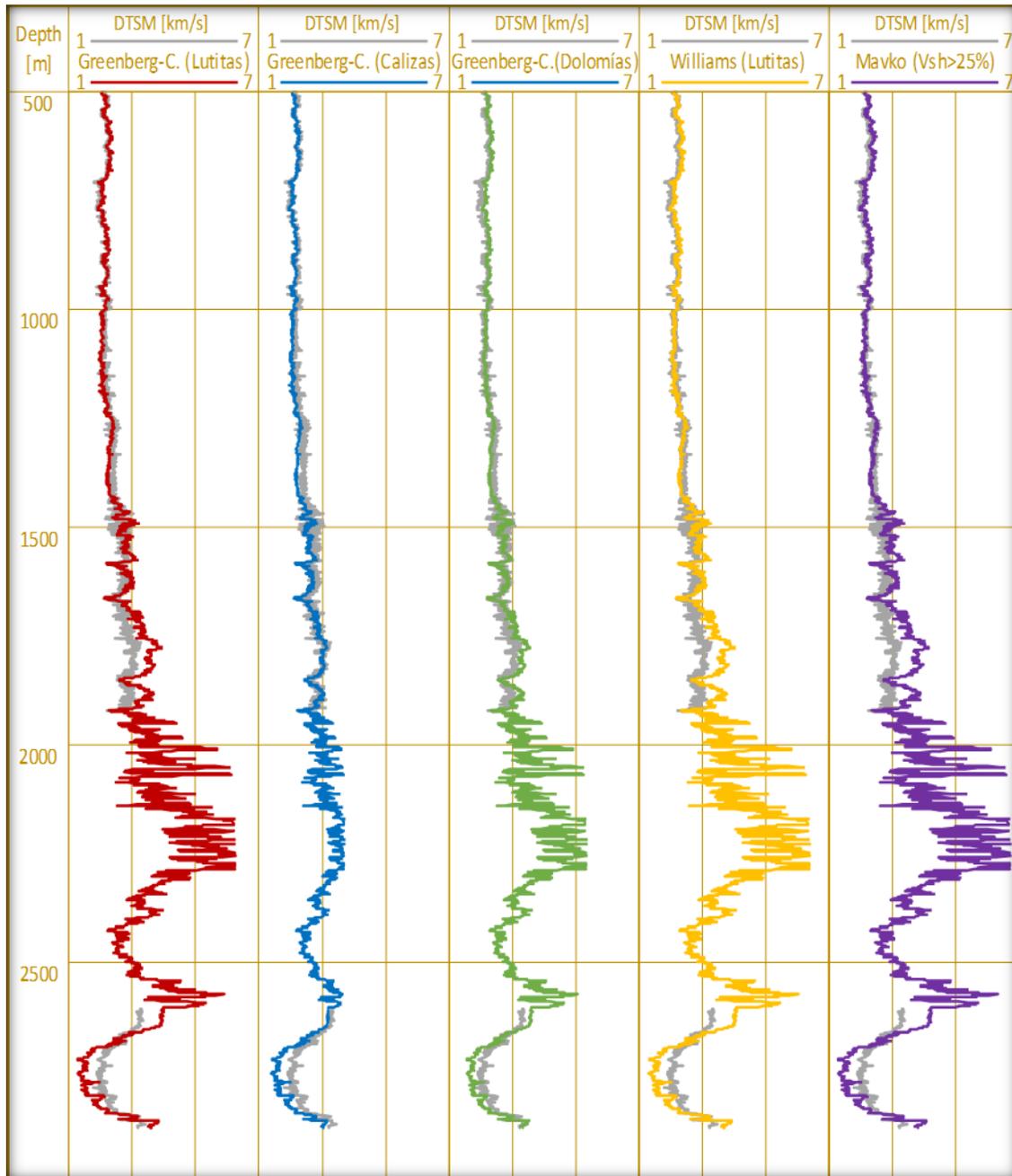


Figura 5.5.- Comparación de las correlaciones empíricas para determinar V_s .

Al observar que las curvas de la velocidad de onda de corte de las correlaciones presentaban diferencias respecto a la curva de la velocidad de la onda de corte del registro

DTSM en algunos intervalos se recurrió a la correlación de Eberhart-Phillips (1989). Dicha correlación tiene la ventaja de no considerar la velocidad de la onda compresional para la estimación de la velocidad de la onda de corte, pero si considera a propiedades como la porosidad (\emptyset) el volumen de arcilla (V_{sh}) y el esfuerzo efectivo vertical (σ_v).

Para aplicar dicha correlación primero se determinó el esfuerzo efectivo vertical a partir del registro de densidad (*RHOB*) considerando una densidad del fluido $\rho = 1.07$ [gr/cm³].

$$\sigma_v = \frac{(\rho * h) - (\rho_f * h)}{10} \quad (5.1)$$

donde:

$\sigma_v \rightarrow$ es el esfuerzo efectivo vertical [kg/cm²]

$\rho \rightarrow$ es densidad de la formación [gr/cm³]

$h \rightarrow$ es la profundidad [m]

$\rho_f \rightarrow$ es densidad del fluido [gr/cm³]

Después se multiplicó el esfuerzo efectivo vertical previamente estimado por 0.980665 para realizar la conversión de unidades de [kg/cm²] a [bar] y consecuentemente se dividió entre [1x10⁶], ya que esta correlación utiliza el esfuerzo efectivo vertical en [1x10⁶ bar].

La porosidad (\emptyset) fue obtenida mediante el método de Rider (1986), el cual está en función de la respuesta del registro de densidad (*RHOB*). El volumen de arcilla (V_{sh}) fue obtenido mediante las ecuaciones de Larionov, Clavier, Stieber y mediante la ecuación modificada de Larionov, ambas metodologías fueron descritas en el capítulo 3. Ya estimada la porosidad, el volumen de arcilla y el esfuerzo efectivo vertical se aplicó la correlación de Eberhart-Phillips para los 4 diferentes volúmenes de arcilla calculados para obtener la velocidad de la onda de corte que más se ajuste a los datos medidos del registro *DTSM*.

Comparando las cuatro curvas V_s generadas se observó que se ajustaban en mayor o menor medida, pero presentaban el mismo comportamiento, es por ello que se aplicó un promedio

armónico para considerar todos los resultados obtenidos y tener un solo valor de la velocidad de la onda de corte para este intervalo (**Figura 5.6**). Para profundidades menores a 1440 [m] se ajustó más la curva que se generó con la ecuación modificada de Larionov para el cálculo del volumen de arcilla por lo que se le proporcionó un valor de 0.7 al realizar el promedio armónico y un valor de 0.1 al resto de las ecuaciones. Para profundidades mayores a 1400 [m] se ajustó más la curva que se generó con la ecuación de Larionov se le proporcionó un valor de 0.7 al realizar el promedio armónico y un valor de 0.1 al resto de las ecuaciones.

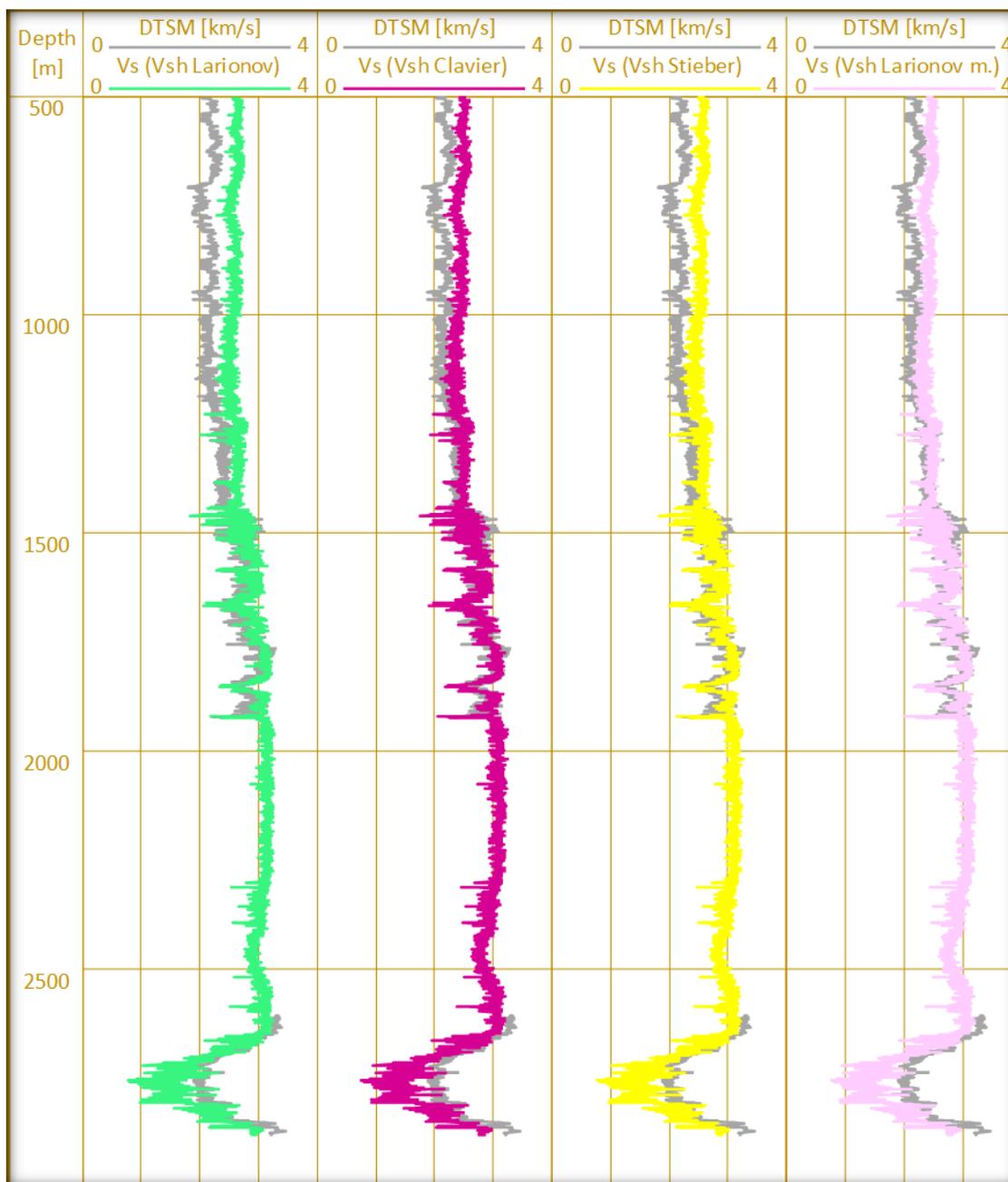


Figura 5.6.- Comparación de la cura de Vs (DTSM) contra las curvas de V_s generadas a partir de la correlación de Eberhart-Phillips (1989) para los diferentes volúmenes de arcilla estimados.

La correlación de Eberhart-Phillips (1989) se ajustó en gran parte de la columna geológica analizada, pero justo en el intervalo donde no se tiene datos se ajustó mejor. Se consideraron todas las correlaciones aplicadas en mayor o menor grado de acuerdo al ajuste que presentaron con respecto a la respuesta que arrojó el registro DTSM.

Para el intervalo de 500-1440 [m] como prácticamente las tres correlaciones aplicadas al inicio se ajustaron a los datos del registro DTSM, se realizó un promedio armónico para considerar a estas correlaciones aplicadas y así tener solo un valor de la velocidad de la onda de corte en este intervalo se le dio un peso de 0.5 a la correlación de Williams y un peso de 0.25 a las correlación de Greenberg-Castagna y Mavko, los resultados obtenidos se promediaron con los obtenidos al aplicar el método de Eberhart-Phillips. Para el intervalo de 1441-2700 [m] se realizó un promedio ponderado entre los valores obtenidos al aplicar la correlación Greenberg-Castagna (ecuación aplicable a calizas) asignándoles un valor de 0.4 y los valores obtenidos al aplicar la correlación de Eberhart-Phillips asignándoles un valor de 0.6. Para el intervalo de 2701-2879 [m] se realizó un promedio aritmético entre los valores obtenidos al aplicar la correlación de Greenberg-Castagna (ecuación aplicable a dolomías) y los valores de obtenidos al aplicar la correlación de Eberhart-Phillips. A continuación, se muestra el cross plot de los datos de la velocidad de la onda de corte medidos vs los datos obtenidos a partir de las correlaciones aplicadas a profundidades menores a 1440 [m]. Como se puede observar no existe una gran dispersión entre los datos, se puede visualizar la existencia de un comportamiento polinómico, el valor de R es alto lo que indica que existe un buen ajuste entre la curva generada empíricamente y la curva DTSM (Figura 5.7).

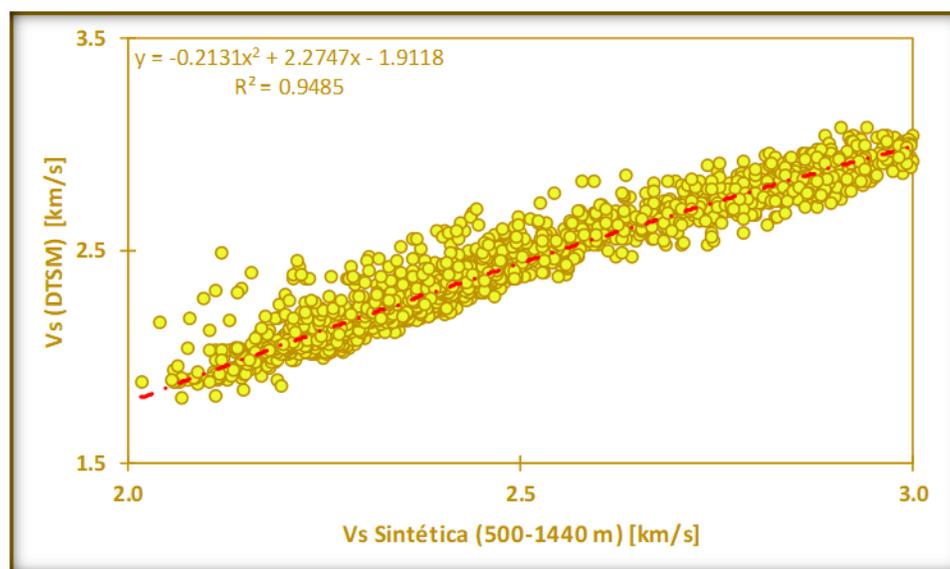


Figura 5.7.- Cross plot entre los datos medidos y los datos obtenidos empíricamente (500-1440 [m]).

También se muestra el cross plot de los datos de la velocidad de la onda de corte medidos vs los datos obtenidos a partir de la correlación Eberhart-Phillips y Greenberg-Castagna, se puede visualizar la existencia de un comportamiento polinómico entre ambos grupos de datos. El valor de R indica un gran ajuste (**Figura 5.8**).

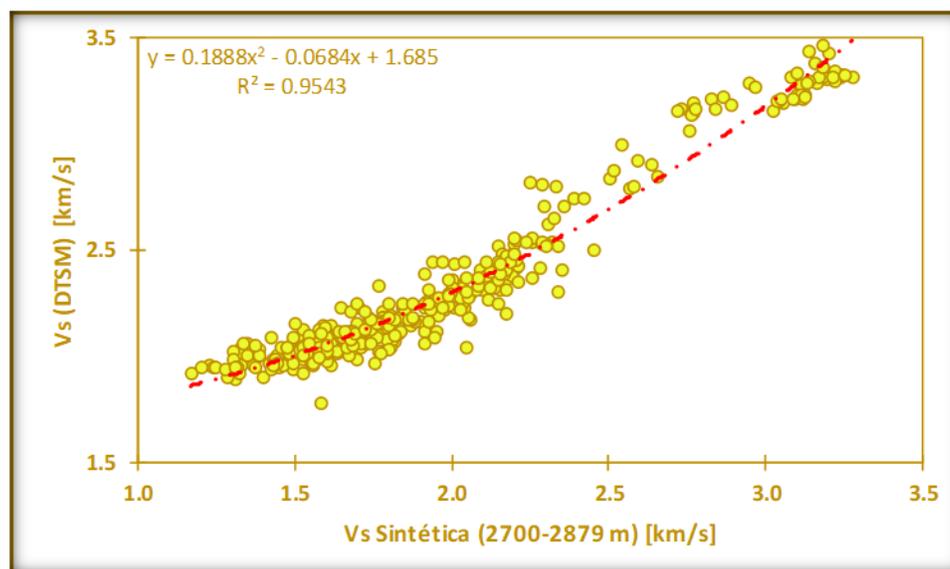


Figura 5.8.- Cross plot entre los datos medidos y los obtenidos empíricamente mediante la aplicación de la correlación de Eberhart-Phillips y Greenberg-Castagna (2700-2879 [m]).

Como se puede observar la curva V_s sintética se ajusto a los datos medidos tomando en cuenta todas las correlaciones aplicadas en mayor o menor grado. Se usaron las correlaciones de Williams, Greenberg-Castagna y Mavko como un método debido a que estas correlaciones están en función de la velocidad de la onda compresional y para los datos del pozo 1 presentaban un comportamiento lineal, los resultados obtenidos se promediaron con los que arrojó el otro método (la correlación de Eberhart-Phillips) para obtener valores más confiables que estén función de las propiedades del yacimiento (Figura 5.9). Como las correlaciones aplicadas proporcionaron la velocidad de la onda de corte en [km/s] se realizó una conversión de unidades de [km/s] a [m/s] (**Figura 5.9**).

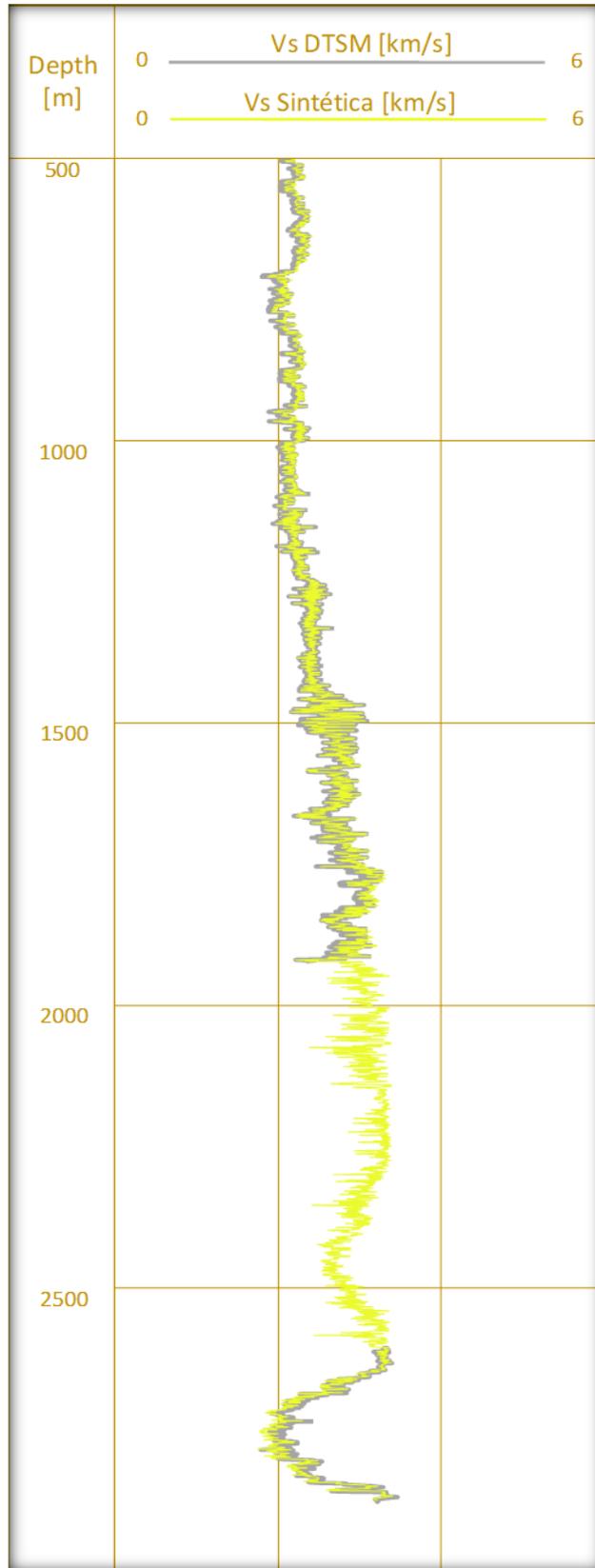


Figura 5.9.- Curva Vs completa obtenida a partir de las correlaciones empíricas.

Teniendo la densidad (ρ) la velocidad de la onda compresional (V_p) y la velocidad de la onda de corte (V_s) en el mismo sistema de unidades, ya era posible determinar los parámetros elásticos. El parámetro de Lamé (λ) y el módulo de corte (μ) se calcularon con las ecuaciones 4.6 y 4.7 respectivamente. El módulo de Young (E) y la relación de Poisson (ν) se calcularon con las ecuaciones 4.13 y 4.14 respectivamente. Después se procedió a multiplicar la densidad por el parámetro de Lamé y por el módulo de corte. Posteriormente se graficó ($\mu\rho$ vs $\lambda\rho$) y (E vs ν).

Como se mencionó en el capítulo anterior, para tener una discretización más detallada de las zonas frágiles de las dúctiles, la aplicación de este método se debe realizar en función del detalle vertical que se requiera (por formación o unidad estratigráfica), es por ello que se visualizaron las gráficas de los registros para establecer intervalos donde hay variaciones litológicas. Como se puede ver en la **Figura 5.10** se definieron los intervalos de acuerdo a los valores del registro rayos gamma (GR). Con la gráfica $DTCO$ y Rt se identificó los intervalos en lo que estas curvas difieren, es decir, ante la presencia de hidrocarburos la resistividad aumenta de igual forma el tiempo de tránsito. Con el registro de densidad se pudo identificar el cambio de litología recordando que la densidad de las lutitas corresponde a un valor aproximado de 2.7 [gr/cm³]. Además, con el de registro PEF se establecieron las variaciones litológicas tomando en cuenta que ante la presencia de kerógeno e hidrocarburo se tienen bajos valores en este registro. Los intervalos propuestos son los siguientes: Intervalo A (500 - 1440 m), Intervalo B (1441-1510 m), Intervalo C (1511 – 1600 m), Intervalo D (1601 – 1670 m), Intervalo E (1671 – 1750 m), Intervalo F (1751 – 1840 m), Intervalo G (1841 - 1910 m), Intervalo H (1911-2000 m), Intervalo I (2001 – 2300 m), Intervalo J (2301 – 2450 m), Intervalo K (2451 – 2530 m), Intervalo L (2531 – 2660m), Intervalo M (2661 - 2760 m) e Intervalo N (2761-2879 m)

Posteriormente se realizó la superposición de las gráficas ($\mu\rho$ vs $\lambda\rho$) y (E vs ν) sobre los diagramas ternarios ($\mu\rho - \lambda\rho$) y ($E - \nu$) con líneas de isofragilidad para cada intervalo propuesto (**Figura 5.11-5.24**).

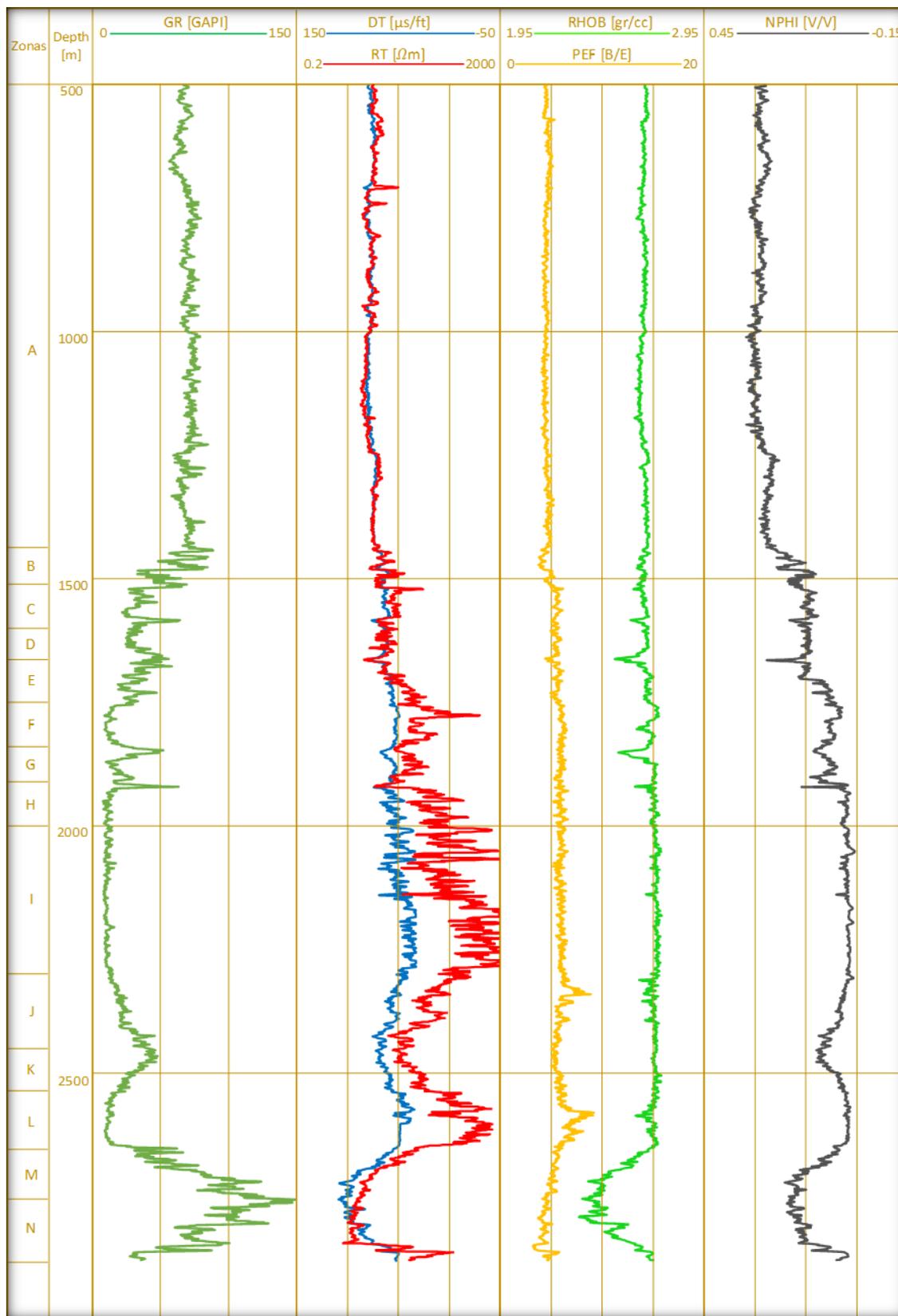


Figura 5.10.- Comparación de los registros geofísicos para establecer los intervalos a analizar en el pozo 1.

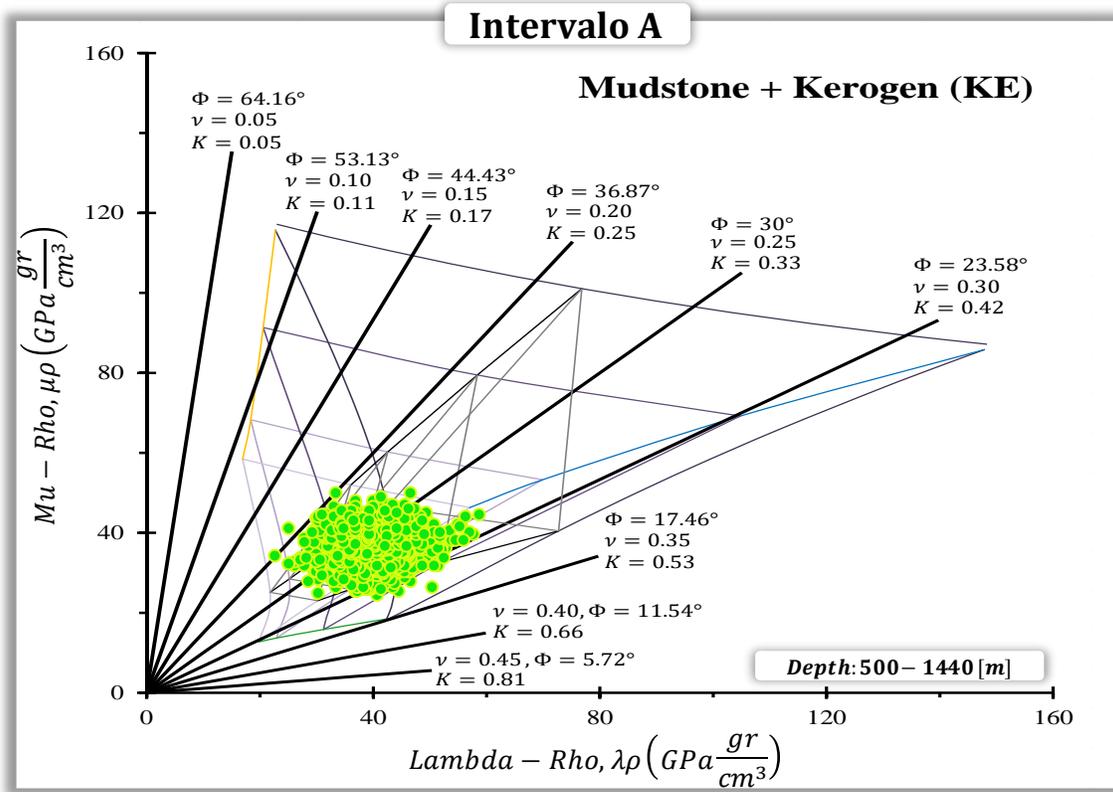
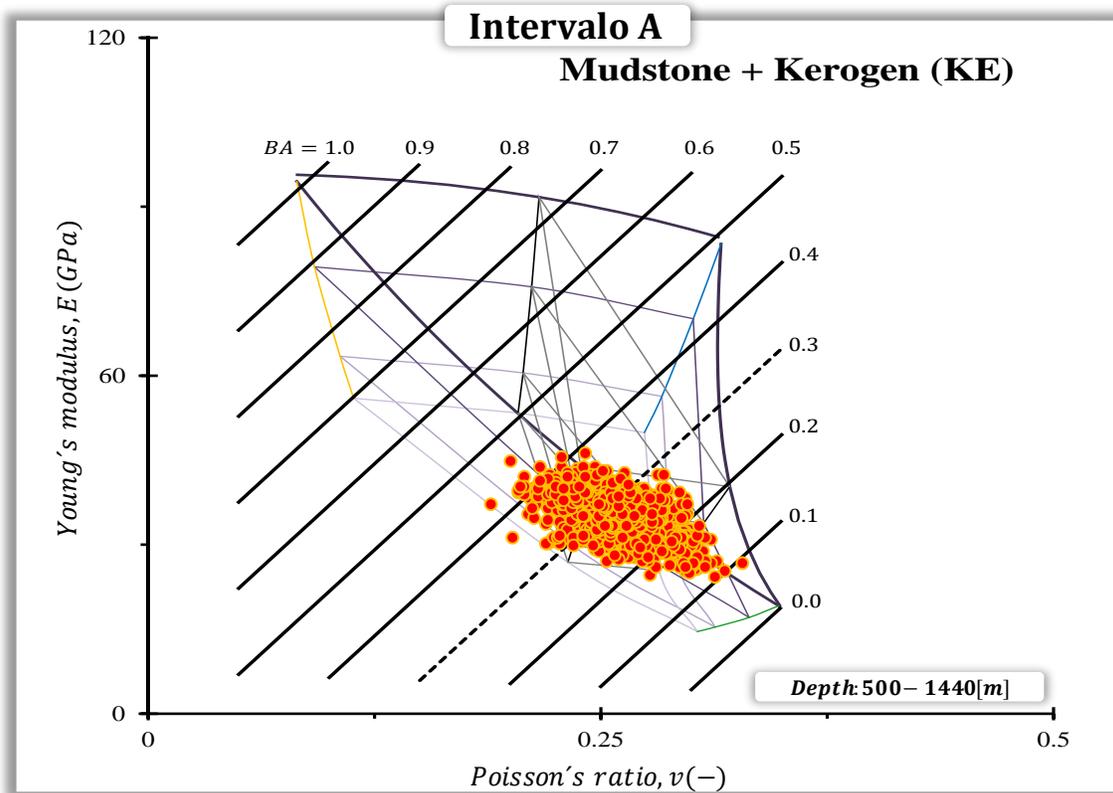


Figura 5.11.- Diagramas ternarios ($E - \nu$) y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo A del pozo 1.

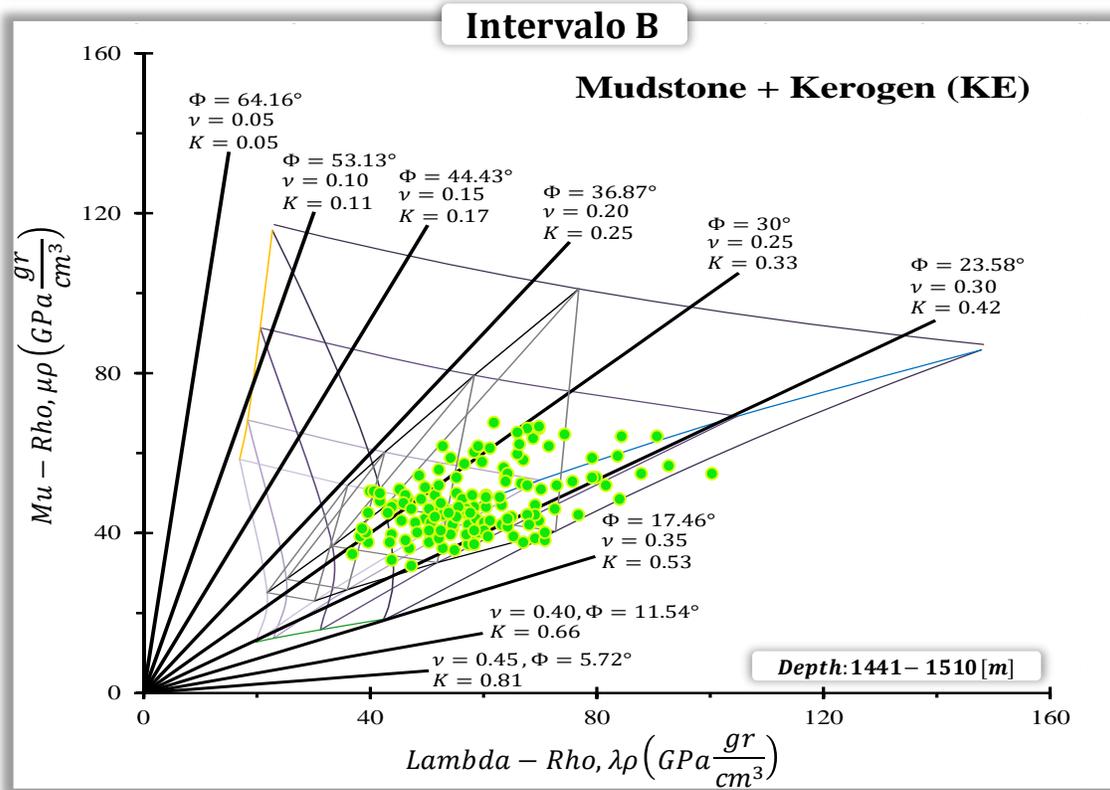
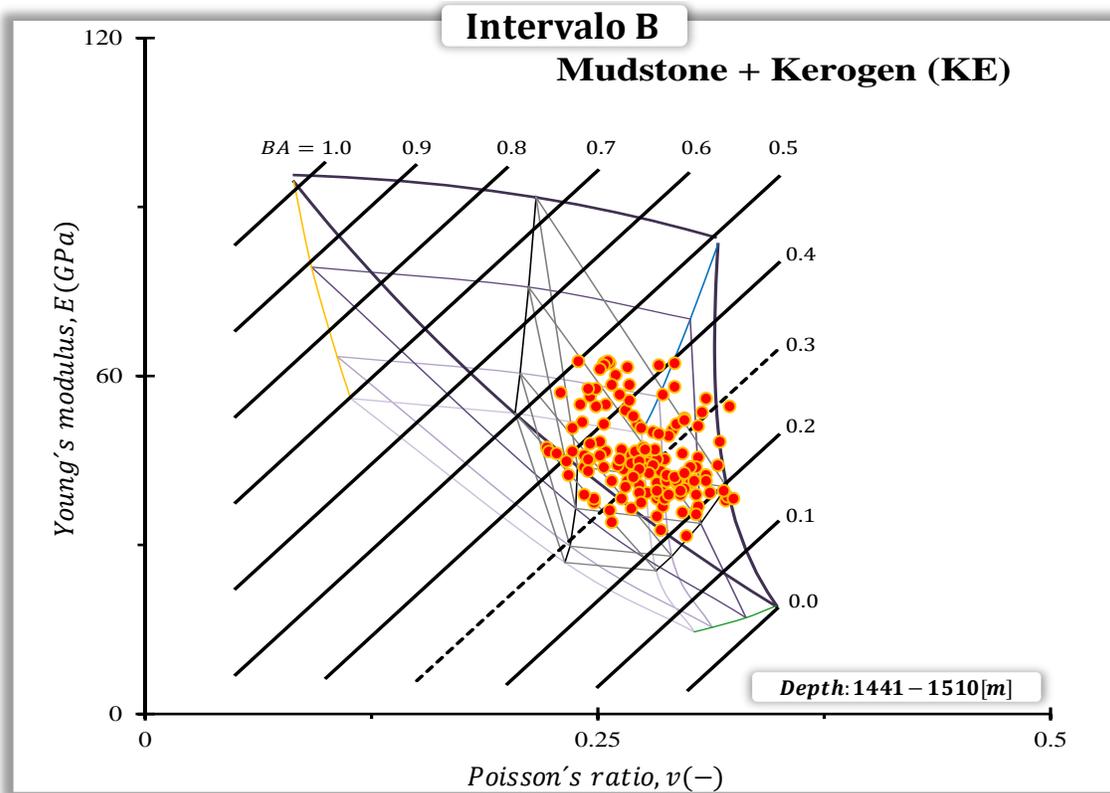


Figura 5.12.- Diagramas ternarios ($E - \nu$) y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo B del pozo 1.

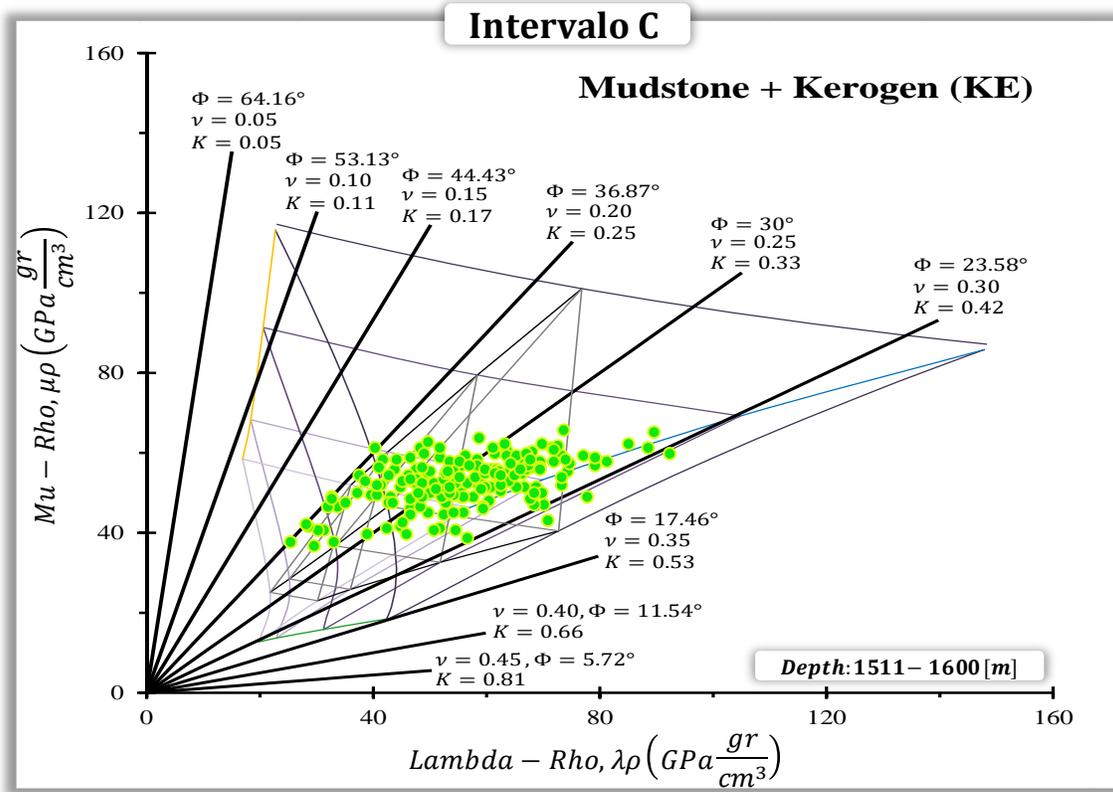
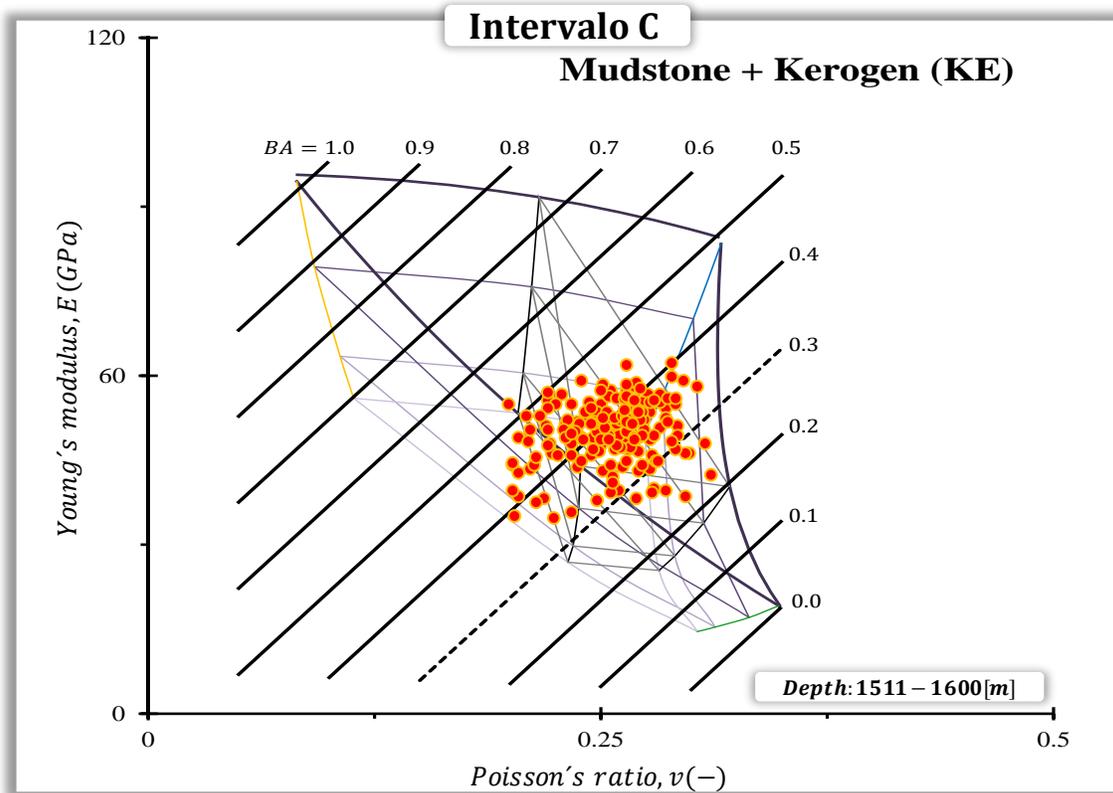


Figura 5.13.- Diagramas ternarios ($E - v$) y ($\mu\rho - \lambda\rho$) con líneas de isofragilidad para el intervalo C del pozo I.

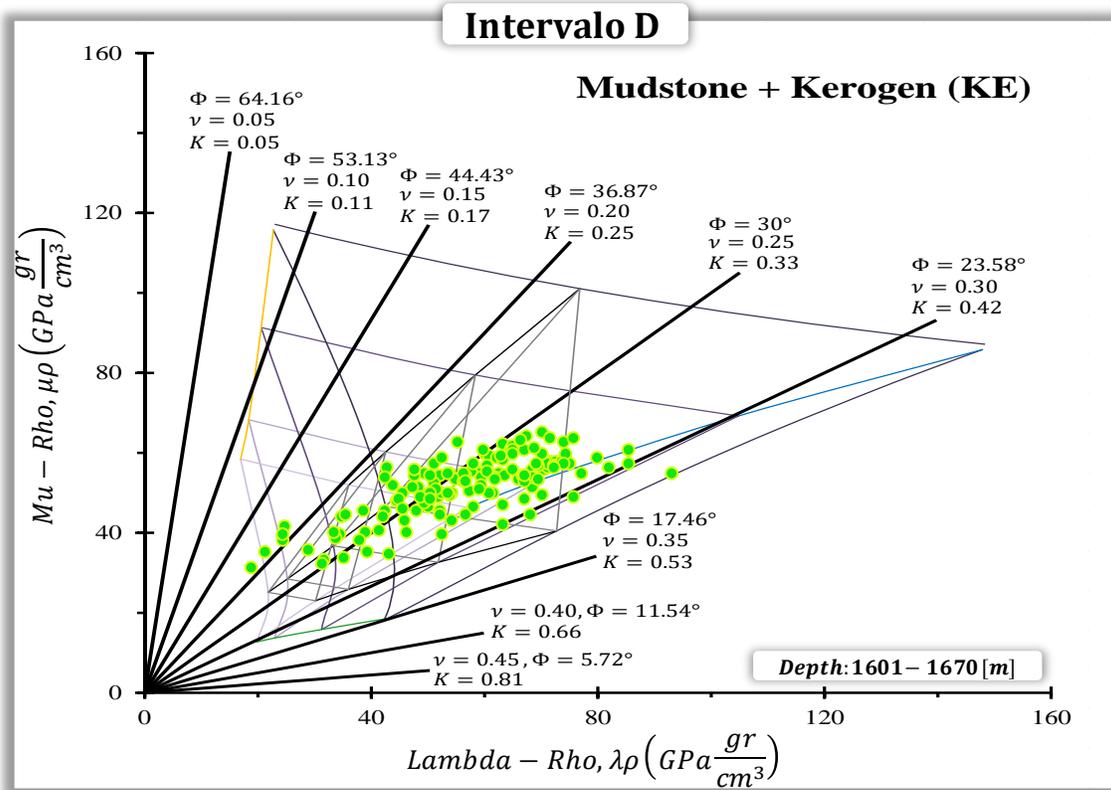
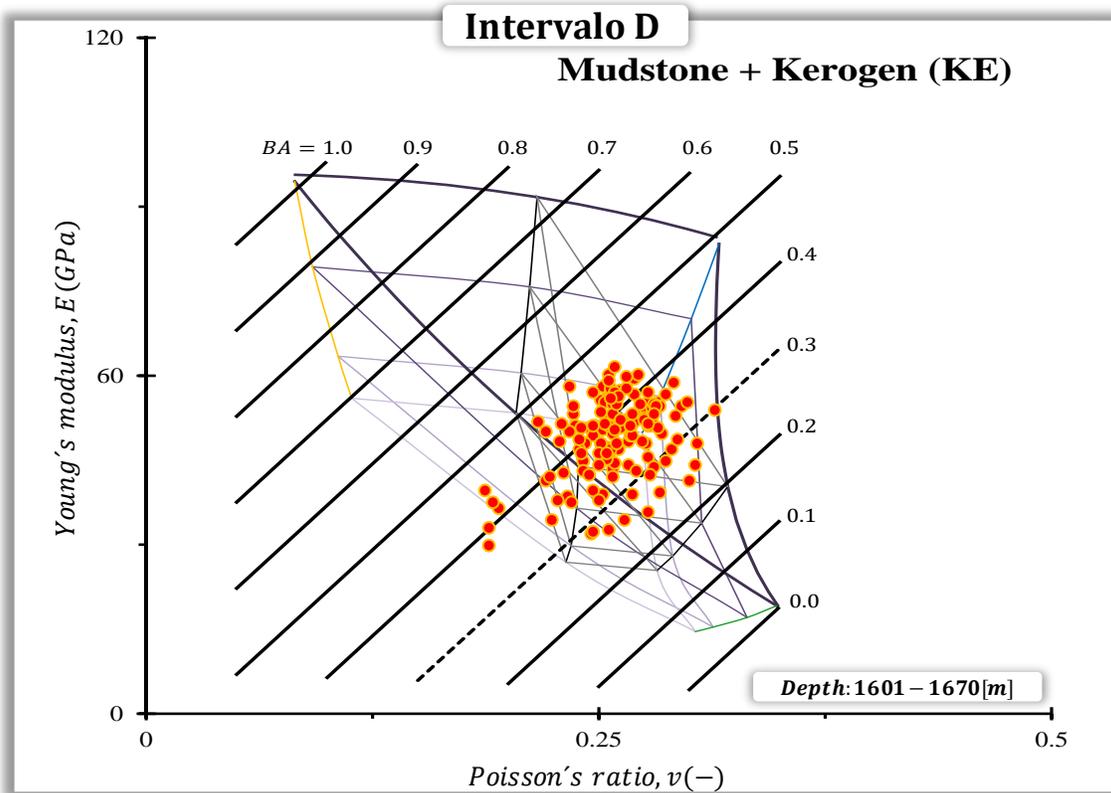


Figura 5.14.- Diagramas ternarios ($E - \nu$) y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo D del pozo 1.

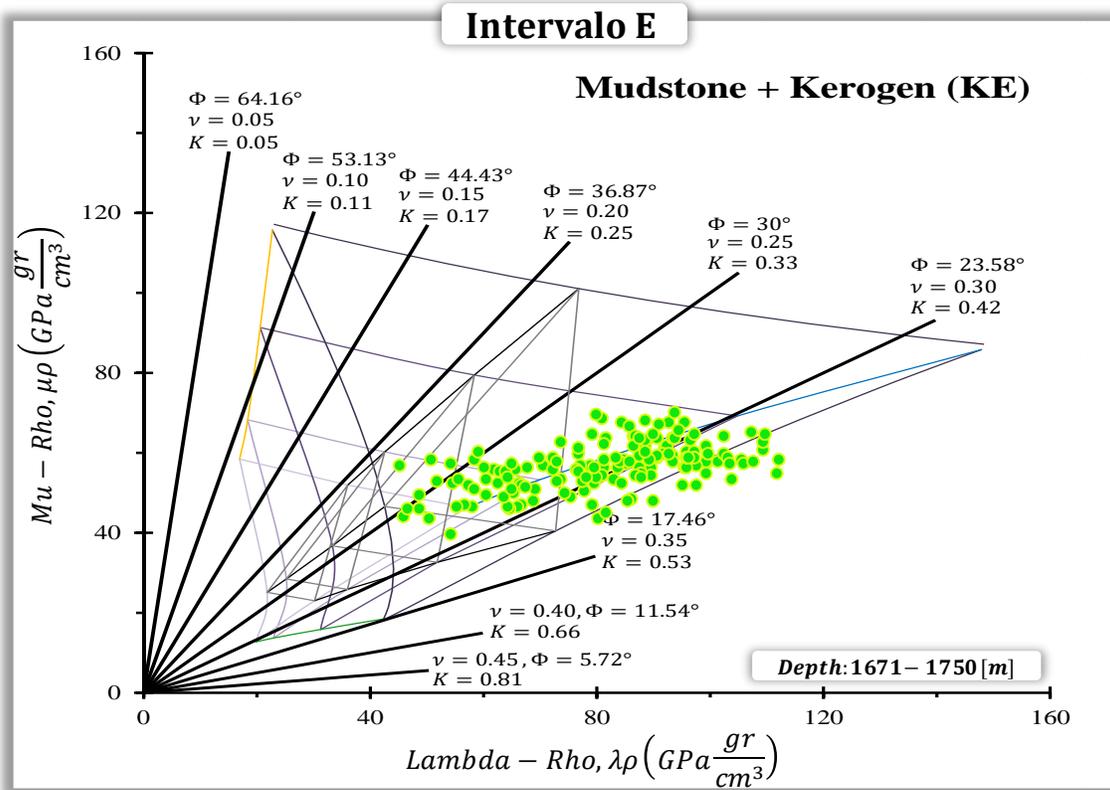
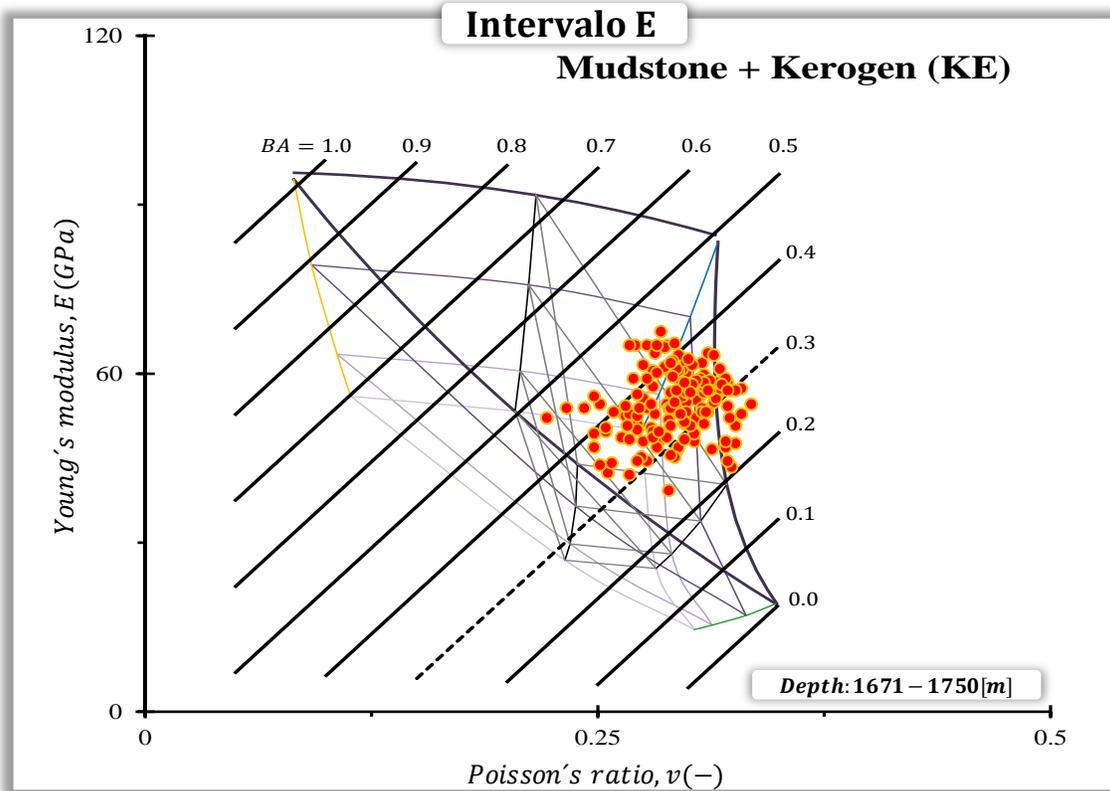


Figura 5.15.- Diagramas ternarios ($E - \nu$) y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo E del pozo 1.

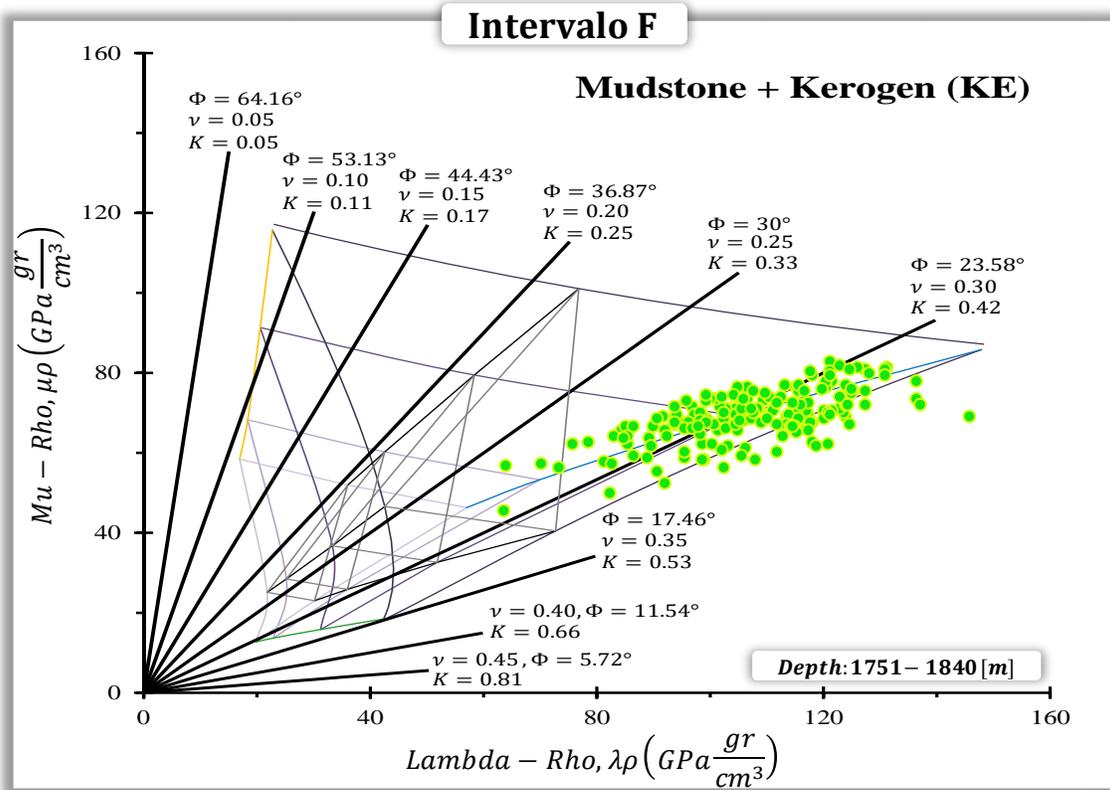
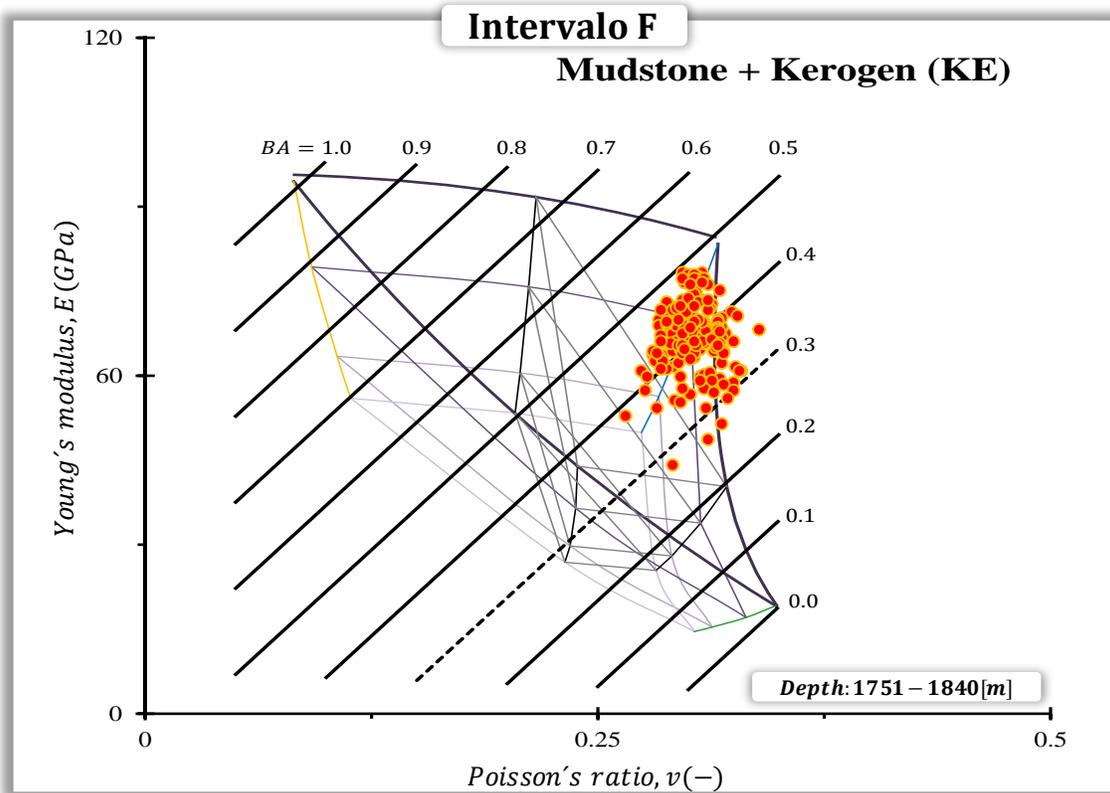


Figura 5.16.- Diagramas ternarios ($E - \nu$) y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo F del pozo 1.

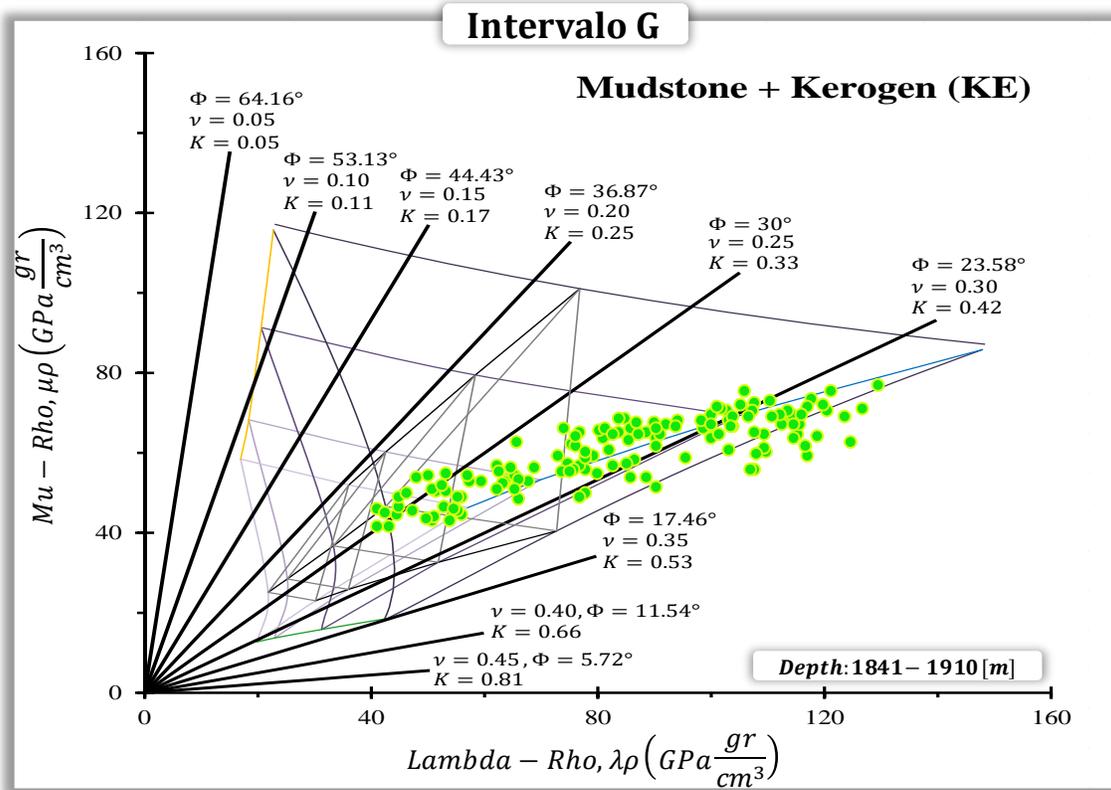
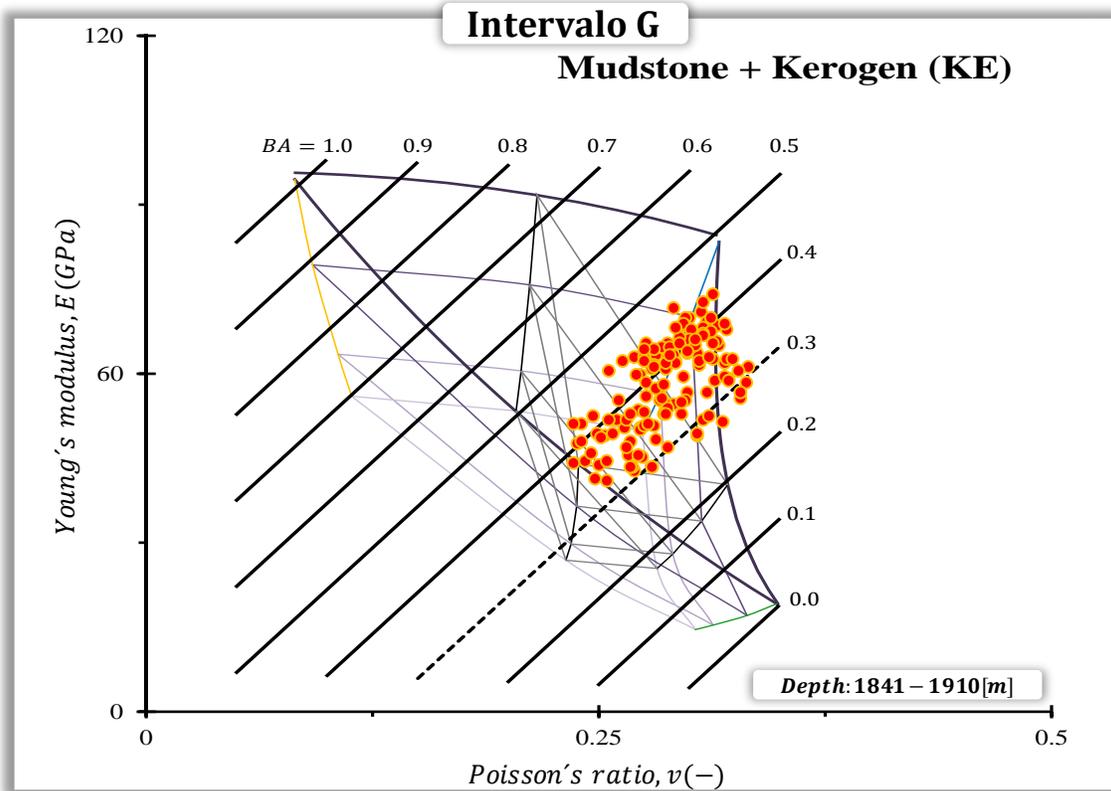


Figura 5.17.- Diagramas ternarios ($E - \nu$) y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo G del pozo 1.

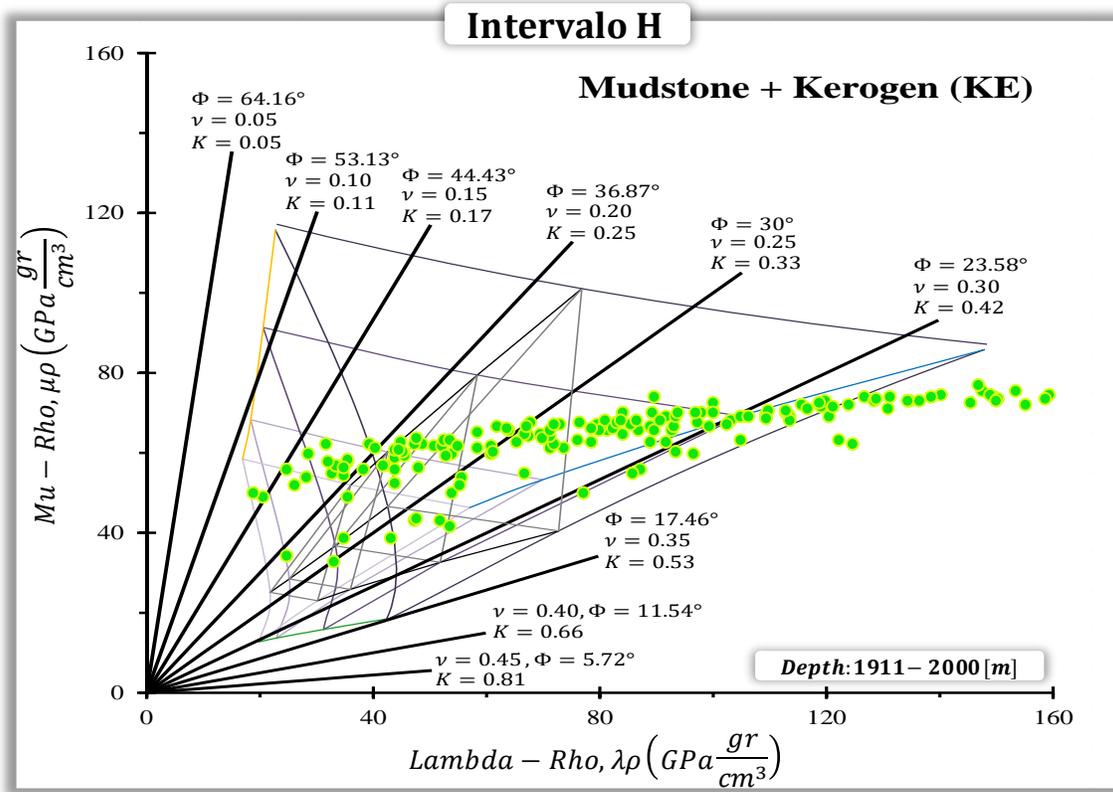
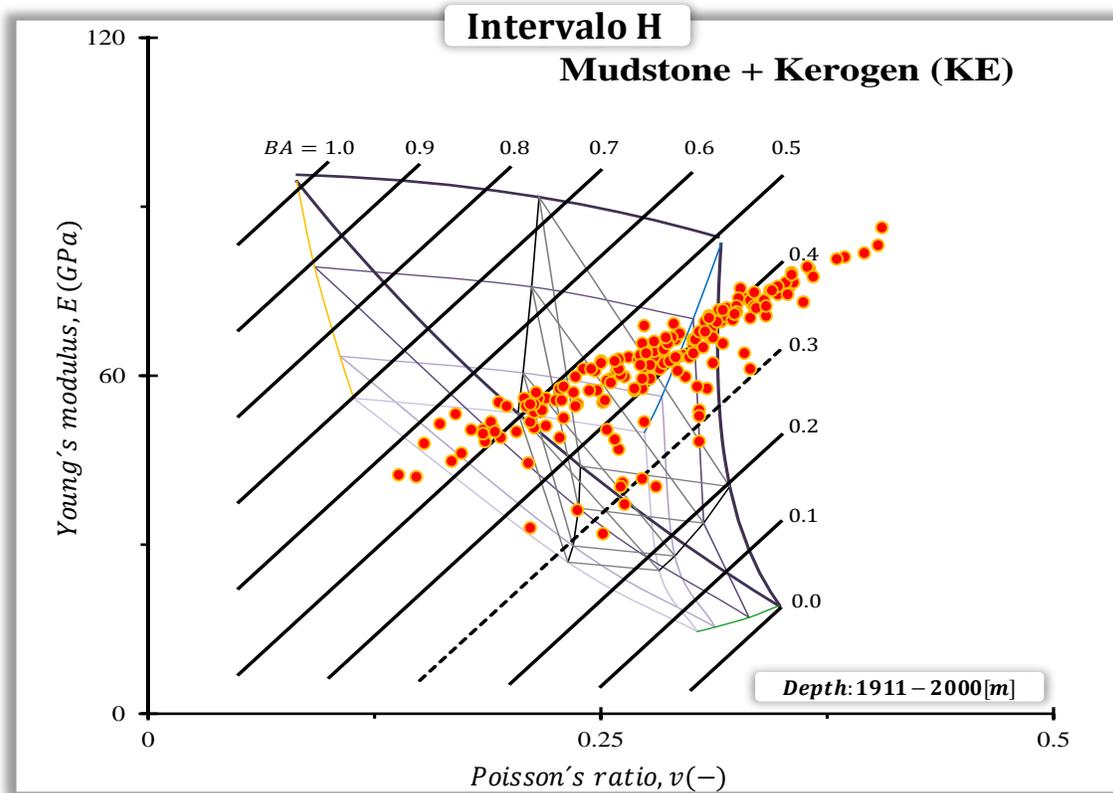


Figura 5.18.- Diagramas ternarios ($E - \nu$) y ($\mu\rho - \lambda\rho$) con líneas de isofragilidad para el intervalo H del pozo 1.

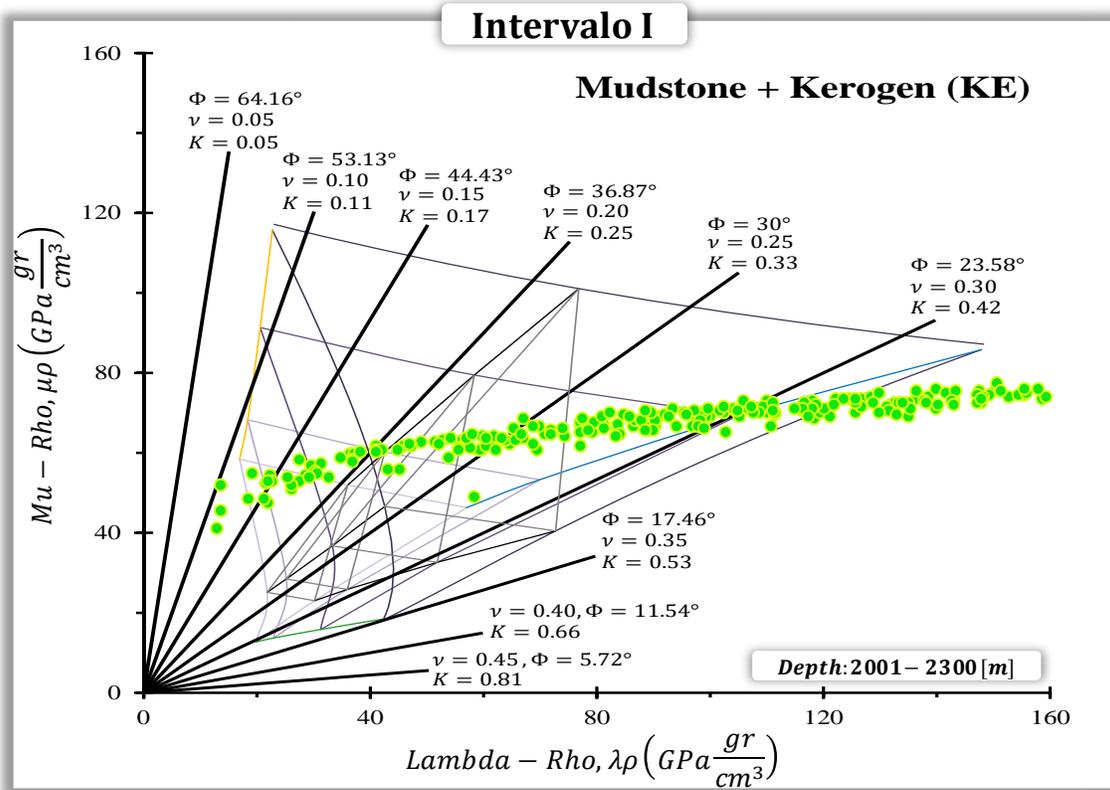
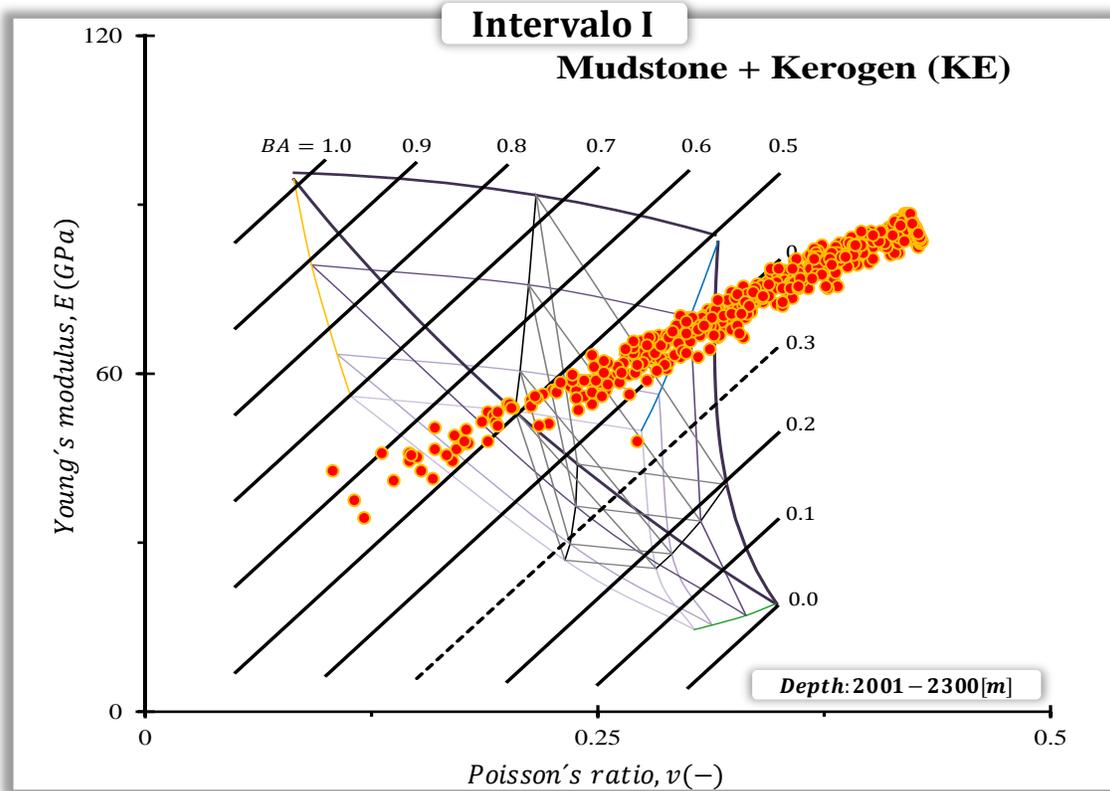


Figura 5.19.- Diagramas ternarios ($E - v$) y ($\mu\rho - \lambda\rho$) con líneas de isofragilidad para el intervalo I del pozo I.

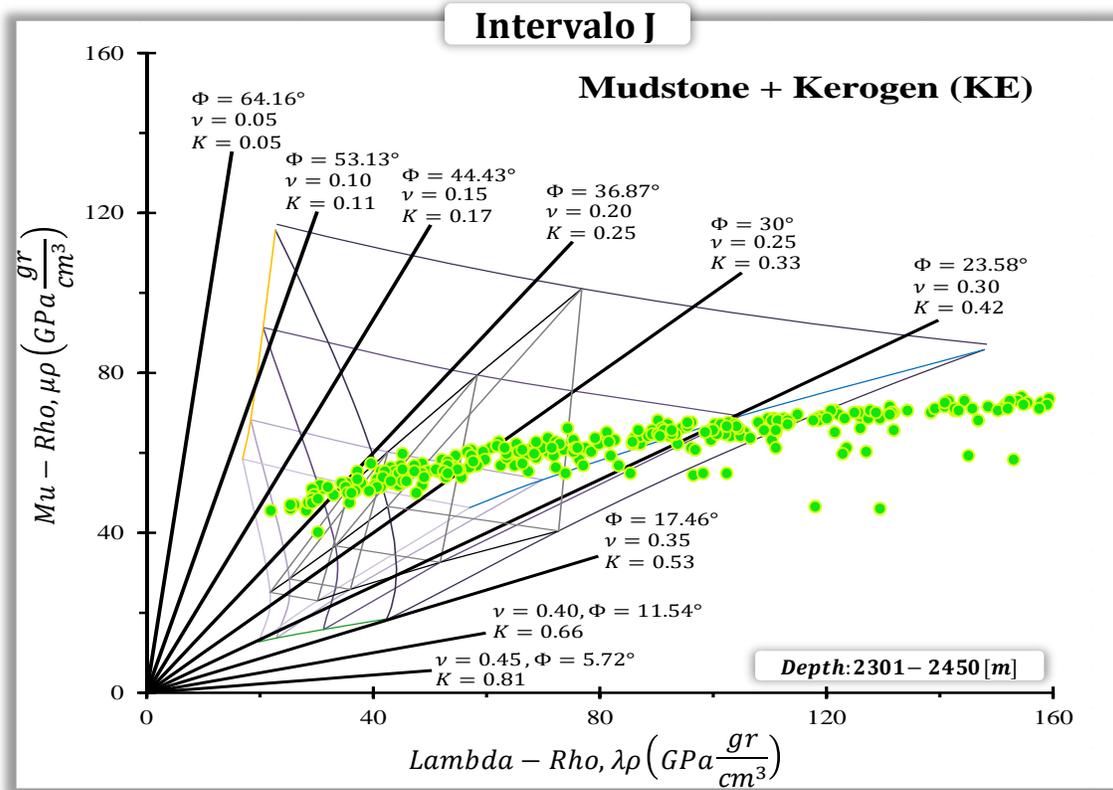
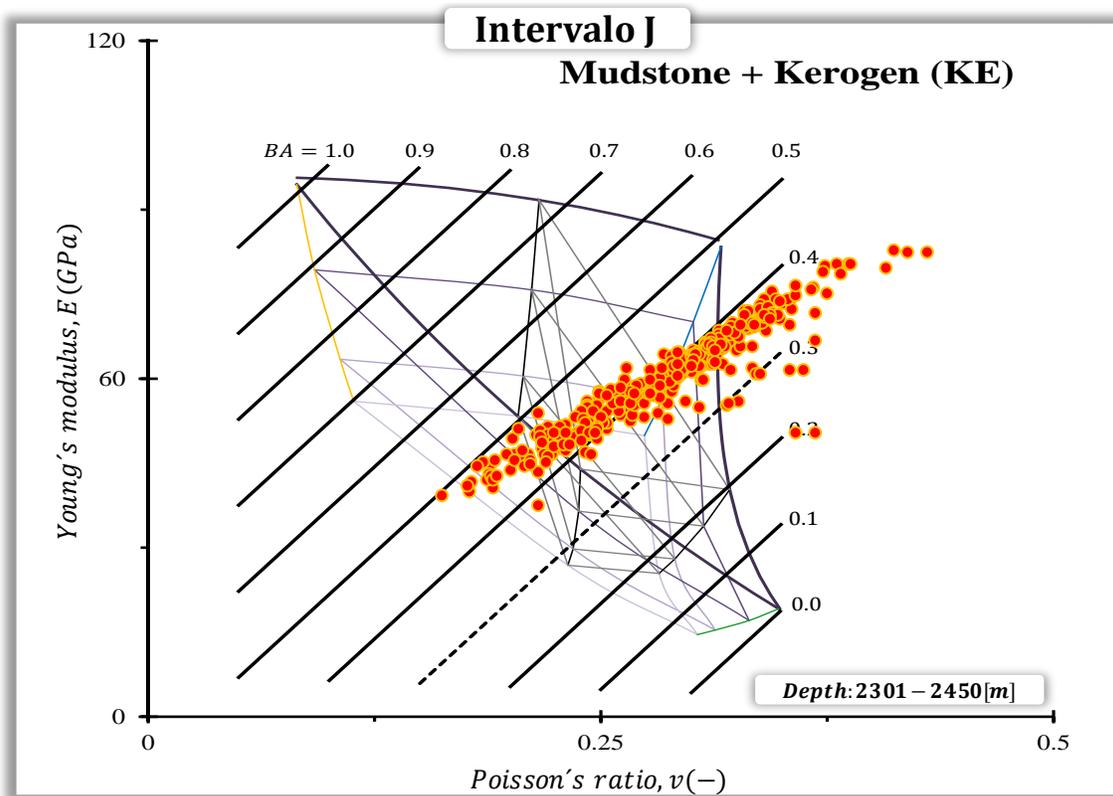


Figura 5.20.- Diagramas ternarios ($E - \nu$) y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo J del pozo 1.

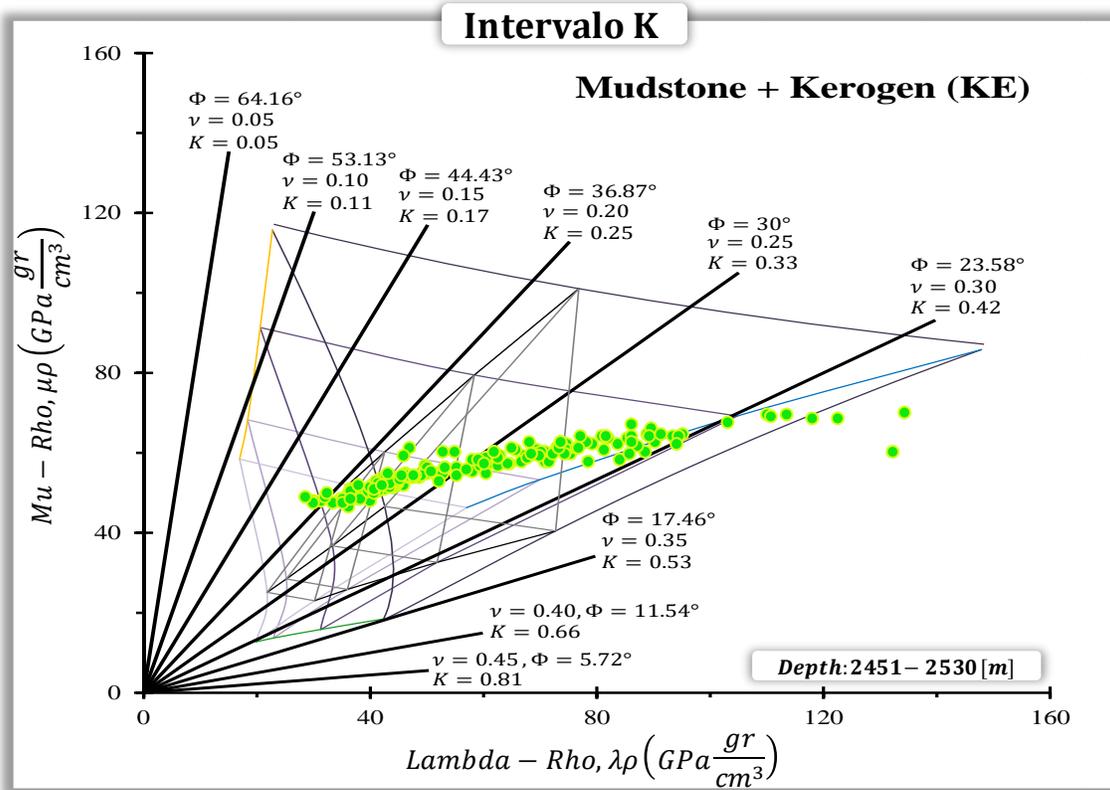
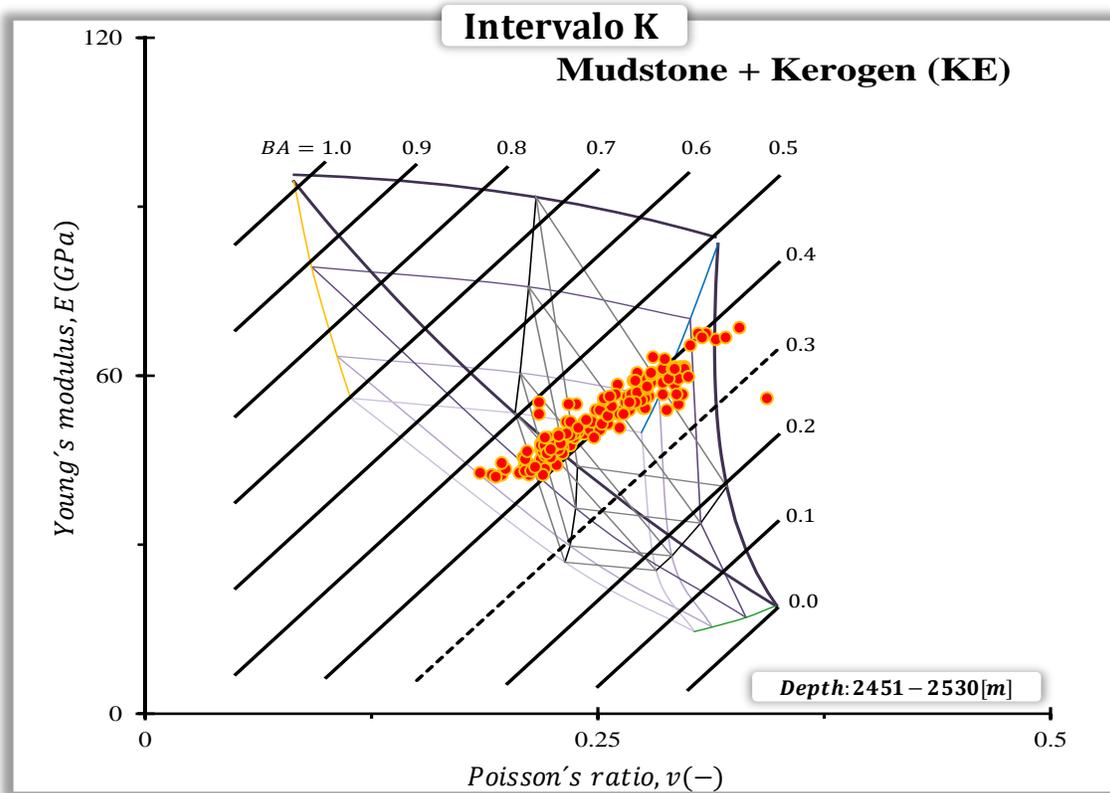


Figura 5.21.- Diagramas ternarios ($E - \nu$) y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo K del pozo 1.

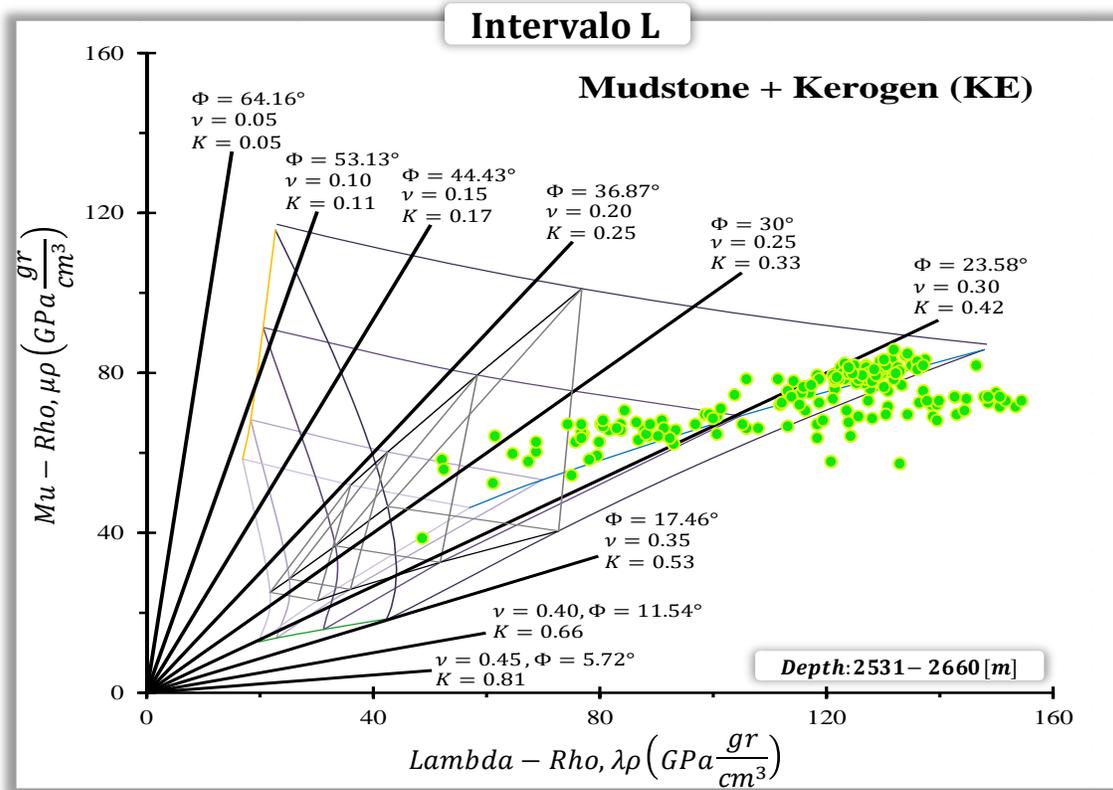
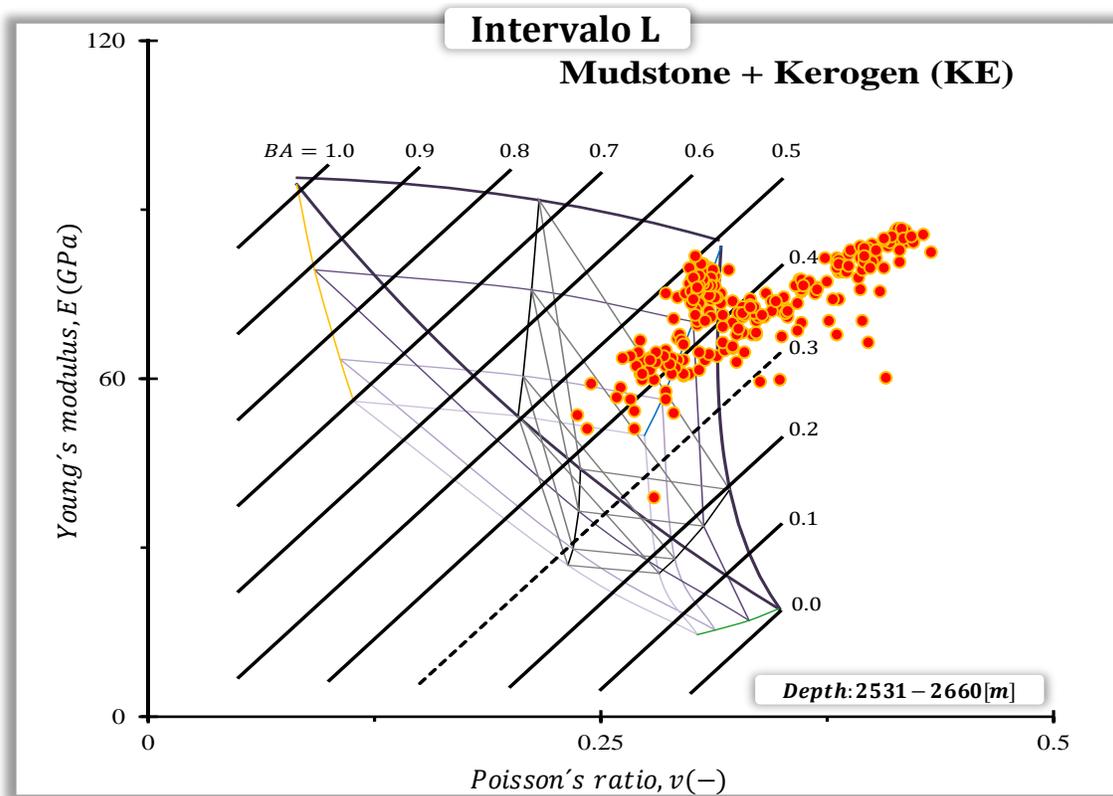


Figura 5.22.- Diagramas ternarios ($E - \nu$) y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo L del pozo 1.

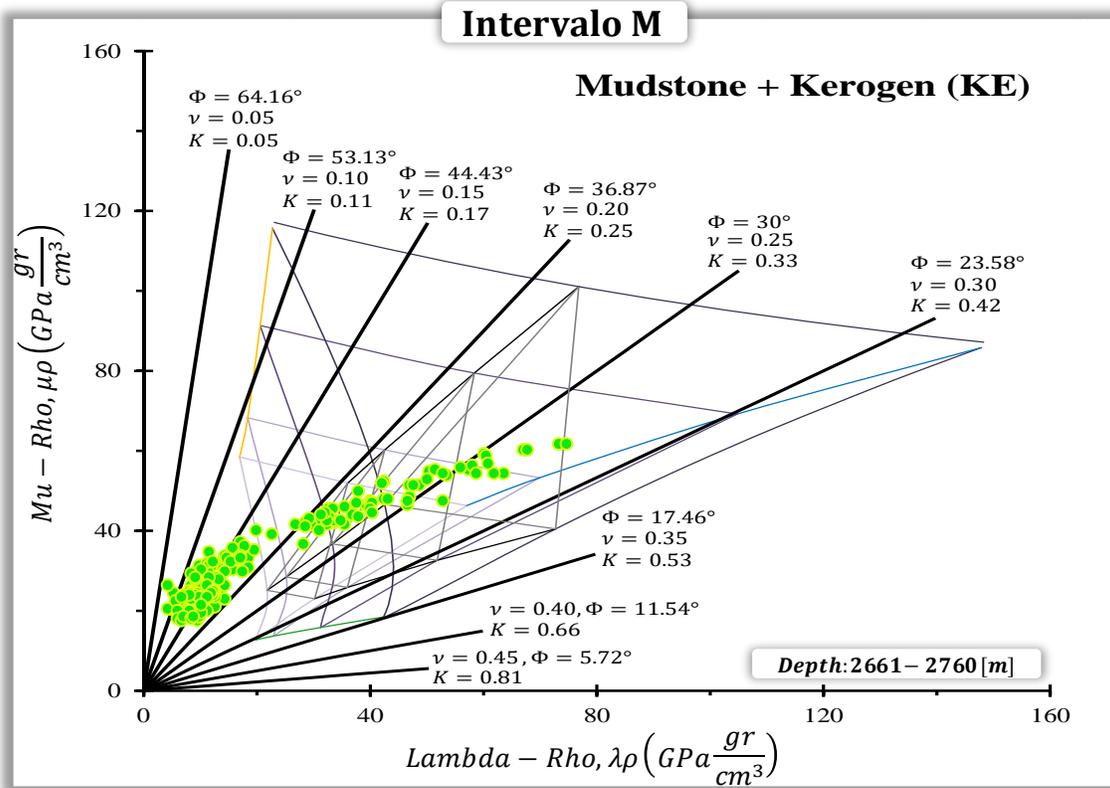
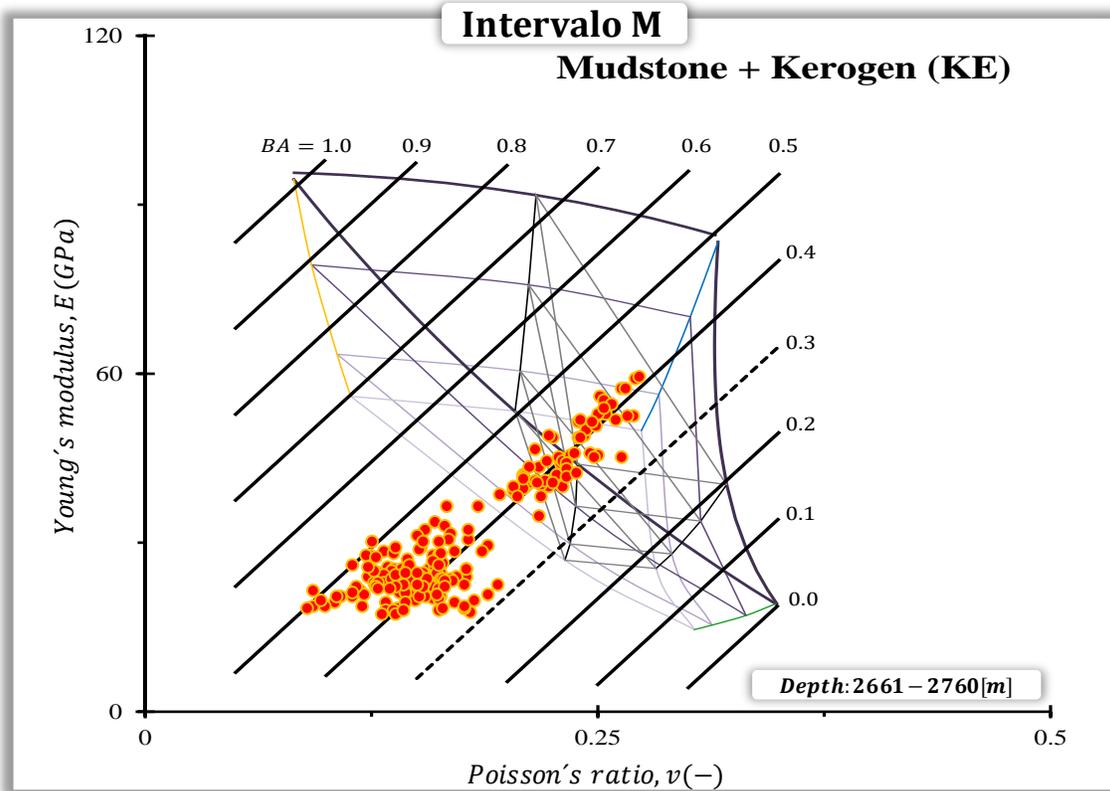


Figura 5.23.- Diagramas ternarios ($E - \nu$) y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo M del pozo 1.

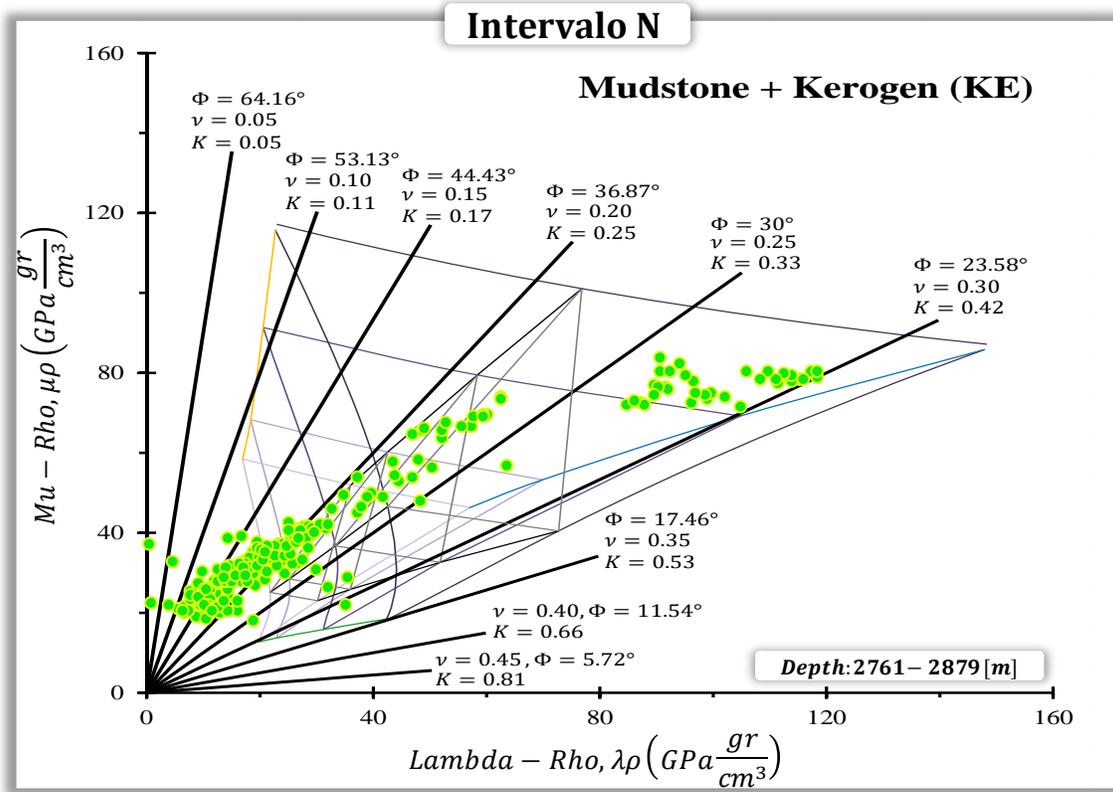
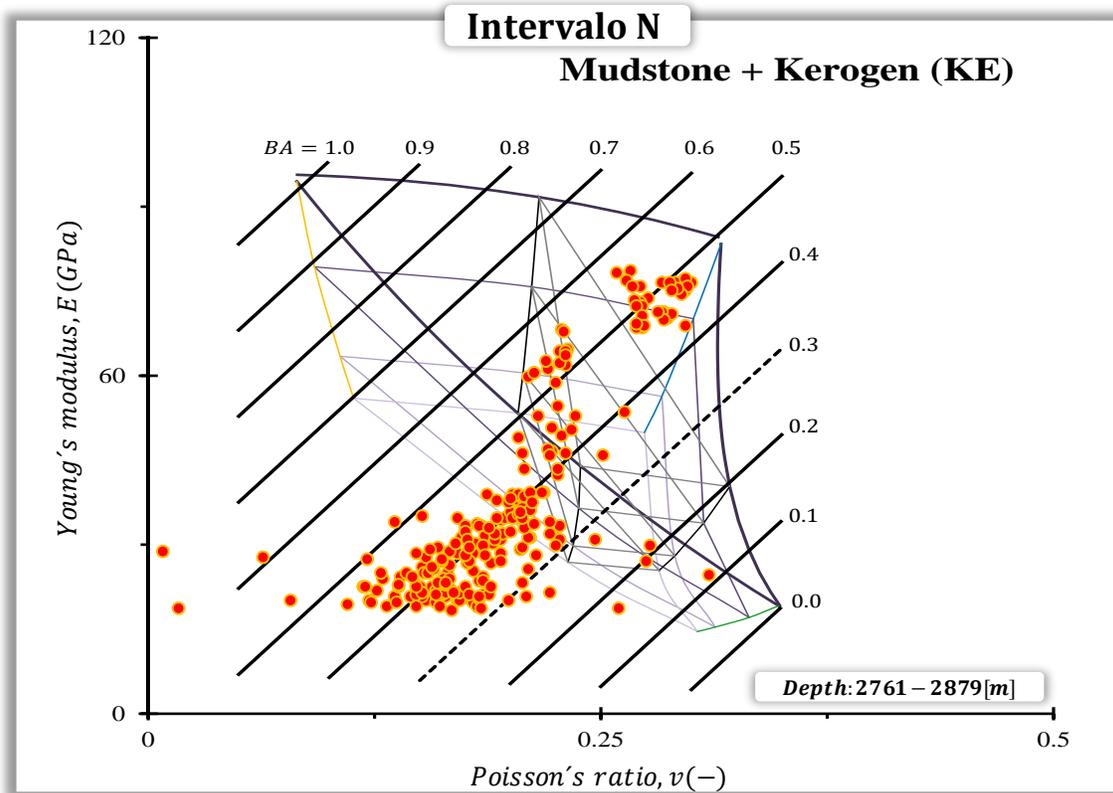


Figura 5.24.- Diagramas ternarios ($E - \nu$) y $(\mu\rho - \lambda\rho)$ con líneas de isofragilidad para el intervalo N del pozo 1.

Habiendo determinado los parámetros elásticos se procedió a estimar el índice de fragilidad con base en el módulo de Young (Bl_E) y el índice de fragilidad con base en la relación de Poisson (Bl_v) mediante la ecuación 4.15 y 4.16 respectivamente. Posteriormente se promediaron ambos índices para obtener el índice de fragilidad (BA) mediante la ecuación 4.17. Finalmente se determinó la relación de esfuerzos efectivos (k) mediante la ecuación 4.9 para hacer posible la discretización de las zonas frágiles con base en los dos parámetros que describen a la fragilidad.

Se pretende contrastar los valores (BA), (k) y COT para inferir si existen zonas que cumplen con las condiciones buscadas. Las condiciones previamente establecidas son las que permitan mostrar rocas con gran potencial de contener hidrocarburo, esto se puede saber mediante las propiedades geoquímicas tales como el contenido orgánico que se caracteriza por describir el grado de madurez de la materia orgánica contenida en las rocas generadoras.

Cuando ya se ubiquen las zonas con potencial de hidrocarburo se pretende conocer si estas zonas también poseen las condiciones requeridas para implementar métodos avanzados de perforación y tratamientos de estimulación. Se busca que las rocas ante un sistema de esfuerzos se fracturen. La mineralogía influye mucho en lo anterior, ya que el contenido mineralógico presente proporciona la fragilidad o ductilidad a las rocas.

Como se puede observar en la siguiente figura en el intervalo no convencional existen zonas que cumplen con las condiciones antes mencionadas (**Figura 5.25**). A continuación, se hará un análisis de los valores de (BA) y (K) ubicados en los diagramas ternarios para cada uno de los intervalos propuestos y se compara con los resultados obtenidos en la siguiente grafica.

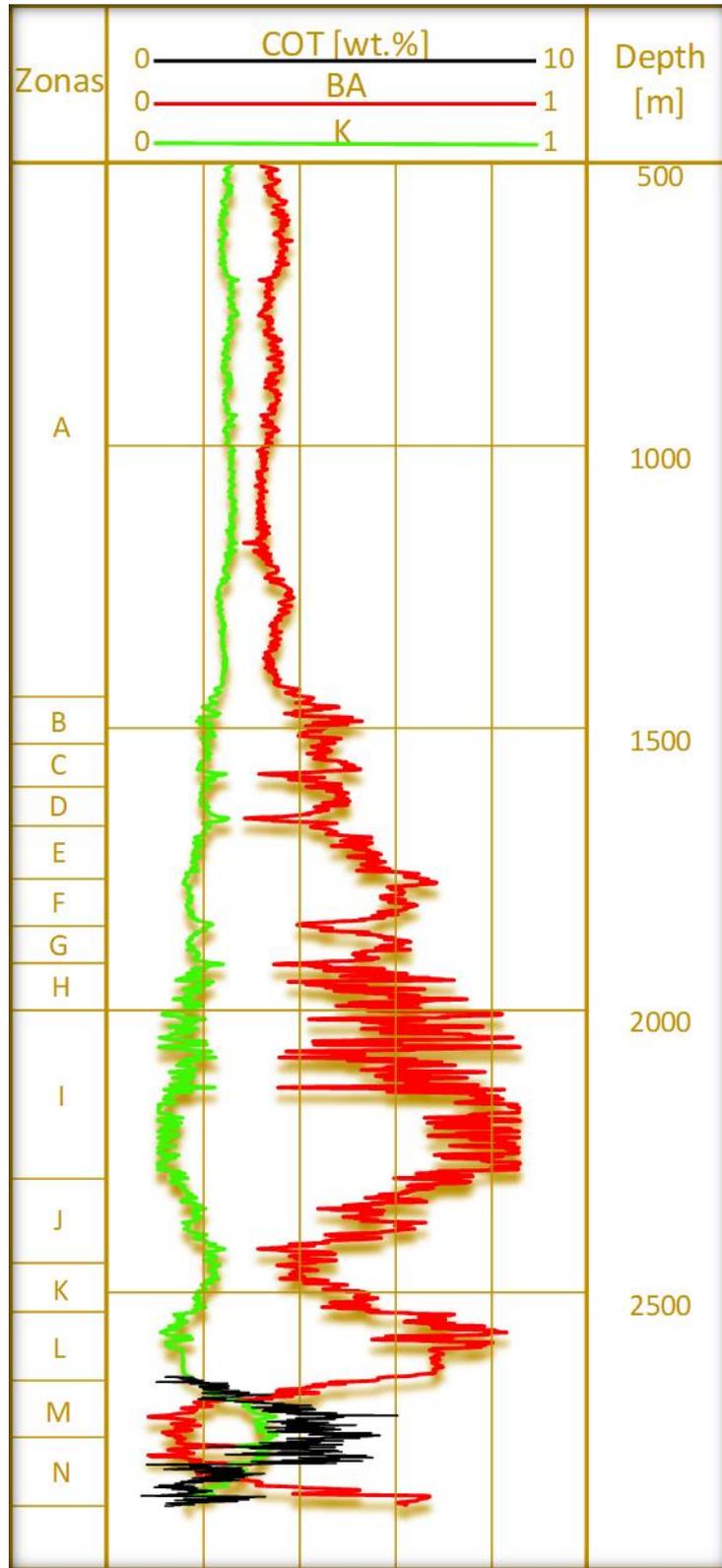


Figura 5.25.- Comparación entre el COT y los índices de fragilidad BA y K en el pozo 1.

5.4.- Identificación de las zonas con las mejores condiciones

Recordando que el parámetro (BA) puede tomar valores entre 0 y 1 donde los valores cercanos a 0 corresponden a rocas dúctiles y los valores aproximados a 1 corresponden a rocas frágiles y que para los valores del parámetro (k) ocurre lo contrario, se realizó el siguiente análisis de los diagramas ternarios ($E - v$) y ($\mu\rho - \lambda\rho$) con líneas de isofragilidad para los intervalos propuestos en el pozo 1.

Intervalo	BAmin	BAmax	Kmin	Kmax	GRmin	GRmax
	-	-	-	-	GAPI	GAPI
A	0.09	0.47	0.23	0.50	66.10	90.09
B	0.18	0.50	0.28	0.48	69.10	80.75
C	0.22	0.53	0.25	0.44	28.86	58.51
D	0.24	0.49	0.22	0.46	26.62	29.41
E	0.20	0.48	0.27	0.49	24.70	27.66
F	0.28	0.50	0.35	0.50	28.80	29.22
G	0.28	0.47	0.30	0.49	16.03	45.94
H	0.28	0.58	0.15	0.50	9.78	17.34
I	0.28	0.63	0.11	0.51	9.52	13.26
J	0.19	0.50	0.18	0.60	10.91	39.06
K	0.27	0.50	0.22	0.51	23.27	44.77
L	0.18	0.50	0.30	0.52	24.28	41.78
M	0.32	0.51	0.06	0.37	73.29	145.68
N	0.11	0.70	0.00	0.42	35.44	153.24

Tabla 1.- Valores de (BA), (k) y GR presentes en los intervalos propuestos (A-N).

En términos generales y considerando los valores de (BA) y (k) que poseen los intervalos A, B, C, D, E, F, G y K se puede deducir que dichos intervalos poseen baja fragilidad, si bien se puede apreciar que algunos puntos caen en zonas de considerable fragilidad, estos representan solo a zonas de poco espesor, por lo que estos intervalos se descartan. De acuerdo a los valores de (BA) y (k) existentes en los intervalos J y L se puede deducir que prevalece fragilidad en estas rocas, ya que la densidad de datos se concentra cercana a la línea de valor igual a 0.5 de (BA) y a la línea de valor igual a 0.33 de (k). En los diagramas ternarios de los intervalos H e I se puede observar que los datos del pozo se ubican en las

zonas de fragilidad media. Estos intervalos poseen algunos valores de (BA) superiores a 0.50 y los valores inferiores a 0.33 de (k) , por lo tanto, son los que presentan la mayor fragilidad. Sin embargo, como el objetivo es analizar la zona no convencional que incluye los intervalos M y N es la que se elige como zona de interés, además, estos intervalos poseen cierto grado de fragilidad en la parte superior del intervalo M y en la parte inferior del intervalo N, debido a que los datos se ubican cercanos a la línea de isofragilidad con valor de 0.5 del diagrama $(E - v)$ y se localizan en las líneas de isofragilidad con valores menores a 0.33 del diagrama $(\mu\rho - \lambda\rho)$.

Para identificar la zona con las mejores condiciones para fracturar se debe correlacionar estas zonas de alta fragilidad considerando el contenido orgánico total estimado previamente teniendo en cuenta que las de valor igual o superior a 2 [wt.%] son las de interés petrolero. Para ello se comparó la gráfica de $(COT \text{ vs } Depth)$ generada para identificar las zonas con alta fragilidad con contenido de materia orgánica madura.

Para identificar cuál es la zona más adecuada dentro del intervalo no convencional se realizó un análisis más a detalle de la fragilidad de acuerdo a la profundidad, es decir, se seccionaron dichos intervalos en unos más pequeños para identificar con mayor precisión a que profundidad se localizan las zonas más frágiles. Los resultados obtenidos de dicho análisis mostraron que se tienen dos zonas con alta fragilidad y con contenido orgánico total superior a 2 [wt.%] (**Figura 5.26**).

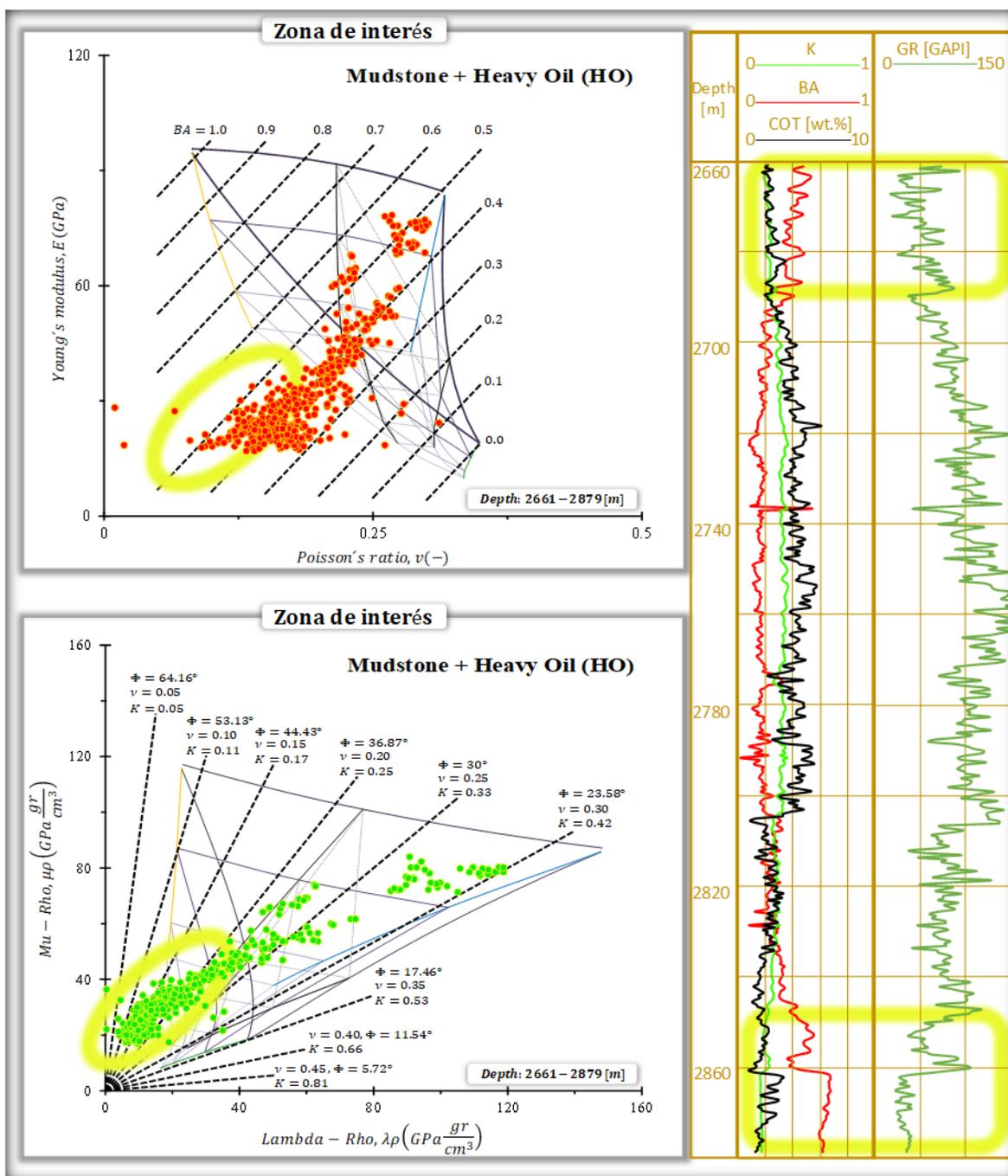


Figura 5.26.- Diagramas ternarios ($\mu\rho - \lambda\rho$) y ($E - \nu$) con líneas de isofragilidad para la zona de interés.

Se confirmó lo interpretado en la gráfica de los parámetros (BA) y (K) con los resultados obtenidos en los en los diagramas ternarios, ya que en ambas interpretaciones mostraron dos zonas con gran potencial a la misma profundidad.

La zona 1 correspondiente a la parte media y superior del intervalo M se encuentra a profundidad de entre 2660 y 2690 [m], es decir, con un espesor de 30 [m]. Esta zona posee un *COT* que varía entre 1.75 y 3.42 [wt.%] con un promedio de 2.37 [wt.%]. (*BA*) varía prácticamente entre 0.33 y 0.47 teniendo la mayor concentración de puntos con valores de (*BA*) superiores a 0.40, el parámetro (*k*) varía entre 0.18 y 0.33. Conforme a la curva del registro rayos gamma *GR* en este intervalo se aprecia bajo contenido de arcilla en comparación con los altos valores que se llega a tener en este mismo intervalo no convencional.

La zona 2 correspondiente a gran parte del intervalo N se encuentra a una profundidad de entre 2850 y 2879 [m] lo que representa un espesor de 29 [m], el *COT* presente varía entre 0.73 y 3.30 [wt.%] con un promedio de 2.02 [wt.%]. Los datos de pozo se ubican principalmente entre 0.42 y 0.58 para (*BA*) con una mayor concentración en 0.5 y para (*k*) se distribuye principalmente entre 0.16 y 0.33 con una concentración en 0.25. De acuerdo a la curva del registro rayos gamma *GR* al inicio se puede visualizar mayor contenido de arcilla, pero después la curva presenta valores muy bajos.

Como se puede observar en los diagramas ternarios con líneas de isofragilidad en la zona 1 se tiene una distribución de los puntos en la que se aprecia una considerable concentración en la parte que indica fragilidad, además, en esta zona el contenido orgánico total prácticamente siempre posee valores superiores a 2 [wt.%]. En cuanto a la zona 2 los diagramas ternarios muestran que la mayor densidad de puntos se concentra en la región que indica fragilidad en ambos diagramas, aunque se llega a tener valores menores a 2 [wt.%] de contenido orgánico total estos solamente se presentan de forma aislada. Como las dos zonas poseen un considerable espesor lo que representa un probable y considerable volumen de hidrocarburos, además, corresponden al sector con fragilidad media con mineralogía que así lo indica (alto contenido de carbonato) y con un *COT* promedio superior a 2 [wt.%] son las que se eligen para ser sometidas a fracturamiento hidráulico en n etapas.

Conclusiones metodológicas

La ubicación de las zonas frágiles es muy importante en la identificación de las zonas con potencial de hidrocarburo, ya que se tiende a buscar zonas donde estas características coinciden.

El cálculo del contenido orgánico total mediante el método de Passey está en función de la repuesta del registro de porosidad y el resistivo, cuando se presenta la unión de curvas no hay indicio de materia orgánica, en cambio, cuando se muestra una separación de curvas se estiman altos valores de esta propiedad debido a la existencia de kerógeno. Sin embargo, en el intervalo de lutitas la resistividad tiende a ser menor en comparación a la mostrada en rocas almacenadoras, por lo tanto, la separación que se presenta en este tipo de litologías es diferente a la que se presenta en los yacimientos convencionales, por lo que este método es más aplicable para evaluar el potencial de yacimientos convencionales en los cuales se obtienen resultados muy confiables.

La estimación de la riqueza orgánica en las rocas mediante el método de Schmoker & Hester está en función de la repuesta del registro de densidad, ya que cuando se presenten bajos valores de esta propiedad indicara alto contenido de materia orgánica debido a que esta última se caracteriza por poseer bajas densidades, pero no es la única propiedad que es comprendida para el cálculo de esta propiedad también es tomada en cuenta la densidad de los fluidos intersticiales y la densidad de la materia orgánica, las cuales deben ser definidas para la zona que se esté analizando debido a que no es apropiado realizar consideraciones.

Al aplicar dos o más correlaciones para estimar el valor de una propiedad lo más adecuado será realizar un promedio ponderado de los resultados obtenidos para tomar en cuenta las contribuciones de las metodologías aplicadas de acuerdo al grado de calibración que presenten respecto a los datos medidos en caso de contar con ellos.

El índice de fragilidad (BA) es un parámetro que permite establecer la capacidad que van a presentar las rocas para desarrollar fracturas ante un sistema de esfuerzos, permite describir el comportamiento mecánico de las rocas mediante la relación existente entre esfuerzo y deformación. Un índice de fragilidad (BA) mayor o igual a 40% representa una zona con

potencial para ser fracturada. Sin embargo, zonas con valores menores a 40% pueden considerarse con potencial teniendo en cuenta el contenido orgánico presente en la formación.

La relación de esfuerzos elásticos (k) es un parámetro que permite estimar el grado de fragilidad que presentan las rocas. El cálculo de (k) puede realizarse con base en la teoría elástica o con base en la teoría de fricción. Los resultados obtenidos cuando se recurre a la teoría de fricción son consistentes con respecto a los que se obtienen con (BA), cuando se considera apropiado hacer uso de la teoría elástica los resultados no presentan el mismo comportamiento. Sin embargo, al aplicar la teoría de fricción este parámetro tiende a sobreestimar la fragilidad en comparación con el parámetro (BA).

Es posible determinar las zonas frágiles de una formación recurriendo al método de las plantillas con líneas de isofragilidad, el cual fue desarrollado a partir de modelos de micromecánica y considera el uso de parámetros elásticos que pueden estimarse a partir de registros geofísicos de pozos. Se puede definir en términos generales las variaciones litológicas con base en los registros que comúnmente se toman ante la falta de información para llevar a cabo la interpretación a detalle.

El hecho de que los puntos en la zona de interés se dispongan en la parte media con ligera tendencia hacia el vértice de arcilla en ambas plantillas no necesariamente indicara la presencia de alto contenido de carbonato, ya que existirá altos valores en el registro rayos gamma que estén mostrando la presencia de una zona arcillosa debido al tipo de litología que se está analizando, es posible que se esté señalando la presencia de una cierta cantidad de materia orgánica ya que estas plantillas incluso permiten determinar el potencial de hidrocarburo presente, es por ello que se tendrá que integrar toda la información calculada para tener una interpretación más certera.

Al correlacionar los parámetros que describen a la fragilidad con la propiedad geoquímica que indica presencia de hidrocarburo es posible identificar las zonas con gran potencial en las que se pueden implementar la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico para lograr tener la extracción de hidrocarburos esperada en los yacimientos de lutitas. Por ello, se puede establecer que la sola implementación de las técnicas antes mencionadas no

asegura una producción de hidrocarburos, ya que las condiciones geológicas, mineralógicas, geoquímicas y geomecánicas tienen una gran influencia en la selección de las zonas óptimas.

Conclusiones temáticas

En la presente tesis se estableció la posibilidad de identificar zonas con potencial de hidrocarburo en yacimientos de lutitas para posteriormente ser sometidas a fracturamiento hidráulico. Lo anterior se logró equiparando el contenido orgánico total, el cual es un indicador del potencial generador de hidrocarburos del que disponen las rocas y la fragilidad, ya que con esta última es posible establecer las zonas con las características idóneas para implementar tratamientos de estimulación.

Ante las características geológicas y petrofísicas que poseen los yacimientos de lutitas que imposibilitan la extracción del hidrocarburo por empuje natural, se adecuan las técnicas de extracción. Es por ello que se recurre a la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, debido a que es prácticamente imposible extraer una cantidad rentable de hidrocarburo con las técnicas comúnmente utilizadas en los yacimientos con rocas permeables.

Para identificar las rocas con mayor potencial generador se recurre al análisis geoquímico de las rocas, el contenido orgánico total proporciona el grado de concentración de la materia orgánica contenida en las rocas, a su vez, esta concentración es un indicador del grado de generación de hidrocarburos. Si bien el contenido orgánico total solo representa la cantidad de materia orgánica y es necesario asociarla con el kerógeno para establecer de manera conjunta la riqueza orgánica, con esta propiedad es posible establecer el potencial de generación de hidrocarburos, ya que cuando mayor es la concentración de materia orgánica mejor es su potencial de generación.

En los yacimientos de lutitas es muy importante realizar el análisis de la fragilidad, ya que de acuerdo al grado de fragilidad que presenten las rocas va a depender la decisión de implementar el fracturamiento hidráulico en la zona de interés. De acuerdo a las características elásticas que presentan las lutitas de alta ductilidad, al llevar a cabo el análisis de la fragilidad, no será posible identificar zonas con alta fragilidad (aunque esto va a depender del contenido mineralógico que se tenga). Es por ello que se debe considerar el contenido orgánico total, ya que de esta propiedad va a depender si una zona con baja fragilidad es prospecta o no a fracturar.

Recomendaciones

En la identificación de las zonas frágiles con gran potencial generador de hidrocarburo se utiliza como datos de entrada la información obtenida a partir de los registros geofísicos. En caso de no tener datos de un registro es posible obtenerlo a través de las correlaciones empíricas existentes en la literatura, sin embargo, es muy importante utilizar las correlaciones más aplicables a la litología que se esté analizando, ya que dependiendo de la cantidad de los datos de entrada será la calidad de los datos de salida.

Si bien en la caracterización a partir de los diagramas ternarios es posible realizar el análisis mineralógico, la discretización del fluido y la identificación de las zonas frágiles es importante incluir datos de diversas disciplinas como la geológica, geoquímica, geofísica, petrofísica y geomecánica para tener una caracterización integral. Es decir, se debe considerar parámetros tales como la porosidad, la permeabilidad y la saturación de hidrocarburos, así como los criterios geológicos que incluyen la riqueza orgánica, la madurez termal a la cual esta última fue sometida, la profundidad y el espesor del yacimiento, la composición litológica entre otros.

Incluso de no tener basta información es adecuado utilizar información de yacimientos análogos que se encuentren en una etapa de desarrollo más avanzada y posean condiciones geológicas similares a las del yacimiento en estudio, con base en la información obtenida en los yacimientos análogos es posible llevar a cabo la interpretación de los datos limitados. Lo anterior para identificar de forma más precisa las zonas de interés en el yacimiento a desarrollar a partir de la disminución de la incertidumbre en la información obtenida, de esta forma es posible seleccionar las técnicas de extracción más adecuadas de acuerdo a las características y condiciones del yacimiento.

La metodología abordada debe de ser aplicada a los diversos sistemas no convencionales existentes en el país e incluso a los convencionales con el fin de establecer una generalización de aplicación o bien restringir el rango de aplicación a solo los yacimientos no convencionales.

Referencias

- Aguilar, M. A. (2016). El fascinante mundo de los yacimientos no convencionales y la protección al ambiente. *Instituto Mexicano del Petróleo*.
- Alexander, T., Baihly, J., Boyer, C., Clark, B., Waters, G., Jochen, V., Le Calvez, J., Lewis, R., Miller, C. K., Thaeler, J. and Toelle, B. E. (2011). Revolución del gas de lutitas. *Schlumberger*, 23(3), 40-56.
- Allix, P., Burnham, A., Fowler, T., Herron, M., Kleinberg, R. and Symington, B. (2011). Coaxing oil from shale. *Schlumberger*, 22(4), 4-15.
- Alsos, T., Eide, A., Astratti, D., Pickering, S., Benabentos, M., Dutta, N., Mallick, S., Schultz, G., den Boer, L., Livingstone, M., Nickel, M., Sonneland, L., Schlaf, J., Schoepfer, P., Sigismondi, M., Soldo, J. C. and Stronen, L. K. (2002). Aplicaciones sísmicas a lo largo de la vida productiva del yacimiento. *Schlumberger*, 54-71.
- Alshakhs, M. (2017). Shale play assessment of the Goldwyer Formation in the Canning Basin using property podelling. Master's Thesis. Curtin University
- Aquino López, A., Mousatov, A. and Markov, M. 2011. Model of sand formation for joint simulation of elastic moduli and electrical conductivity. *Journal of Geophysics and Engineering*, 8(4), 568-578.
- Arroyo, F. A. (1985). Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos. México. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Avalos, H., Aguayo, J. E., Aquino, A. y Méndez, J. (2017). Análisis petrofísico en yacimientos compactos; porción central del paleocañón de Chicontepec. *Ingeniería Petrolera*, 57(4), 238-360.
- Ayala, C. (2018) Estimación de propiedades petrofísicas usando los métodos de inversión petrofísica y convencional en yacimientos areno-arcillosos. Tesis de Maestría. Instituto Politécnico Nacional.

- Ayoub, J., Colson, L., Hinkel, J., Johnston, D. and Levine, J. (1991). Learning to produce coalbed methane. *Schlumberger*, 27-40.
- Badessich, M. F., Hryb, D. E., Suarez, M., Mosse, L., Palermo, N., Pichon, S. and Reynolds, L. (2016). Vaca muerta shale - taming a giant. *Schlumberger*, 28(1), 26-39.
- Bassiouni, Z. (1994). Theory, measurement and interpretation of well logs. *SPE Textbook Series 4*.
- Bellotti, P., Deidda, R. and Giacca, D. (1979). Deep drilling in Po Valley: Planning criteria and field results. *Society of Petroleum Engineers*.
- Boyer, C., Clark, B., Jochen, V., Lewis, R. and Miller, C. K. (2011). Gas de lutitas: Un recurso global. *Schlumberger*, 23(3), 28-39.
- Cabanillas, L., Carstens, G., Lovecchio, J. P., Marshall, P. A., Rebori, L., Soldo, J. C., Vallejo, E. and Vergani, G. (2013). Hidrocarburos convencionales y no convencionales. *Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo*, 23(134), 41-48.
- Cabrera, A. y Sandoval, J. (2014). Análisis de ecuaciones para obtener velocidades con registros geofísicos de pozos. Tesis de Licenciatura. Instituto Politécnico Nacional.
- Clavier, C., Hoyle, W. and Meunier, D. (1971) Quantitative interpretation of thermal neutron decay time logs: Part I. fundamentals and techniques. *Journal of Petroleum Technology*, 23, 743-755.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018). Atlas geológico: Recursos no convencionales (lutita gas /aceite).
- Dayal, A. M. and Mani, D. (2017). Shale gas: exploration and environmental and economic impacts. Amsterdam, Netherlands: Elsevier.
- De la Cerda, C. (2017). Fractura hidráulica: actualidad de la explotación de hidrocarburos en México. *Secretaría de Energía*.
- Díaz, H. A. (2018). Perforación no convencional. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Eberhart-Phillips, D., Han, D. H. and Zoback, M. D. (1989). Empirical relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity, and clay content in sandstone. *Geophysics*, 54(1), 82-89.

Escalera, J. A. (2013). Provincia petrolera Burgos. *Pemex Exploración y Producción*.

España, J. A., Nicolás, R., Valdiviezo, O. C., Aguilar, M. G., Labrada, A. K., Carbajal, D., Hernández, J. J. y López, D. (2016). Aplicación de parámetros elásticos en el modelado de sistemas petroleros para determinar la ventana de operación en perforación de pozos. *Congreso Mexicano del Petróleo*.

España, J. A., Nicolás, R., Valdiviezo, O. C., Labrada, A. K. y Hernández, J. J. (2016). Application of elastic parameters in the basin modeling of unconventional reservoirs. *AAPG Bulletin*.

Faust, L.Y. (1951). A velocity function including lithologic variation. *Geophysics*, 18, 271-288.

Fernández, L., Quintero, Y. A. y Calderón, Z. H. (2015): Análisis de la fragilidad para identificar sweet spots en formaciones de shale gas. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 13(2), 103–111.

Ferri, F. and Griffiths, M. (2014): Thermal maturity and regional distribution of the Muskwa Formation, northeastern British Columbia. *British Columbia Ministry of Natural Gas Development*, 37–45.

Galicia, F. (2017). Aplicación de metodologías de evaluación petrofísica para la estimación del contenido orgánico total. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.

Galvis, L. V., Ochoa, C. A., Fuente, H. A., Carvajal, J. M. y Calderón, Z. H. (2011) Estimación de propiedades mecánicas de roca utilizando inteligencia artificial. *Ingeniería y Ciencia*, 7(4), 83-103.

Gardner, G.H.F., Gardner, L.W., and Gregory, A.R. (1974). Formation velocity and density-The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39(6), 770-780.

- Greenberg, M. L. and Castagna, J. P. (1992). Shear-wave estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications. *Geophysical Prospecting*, 40(2), 195–209.
- Grieser, B., and Bray, J. (2007). Identification of production potential in unconventional reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*.
- Haddad, J. G. (2010). Estudio de la influencia de la geología estructural aplicado a modelos de estabilidad del hoyo para el campo San Joaquín. Tesis de Maestría. Universidad Simón Bolívar.
- Hernández, J., Valdiviezo, O. C., Nicolás, R. y López-Aguirre, D. (2018). Determinación del número y colocación de etapas para el fracturamiento hidráulico en pozos horizontales productores de aceite-gas de lutita. *Ingeniería Petrolera*, 58(5), 312-394.
- Hester, T. C. and Schmoker, J. W. (1987). Determination of organic content from formation-density logs, Devonian-Mississippian Woodford Shale, Anadarko Basin, Oklahoma. *U.S. Geological Survey Open File Report*, 87-20.
- Hood, P., Gutjahr, C.C.M. and Heacock, R.L. (1975). Organic metamorphism and the generation of petroleum. *AAPG Bulletin*, 59, 986-996.
- Horsrud, P. (2001). Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations. *Society of Petroleum Engineers*, 16(2), 68-73.
- Lal, M. (1999). Shale stability: drilling fluid interaction and shale strength. *Society of Petroleum Engineers*.
- Larionov, V. V. (1969). Radiometry of boreholes (in Russian), NEDRA, Moscow.
- Lindseth, R.O. (1979). Synthetic sonic logs – A process for stratigraphic interpretation. *Geophysics*, 44, 3-26.
- Lizcano, E. G. (2015). Geonavegación en pozos no convencionales gas/aceite de lutita. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.

- López-Aguirre, D. (2016). Geomecánica para formaciones siliciclásticas, mediante compresibilidades y análisis de sistemas petroleros. Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Martin, R., Baihly, J., Malpani, R., Lindsay, G. and Atwood, W. K. (2011). Understanding production from Eagle Ford-Austin Chalk system. *Society Petroleum Engineers*.
- Mavko, G., Mukerji, T. and Dvorkin, J. (1998). The rock physics handbook: Tools for seismic analysis in porous media. Cambridge University Press.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K. and Stankiewicz, A. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Schlumberger*, 23(2), 36-47.
- Melo, D. A. (2016). Análisis de impedancia elástica extendida para la identificación de canales de arena de ambiente transicional. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia.
- Méndez, A. (2013). Aspectos de producción. *Instituto Mexicano del Petróleo*.
- Muñoz, A. (2014). Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Murray, H. H. (2007). Applied clay mineralogy: occurrences, processing and application of kaolins, bentonites, palygorskite-sepiolite, and common clays. Amsterdam: Elsevier.
- Nicolás, R. and Valdiviezo, O. C. (2015). Rock physics templates for integrated analysis of shales considering their mineralogy, organic matter and pore fluids. Instituto Mexicano del Petróleo. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 137, 33-41.
- Nolen, R. (2013). Elementos de fracturamiento hidráulico. *Schlumberger*, 25(2), 57-58
- Ostera, H. A. et al. (2016). Shale gas plays, Neuquén Basin, Argentina: Chemostratigraphy and mud gas carbon isotopes insights. *Brazilian Journal of Geology*, 46(1), 181-196.
- Passey, Q. R. et al. (1990) A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bull*, 74(12), 1777-1794.

Pemex Exploración y Producción. (2014). Las reservas de hidrocarburos de México.

Pérez, R. A. (2015). Optimización de los sistemas de perforación y terminación de pozos en yacimientos de shale gas. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Peters, E. J. (2012). Advanced petrophysics. Austin, Texas: Live Oak Book Company.

Rider, M.H. (1986). The geological interpretation of well logs. (2nd Ed). Glasgow, Scotand: Rider-French.

Raiga-Clemenceau, J., Martine, J.P. and Nicoletis, S. (1988). The concept of acoustic formation factor for more accurate porosity determination from sonic transit time data. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*.

Raymer, L.L., Hunt, E. R. and Gardner, J. S. (1980). An improved sonic transit time-to-porosity transform. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*.

Sabina, F. J. and Willis, J. R. (1988). A simple self-consistent analysis of wave propagation in particulate composites. *Wave Motion 10* (2), 127-142.

Schlumberger (1989). Log interpretation principles/applications.

Servicio Geológico Mexicano. (2014). Léxico estratigráfico de México.

Sierra, D. E. (2016). Developing a Vaca muerta shale play: An economic assessment approach. Master's Thesis. The University of Texas at Austin.

Smith, R. F., McCoy, R. L., Ausburn, B. E., and Pottorf, B. R. (1979). Determining acoustic velocity of subsurface formations from well log data. *Society of Petroleum Engineers*.

Stevens, S. H., Moodhe, K. D. and Kuuskraa, V. A. (2013). China shale gas and shale oil resource evaluation and technical challenges. *Society of Petroleum Engineers*.

Stieber, S. (1970). Pulsed neutron capture log evaluation-Louisiana Gulf Coast. *Society of Petroleum Engineers*.

- Tiab, D. and Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Houston: Gulf Professional Publishing.
- Tian, Y., Ayers, W. B. and McCain, W. D. (2013). The Eagle Ford shale play, south Texas: Regional variations in fluid types, hydrocarbon production and reservoir properties. *International Petroleum Technology Conference*.
- Tissot, B. P. and Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Berlin, Heidelberg: Springer.
- Triche, N. E. and Bahar M. (2013). Shale gas volumetrics of unconventional resource plays in the Canning Basin, western Australia. *Society of Petroleum Engineers*.
- Williams, D.M. (1990). The acoustic log hydrocarbon indicator. Society of Petrophysicists and Well Log Analysts.
- Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., and Gardner, L.W. (1956). Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*, 21, 41-70.
- Zeng, P. and Guo T. (2015). Enrichment of shale gas in different strata in Sichuan Basin and its periphery-the examples of the Cambrian Qiongzhusi Formation and the Silurian Longmaxi Formation. *Energy Exploration & Exploitation*, 33(3), 277-298.