



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE INGENIERÍA

COLEGIO DE INGENIERÍA GEOFÍSICA

**METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN
PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES EN EL NORESTE DE MÉXICO**

**TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:
LICENCIATURA EN INGENIERÍA GEOFÍSICA**

PRESENTA:

CARLOS OSORIO DÍAZ

DIRECTOR INTERNO:

M. C. JULIO CÉSAR GONZÁLEZ HERNÁNDEZ

DIRECTOR EXTERNO:

ING. JOSÉ FRANCISCO ARENAS MARTÍNEZ

FECHA DE ENTREGA:

NOVIEMBRE DE 2023



BUAP

Oficio No. SAC/0479/2023

**C. Carlos Osorio Díaz -201620001-
Pasante de la Licenciatura en Ingeniería
Geofísica
Presente.**

En atención al Tema de Tesis que puso Usted a consideración de la Coordinación de Área y de esta Secretaría Académica en coordinación con la Dirección de ésta Facultad de Ingeniería, dentro del marco de Titulación por Examen Profesional, como medio de Titulación se dio revisión y se ha autorizado el tema denominado:

“METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN EL NORESTE DE MÉXICO”

Por lo anterior hago de su conocimiento que se asigna como Asesor de tema al Mtro. Julio César González Hernández.

Sin más por el momento, le envío la seguridad de mi consideración más distinguida.

Atentamente

“Pensar bien para vivir mejor”
H. Puebla de Z. a 28 de febrero de 2023

PA
M. C. Víctor Galindo López
Secretario Académico



M'ACGZ/M'VGL/barv
C.c.p. Archivo

M. I. Angel Cecilio Guerrero Zamora
Director de la Facultad de Ingeniería
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
P r e s e n t e.

El que suscribe: Mtro. Julio César González Hernández, asesor del tema de tesis:

“METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN EL NORESTE DE MÉXICO”

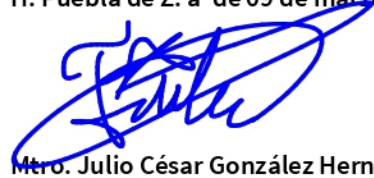
Presentada por el C. Carlos Osorio Díaz -201620001-, pasante del Colegio de Ingeniería Geofísica, y en atención al oficio No. SAC/0479/2023 con fecha de emisión 28 de febrero de 2023, me permito informar a Usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, metodología, redacción y ortografía de la tesis correspondiente, no tengo inconveniente en autorizar la impresión del mismo.

Sin otro particular, le reitero la seguridad de mi más atenta y distinguida consideración.

A t e n t a m e n t e

“Pensar bien, para vivir mejor”

H. Puebla de Z. a de 09 de marzo de 2023



Mtro. Julio César González Hernández
Asesor de Tema

AGRADECIMIENTOS.

A mi madre, Oliveria Díaz Pérez, quien me ha otorgado todo su amor, infinita paciencia y constante apoyo, me ha motivado a perseguir mis sueños y a nunca rendirme ante los desafíos, es la persona que cada día de mi vida me inspira a superarme y, sobre todo, a ser una mejor persona.

A mi padre, Luis Carlos Osorio López, por las invaluable lecciones de vida que me ha impartido, por su apoyo en los momentos difíciles, por demostrarme la importancia de la preparación y por ayudarme constantemente a centrar mis objetivos.

A mi hermano, Luis Kevin Osorio Díaz, por el apoyo incondicional que siempre me ha demostrado, por acompañarme en las noches de desvelo y en todas las historias que hemos compartido.

A mi asesor externo, el Ing. José Francisco Arenas Martínez, quien, desde el primer día, me brindó su apoyo y las herramientas necesarias para el desarrollo de esta investigación, también le agradezco las enseñanzas, correcciones y sabios consejos que han tenido un impacto significativo en mi crecimiento profesional y personal.

A la Ing. Rocío Aparicio Santiago y al Ing. Francisco Antonio Reyes Salas, quienes siempre me recibieron de manera cordial y profesional en el departamento de Exploración y Producción del IMP Región Poza Rica.

Al M.C. Julio César González Hernández, por el acompañamiento realizado a este trabajo de tesis, así como por brindarme una orientación excepcional en los trámites de titulación.

Al M.C. José Serrano Ortiz y al Ing. Manuel Conrado Uribe Arriaga, por sus atentas observaciones realizadas a esta investigación.

A mis amigos, Jorge Escudero, José Hernández, Emmanuel de la Cruz, Manuel Camacho y Emmanuel Carvajal, por todos los momentos de risas, por las anécdotas, por estar siempre presentes a pesar del tiempo o la distancia, sé que siempre podré contar con ustedes.

ÍNDICE.

AGRADECIMIENTOS.	i
ÍNDICE.	ii
ÍNDICE DE FIGURAS.	v
ÍNDICE DE TABLAS.....	viii
RESUMEN.....	1
ABSTRACT.	2
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 Antecedentes	3
1.2 Planteamiento del problema.....	4
1.3 Justificación.....	5
1.4 Objetivo general	5
1.4.1 Objetivos específicos	5
CAPITULO II. MARCO GEOLÓGICO.	7
2.1 Localización.....	7
2.2 Geología de la zona de estudio.....	8
2.2.1 Provincia petrolera Burgos.....	9
2.3 Geología estructural regional	12
2.4 Estratigrafía regional	14
CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO.....	17
3.1 Yacimientos no convencionales	17
3.1.1 Aceite y gas de lutita.....	19
3.2 Propiedades petrofísicas de las rocas.....	23
3.2.1 Porosidad.....	23
3.2.2 Resistividad.....	24
3.2.3 Saturación.....	25
3.2.4 Contenido orgánico total.....	26
3.3 Registros geofísicos de pozos.....	32
3.3.1 Registros de litología.	32
3.3.1.1 Registro de rayos gamma.....	32
3.3.1.2 Registro de espectrometría de rayos gamma (NGS).....	34

3.3.1.3	Registro de litodensidad.	35
3.3.2	Registros de resistividad.	36
3.3.2.1	Registro de inducción.	36
3.3.2.2	Registro de arreglo de inducción (AIT).	38
3.3.3	Registros de porosidad.	41
3.3.3.1	Registro de densidad compensada.	41
3.3.3.2	Registro sísmico.	42
3.3.3.3	Registro de neutrones.	44
CAPITULO IV.	METODOLOGÍA.	46
4.1	Recopilación de la información disponible.	47
4.2	Control de calidad.	48
4.3	Interpretación de registros y cálculo de propiedades.	48
4.3.1	Interpretación de registros geofísicos de pozo.	48
4.3.2	Cálculo de propiedades.	51
4.3.2.1	Volumen de arcilla.	52
4.3.2.2	Porosidad promedio.	54
4.3.2.3	Porosidad efectiva.	58
4.3.2.4	Saturación de agua.	59
4.3.2.5	Cálculo de COT.	62
4.4	Evaluación de la formación.	67
4.5	Parámetros de corte.	67
4.6	Identificación de los intervalos prospectivos.	68
CAPITULO V.	RESULTADOS.	69
5.1	Generalidades de los pozos.	69
5.2	Control de calidad de registros.	69
5.3	Presentación de registros geofísicos de pozos.	70
5.4	Caracterización petrofísica.	71
5.4.1	Pozo A.	71
5.4.1.1	Pozo A - Volumen de arcilla.	71
5.4.1.2	Pozo A - Porosidades.	72
5.4.1.3	Pozo A - Saturación de agua.	73
5.4.1.4	Pozo A - COT.	74

5.4.1.5	Pozo A - Evaluación de la formación	75
5.4.1.6	Pozo A – Intervalos prospectivos	78
5.4.2	Pozo B.	81
5.4.2.1	Pozo B – Volumen de arcilla.....	81
5.4.2.2	Pozo B – Porosidades	82
5.4.2.3	Pozo B – Saturación de agua	82
5.4.2.4	Pozo B - COT	83
5.4.2.5	Pozo B - Evaluación de la formación	84
5.4.2.6	Pozo B – Intervalos prospectivos	86
5.4.3	Pozo C.....	88
5.4.3.1	Pozo C – Volumen de arcilla	88
5.4.3.2	Pozo C – Porosidades	89
5.4.3.3	Pozo C – Saturación de agua.....	89
5.4.3.4	Pozo C – COT	90
5.4.3.5	Pozo C - Evaluación de la formación.....	91
5.4.3.6	Pozo C – Intervalos prospectivos.	93
5.4.4	Pozo D.....	95
5.4.4.1	Pozo D – Volumen de arcilla.	95
5.4.4.2	Pozo D – Porosidades.....	96
5.4.4.3	Pozo D - Saturación de agua.....	97
5.4.4.4	Pozo D – COT.	98
5.4.4.5	Pozo D – Evaluación de la formación.....	99
5.4.4.6	Pozo D – Intervalos prospectivos.	102
	CONCLUSIONES.....	105
	RECOMENDACIONES.....	107
	BIBLIOGRAFÍA.....	108

ÍNDICE DE FIGURAS.

Fig 2.1 Localización geográfica de la provincia geológica de Burgos.....	7
Figura 2.2 Configuración de la geología del actual noreste de México y sur de Estados Unidos..	9
Figura 2.3 Paleogeografía del Jurásico superior.	10
Figura 2.4 Paleogeografía Cretácico medio.	11
Figura 2.5 Paleogeografía Cretácico superior.	12
Fig 2.6 Fallas normales en la Cuenca de Burgos.....	13
Fig 2.7 Sección estructural en profundidad (Oeste-este) de la zona occidental de la Cuenca de Burgos.....	14
Figura 2.8 Columna estratigráfica utilizada en la zona de estudio.....	15
Fig 3.1 Triángulo de recursos.....	18
Fig 3.2 Columna estratigráfica de los plays de México.....	21
Fig 3.3 Porcentaje y cantidad de recurso no convencional.	22
Fig 3.4 Representación gráfica de la porosidad de una roca	24
Figura 3.5 Relación entre el COT y la calidad del kerógeno.....	27
Fig 3.6 Componentes sólido y líquido de rocas generadoras y no generadoras	27
Fig 3.7 Disposición de curvas para cálculo de COT	28
Fig 3.8 Ventanas de HCs de acuerdo a Ro..	32
Fig 3.9 Principio de medición del registro de rayos gamma..	33
Fig 3.10 Curvas de respuesta de potasio, torio y uranio.	34
Fig 3.11 Modelo de resistividad de un pozo.	36
Fig 3.12 Sistema básico de dos bobinas para el principio de inducción.....	37
Fig 3.13 Principio de medición de una herramienta inductiva	39
Fig 3.14 Configuración del registro AIT.	40
Fig 3.15 Profundidades de la herramienta multifasorial.....	41
Fig 3.16 Herramienta de densidad compensada.	42
Fig 3.17 Sonda con un receptor y un transmisor	43
Fig 3.18 Arreglo BHC	44
Fig 3.19 Configuración de la herramienta CNL.....	45
Fig 4.1 Metodología para caracterización petrofísica en yacimientos no convencionales.	47

Fig 4.2 Área de trabajo con 3 carriles.....	49
Fig 4.3 Área de trabajo para registros geofísicos.	51
Fig 4.4 Zonificación en registro de rayos gamma, Pozo A.	52
Fig 4.5 Comparación entre los registros RHOB y NPHI. Pozo A.....	55
Fig 4.6 Crossplot NPHI vs DT. Pozo A.	56
Fig 4.7 Gráfico cruzado NPHI vs RHOB. Pozo A.	57
Fig 4.8 Cálculo de resistividad del agua de formación.	62
Fig 4.9 Determinación de la línea base.	63
Fig 4.10 Relación de R_o para obtener LOM.....	65
Fig 5.1 Registros geofísicos del Pozo A.	70
Fig 5.2 Registros geofísicos Pozo B.....	70
Fig 5.3 Registros geofísicos Pozo C.....	71
Fig 5.4 Registros geofísicos Pozo D.....	71
Fig 5.5 Volumen de arcilla Pozo A.....	72
Fig 5.6 Porosidades promedio total y efectiva Pozo A.	72
Fig 5.7 Saturación de agua Pozo A.	73
Fig 5.8 COT Pozo A.	74
Fig 5.9 Evaluación de la formación para el Pozo A.	75
Fig 5.10. Aplicación de los parámetros de corte en el Pozo A.....	78
Fig 5.11 Intervalos prospectivos del Pozo A.....	79
Fig 5.12 Correlación geoquímica para el Pozo A.	80
Fig 5.12 Volumen de arcilla Pozo B.....	81
Fig 5.13 Porosidades promedio total y efectiva Pozo B.	82
Fig 5.14 Saturación de agua Pozo B.	82
Fig 5.15 COT Pozo B.	83
Fig 5.16 Evaluación de la formación para el Pozo B.	84
Fig 5.17 Aplicación de parámetros de corte para el pozo B.	86
Fig 5.18 Intervalos prospectivos del Pozo B.....	87
Fig 5.19 Volumen de arcilla Pozo C.	88
Fig 5.20 Porosidades promedio total y efectiva Pozo C.	89
Fig 5.21 Saturación de agua Pozo C.....	89
Fig 5.22 COT Pozo C.	90

Fig 5.23 Evaluación de la formación para el Pozo C.....	91
Fig 5.24 Aplicación de los parámetros de corte para el Pozo C.	93
Fig 5.25 Intervalos prospectivos del pozo C.....	94
Fig 5.26 Volumen de arcilla Pozo D.	95
Fig 5.27 Porosidades promedio total y efectiva Pozo D.	96
Fig 5.28 Saturación de agua Pozo D.....	97
Fig 5.29 COT Pozo D.	98
Fig 5.30 Evaluación de la formación para el Pozo D.....	99
Fig 5.31 Aplicación de los parámetros de corte del Pozo D.	102
Fig 5.32 Intervalos prospectivos del Pozo D.....	103
Fig 5.33 Correlación geoquímica para el Pozo D.	104

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 3.1 Recursos técnicamente recuperables de lutitas en MMMM pies cúbicos.....	21
Tabla 3.2 Estimación del potencial de aceite y gas de lutitas en México.	22
Tabla 3.3 Factores de tortuosidad y exponente de cementación.	26
Tabla 4.1 Secciones del registro de RG en hoja de cálculo.	53
Tabla 4.2 Ejemplo del cálculo de V_{sh}	54
Tabla 4.3 Ejemplo del cálculo de porosidad mediante DT.....	56
Tabla 4.4 Ejemplo del cálculo de porosidad promedio.	58
Tabla 4.5 Ejemplo del cálculo de porosidades efectivas.	59
Tabla 4.6 Factores de tortuosidad y exponente de cementación.	60
Tabla 4.7 Valores de “m” para rocas carbonatadas.....	60
Tabla 4.8 Ejemplo de cálculo para saturación de agua.	62
Tabla 4.9 Tabla de cálculo para $\Delta \log R$	64
Tabla 4.10 Tabla de cálculo para COT. Modelo de Passey.	65
Tabla 4.11 Tabla de cálculo para COT. Modelo de Schmoker.	66
Tabla 5.1 Generalidades de los pozos.	69
Tabla 5.2 Control de calidad de registros geofísicos.	69
Tabla 5.3 Litología porcentual del pozo A.	77
Tabla 5.4 Grosor de intervalos para el pozo A.	78
Tabla 5.5 Litología porcentual para el pozo B.	85
Tabla 5.6 Grosor de los intervalos del pozo B.	86
Tabla 5.7 Litología porcentual para el pozo C.	92
Tabla 5.8 Grosor de los intervalos para el pozo C.....	93
Tabla 5.9 Litología porcentual para el pozo D.	101
Tabla 5.10 Grosor de los intervalos para el pozo D.....	103

RESUMEN.

El panorama del mundo y de nuestro país ante la demanda energética ha cambiado en los últimos años, factores tales como el crecimiento demográfico, económico y el declive de la producción de yacimientos convencionales exigen una mayor producción a pasos acelerados, sin embargo, los avances permanentes en la tecnología de producción proveen una alternativa que puede disminuir o inclusive, contrarrestar esta tendencia en los próximos años, se trata de los yacimientos no convencionales.

El presente trabajo expone un caso de estudio, en donde se utilizan los datos de cuatro pozos petroleros localizados en el noreste de la república mexicana, caracterizada por ser la zona más importante en producción de gas no asociado en México y también, uno de los principales prospectos en recursos no convencionales del país.

En primer lugar, se realiza una recopilación bibliográfica para conocer la evolución geológica, los procesos estructurales y la estratigrafía que corresponde a la zona de estudio, posteriormente, se expone la teoría de los yacimientos no convencionales y las características de los mismos, en esta investigación, también se abordan los parámetros de las rocas y los principios fundamentales de las herramientas empleadas.

Siguiendo la metodología para caracterización petrofísica no convencional de una compañía petrolera, se realizó el cálculo de las propiedades petrofísicas de las rocas mediante el uso e interpretación de registros geofísicos de pozo, los resultados obtenidos permitieron llevar a cabo una evaluación exhaustiva de la formación, sometiendo dichos resultados a parámetros de corte, como resultado de este análisis se identificaron intervalos prospectivos en 3 pozos, así como zonas de paga para 2 de ellos, lo que permitió obtener conclusiones acerca de la viabilidad de la explotación de estos pozos ubicados en la cuenca de Burgos.

ABSTRACT.

The world's and our country's outlook regarding energy demand has changed in recent years, factors such as population growth, economic development, and the decline of conventional reservoir production require increased production at an accelerated pace, however, ongoing advancements in production technology provide an alternative that can reduce or even counteract this trend in the coming years, this alternative is known as unconventional reservoirs.

This thesis presents a case study that utilizes data from four oil wells located in the northeast region of Mexico. This area is characterized for being the most significant producer of non-associated gas in Mexico and is also one of the country's main prospects for unconventional resources.

Firstly, a bibliographic compilation is conducted to understand the geological evolution, structural processes, and stratigraphy corresponding to the study area, subsequently, the theory of unconventional reservoirs and their characteristics are presented, this investigation, also addresses the rock parameters and the fundamental principles of the tools employed.

Following the methodology for the unconventional petrophysical characterization of an oil company, and based on the utilization and interpretation of geophysical well logs, the rock properties are calculated, the obtained results allowed for a comprehensive evaluation of the formation, subjecting these results to cutoff parameters, as a result of this analysis, prospective intervals were identified in three wells, as well a paying zones in two of them, finally, the general conclusions about the feasibility of exploiting these wells located in the Burgos basin are presented.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.

1.1 Antecedentes

La cuenca de Burgos es la principal productora de gas no asociado en México, por lo que, desde el descubrimiento de su potencial productor en 1945, esta provincia geológica ha sido objeto de numerosos estudios que puedan contribuir al desarrollo óptimo de la extracción de hidrocarburos.

En materia de geología, uno de los trabajos más sobresalientes es el de Echanove (1986), quien realiza un análisis profundo de la evolución histórica de la cuenca, así como de la columna estratigráfica de la zona y los eventos estructurales que dieron origen a la zona, todo esto bajo el punto de vista de la exploración petrolera, detallando aspectos clave como lo son las rocas generadoras, almacenadoras, sellos y trampas, de igual forma, en una publicación más reciente, Eguiluz de Antuñano (2011) presenta una sinopsis geológica acerca de Burgos con la finalidad de contrarrestar la falta de datos publicados, actualizar la información disponible y explicar su utilidad metodológica en la explotación comercial.

Uno de las herramientas principales que se utilizan en esta investigación son los registros geofísicos de pozos, los cuales han sido ampliamente utilizados para caracterizar las propiedades físicas de las rocas y de esa manera determinar el tipo de roca en el subsuelo, la gran mayoría de los estudios en esta región, se encuentran en archivos inéditos de las empresas encargadas de la exploración y perforación de pozos, sin embargo, algunos trabajos como el de Cantú (2001), exponen los resultados de estudios realizados en el noreste de México, donde, utilizando registros eléctricos y radioactivos de pozos productores y haciendo uso de información paleontológica, correlaciona diversos pozos para establecer la posición estratigráfica exacta de los fósiles según su antigüedad, lo que manifiesta mediante secciones transversales, de esta manera, obtiene como resultado la caracterización de dos miembros diferentes de la formación Taraises, de acuerdo a su edad, contenido fósil, litológico y mineralógico.

También se destaca la investigación realizada por De Antuñano & Amezcua (2003), que utiliza registros de resistividad, densidad y rayos gamma para la identificación de las

formaciones correspondientes al Jurásico superior y al Cretácico, con el objetivo de identificar los intervalos de ocurrencia de depósitos de carbón en la cuenca de Sabinas, región adyacente a la cuenca de Burgos, los autores mencionan que tuvieron resultados satisfactorios, pues la interpretación de los registros geofísicos calibrados con muestras de canal de pozos ayudaron a optimizar la imagen del subsuelo, dando como resultado la identificación de cuatro unidades importantes de metano en capas de carbón, concluyendo que existen condiciones favorables para un play comercial de este tipo de recurso no convencional.

Monroy-Ayala (2007) et al. muestran los resultados de la aplicación de registros eléctricos y densidad en un caso de estudio ubicado en la cuenca de Burgos, con el objetivo de precisar la litología de la zona de estudio y de esta manera, construir un modelo geomecánico, el proyecto tuvo éxito al llevar a cabo dicho modelo, el cual es capaz de predecir la inestabilidad del pozo durante la perforación y optimizar el proceso de producción en las arenas de Burgos.

En un trabajo más reciente, De Antuñano (2009) realiza una caracterización de la formación Yegua ubicada en la provincia de Burgos, utiliza métodos integrados, entre ellos, registros de rayos gamma, de potencial y resistividad, los cuales con apoyo de secciones sísmicas y datos paleontológicos, utiliza para crear un modelo sedimentario que propone la división de la formación antes mencionada en tres secciones para su estudio según sus propiedades litológicas, según el autor, esto es de gran utilidad debido a la complejidad geológica del lugar, además, se obtuvieron resultados positivos, ya que permitió identificar varios plays de hidrocarburo que contribuyeron a la producción de gas existente.

1.2 Planteamiento del problema.

México es uno de los países que encabezan la lista de mayores reservas en yacimientos no convencionales, dentro del territorio nacional, las rocas arcillo-carbonosas de las formaciones Eagle Ford y Pimienta en la cuenca de Burgos, ubicada en el noreste de la República Mexicana, son dos de los principales prospectos, sin embargo, la

infraestructura y metodología de exploración que se utiliza en nuestro país para su análisis aún se encuentra en fase de desarrollo.

1.3 Justificación

Esta investigación se realiza para conocer el potencial productor de las formaciones Eagle Ford y Pimienta, el tener conocimiento a esta escala, servirá como base para extender la estrategia aplicada a yacimientos no convencionales en las provincias geológicas pertenecientes y colindantes a la zona de estudio, el interés radica en atender y detallar una serie de procedimientos racionales que permitan generar un modelo petrofísico no convencional con el fin de disminuir la incertidumbre generada por la complejidad natural de las rocas en el subsuelo, ya que, conocer las propiedades petrofísicas es indispensable para determinar el potencial de producción y generar una estrategia conveniente para la extracción de volúmenes comerciales de hidrocarburos.

A partir de integración de datos, análisis e interpretación de registros geofísicos de pozo, determinación de la porosidad, estimaciones de saturación, arcilla y permeabilidad, se realiza la caracterización petrofísica en busca de definir intervalos prospectivos, aquellos con las características adecuadas que pueden contribuir a una mejor extracción del recurso, y de esta manera, optimizar los procesos que lo hacen posible.

1.4 Objetivo general

Realizar la caracterización petrofísica de cuatro pozos en el noreste de México, por medio de la integración de datos geológicos-geofísicos para identificar intervalos de interés comercial en yacimientos de baja permeabilidad, en la búsqueda de recursos no convencionales.

1.4.1 Objetivos específicos

- Adquirir información geológica-geofísica del área de interés a través de una recopilación bibliográfica que permita calibrar los resultados obtenidos al finalizar la evaluación petrofísica.
- Proponer una litología adecuada en los intervalos analizados mediante la interpretación de registros geofísicos de pozo que funcione como base para la evaluación cuantitativa de la formación.

- Calcular los parámetros de porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla, por medio de software especializado y hojas de cálculo, a fin de conocer la distribución de fluidos en la roca.
- Realizar la evaluación de la formación a través del análisis de las propiedades petrofísicas y geoquímicas del subsuelo con la finalidad de determinar su calidad como roca generadora de hidrocarburos.
- Identificar los espesores netos de la formación mediante la aplicación de parámetros de corte que contribuyan a la búsqueda de intervalos de interés comercial.

CAPITULO II. MARCO GEOLÓGICO.

2.1 Localización

Este estudio se lleva a cabo en pozos que se encuentran distribuidos a lo largo de la provincia petrolera de Burgos, en el noreste de la República Mexicana, a continuación, se muestra su distribución a lo largo de esta zona.

La cuenca de Burgos abarca la zona centro y norte del estado de Tamaulipas, el norte de Nuevo León, y también, el noreste de Coahuila, a pesar de que el estado mexicano tiene su límite con los Estados Unidos, la provincia geológica se extiende mucho más al norte, ya que es considerada como una continuación del yacimiento Eagle Ford en el país vecino.

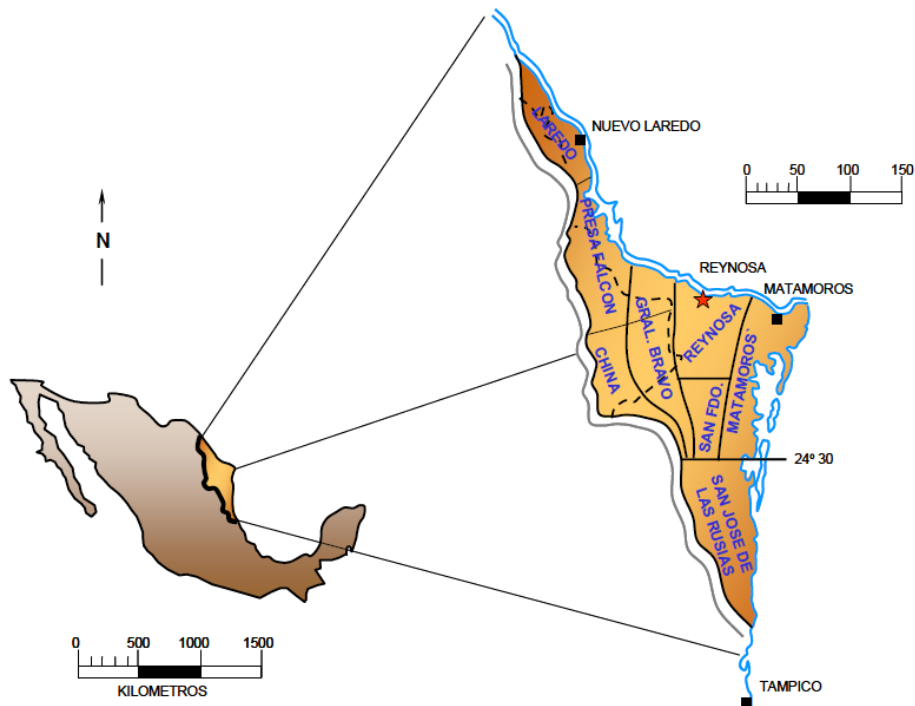


Fig 2.1 Localización geográfica de la provincia geológica de Burgos. (Pérez J. M., 2006)

Esta cuenca cubre una superficie de 73, 800 km², con 650 km de largo, desde Piedras Negras en el norte de la provincia, hasta la costa de Tamaulipas, en el sur de la cuenca (CNH, 2020), esta región se caracteriza por la producción de recursos no convencionales, de hecho, los probables 545 billones de pies cúbicos de gas de lutita y 13 millones de

barriles de crudo posicionan a esta zona del norte de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas como la tercera más importante en el mundo. (Alpízar, 2014)

2.2 Geología de la zona de estudio.

La estructura actual de la República Mexicana está fuertemente influenciada por la apertura del golfo de México, normalmente, este proceso se divide en dos fases para su estudio.

Fase I.

El golfo de México se abrió durante la separación de la placa norteamericana de Pangea. El rifting inicial se extendió hacia el sur, a lo largo de la cordillera del Atlántico central, a través de un posible centro volcánico en el sur de Florida y Bahamas (Pindell & Kennan, 2009), suceso que inició durante el Triásico superior o tardío, hace aproximadamente 220 millones de años.

Fase II.

Consistió en la expansión rotacional del fondo marino y la generación de corteza oceánica a lo largo de una tendencia este-oeste en general, con offsets transformantes concéntricos alrededor de un polo centrado en el este de Yucatán; esta expansión continuó a lo largo del Jurásico superior hasta el Cretácico inferior. (Pindell & Kennan, 2009)

Las tendencias estructurales presentes en el noreste de México son el resultado de la Orogenia Laramide del Terciario inferior (Padilla, 1986), por su parte, una investigación más reciente de Martínez (2015), añade y especifica que la geología regional del noreste de México y el sur de Texas en Estados Unidos, es el resultado de la evolución tectónica de la Provincia del Golfo de México, que, en la actualidad, cuenta con la siguiente configuración.

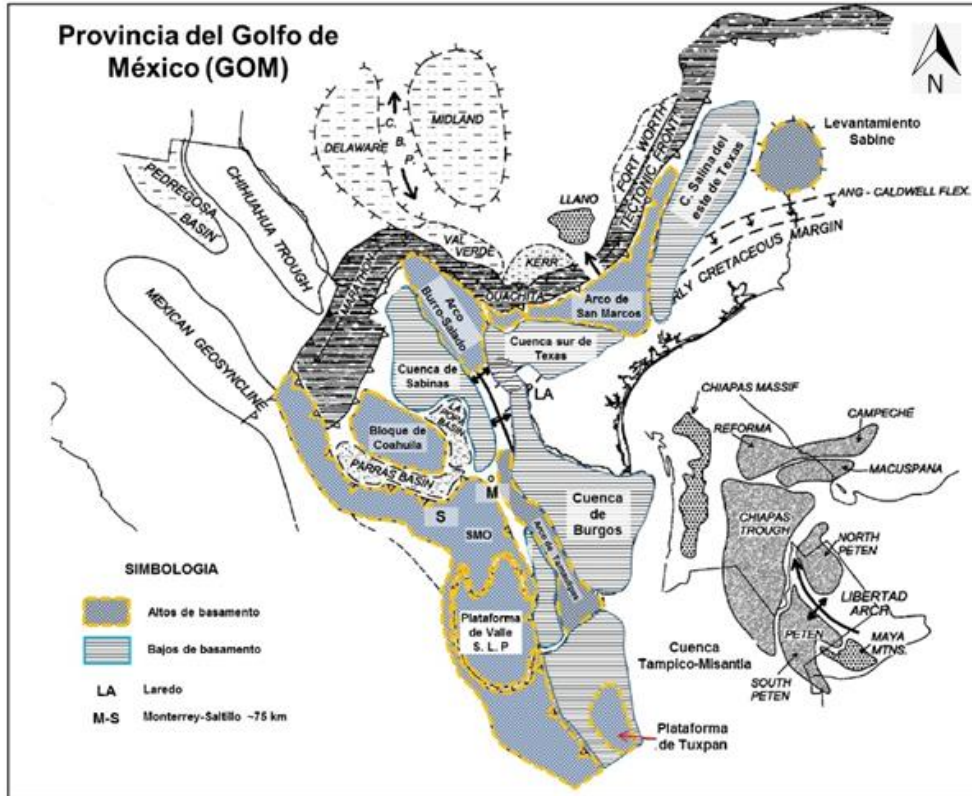


Figura 2.2 Configuración de la geología del actual noreste de México y sur de Estados Unidos.
(Modificado de Martínez, 2015).

Los eventos tectónicos ocurridos desde la apertura del golfo de México significaron la creación de la cuenca de Burgos, región donde se realiza la investigación, a continuación, se abordan los procesos más importantes correspondientes a la zona y a las formaciones de estudio.

2.2.1 Provincia petrolera Burgos

El proceso sedimentario en la provincia de Burgos, se inició en el Jurásico superior, con el hundimiento lento y paulatino de los paleoelementos Burro-Picachos y San Carlos-Cruillas, el movimiento originó una amplia plataforma sobre la que se realizó una extensa transgresión sobre una superficie erosionada y de relieve moderado, que favoreció el depósito de carbonatos y evaporitas en las zonas marinas-someras (Echanove, 1986), esto ocurrió durante el periodo Tithoniano, donde se depositó la principal roca generadora de México, en esta provincia, se conoce como formación La Casita o Pimienta.

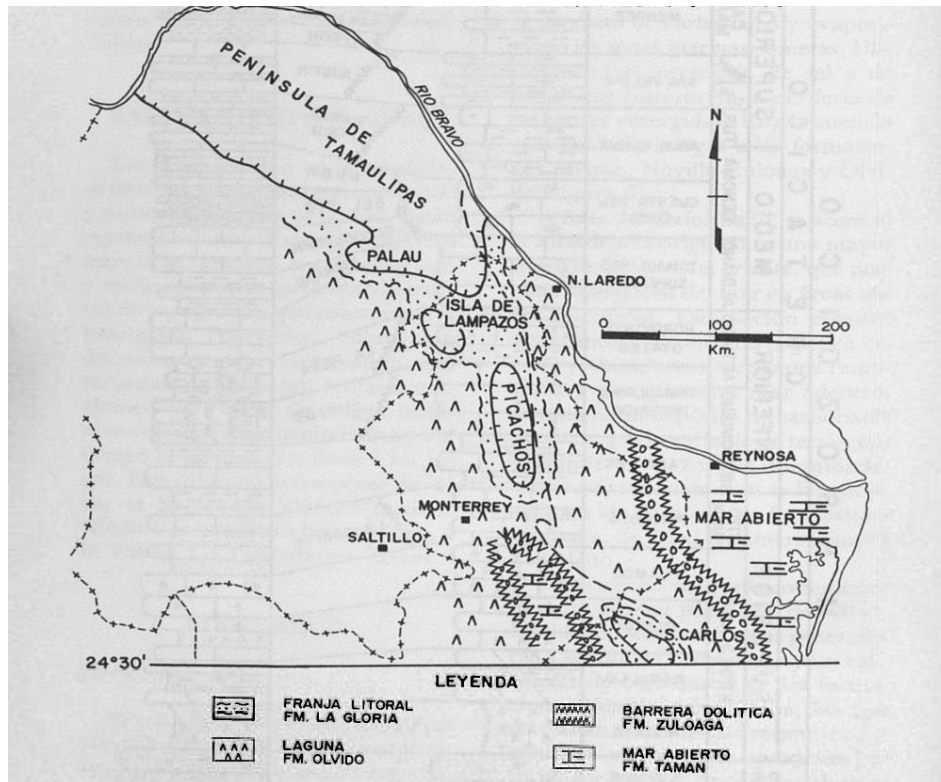


Figura 2.3 Paleogeografía del Jurásico superior. (Echanove, 1986)

La secuencia durante ésta época geológica ha alcanzado una etapa de deformación moderada, favorable para el desarrollo de trampas estructurales, asimismo, las variaciones de facies y las características de sedimentación de las unidades jurásicas facilitan la formación de trampas estratigráficas (Echanove, 1986), esto favoreció la acumulación de hidrocarburos en una zona donde la preservación de la materia orgánica se llevó a cabo durante millones de años, haciendo de Burgos un sistema petrolero completo.

En el Cretácico medio, durante el Albiano inferior, aumenta el ritmo de subsidencia y se incrementa el efecto transgresivo de los mares hacia el poniente, se establece una amplia y extensa plataforma de bajo relieve y de hundimiento lento, en la que predominaron ambientes marinos externos a mar abierto, en este ambiente se depositó una potente secuencia de carbonatos finos y abundante presencia de foraminíferos. (Echanove, 1986)

En el Albiano superior disminuye el ritmo de subsidencia, con periodos de equilibrio que originan una marcada distribución sedimentario estratigráfica entre la porción

noroccidental de la provincia con el resto del margen, estos movimientos originan una rápida y extensa regresión hacia el oriente, con predominio de ambientes someros y el depósito de una secuencia delgada de lutitas y areniscas calcáreas (Echanove, 1986), lo que dió como resultado lo que se observa en la figura 2.4, donde desde la costa de Tamaulipas hasta la porción noreste de Coahuila predominaron las facies de mar abierto.

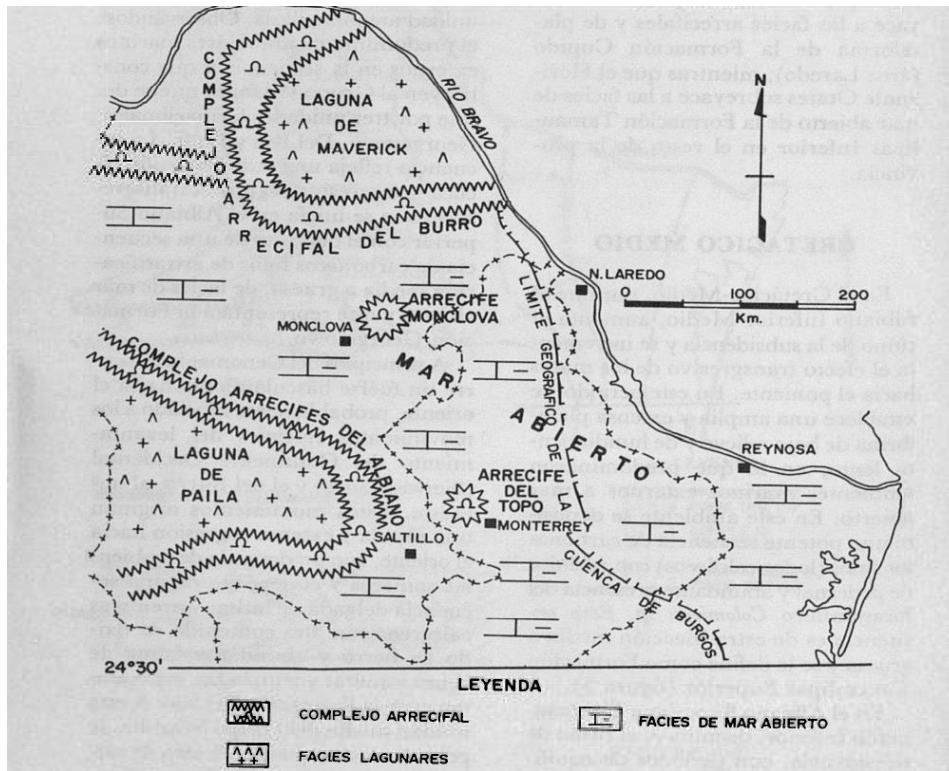


Figura 2.4 Paleogeografía Cretácico medio. (Echanove, 1986)

En el Cretácico superior continúa el levantamiento regional del continente occidental y el retiro gradual de los mares hacia el oriente, durante el periodo Turoniano se depositó una potente secuencia de sedimentos predominantemente arcillo-carbonosos con alto contenido de materia orgánica y con intercalaciones calcáreo-arcillosas de estratificación delgada (Echanove, 1986), dicha secuencia es conocida como formación Eagle Ford o Agua Nueva.

Durante este piso geológico, hasta el Campaniano, continuó el periodo regresivo con periodos de reactivación y oscilaciones de fondo marino, estableciéndose en la porción noroeste de la provincia condiciones de plataforma marina, mientras que en el resto de

la provincia predominó el mar abierto de aguas profundas (Echanove, 1986), como lo ejemplifica la figura 2.5.

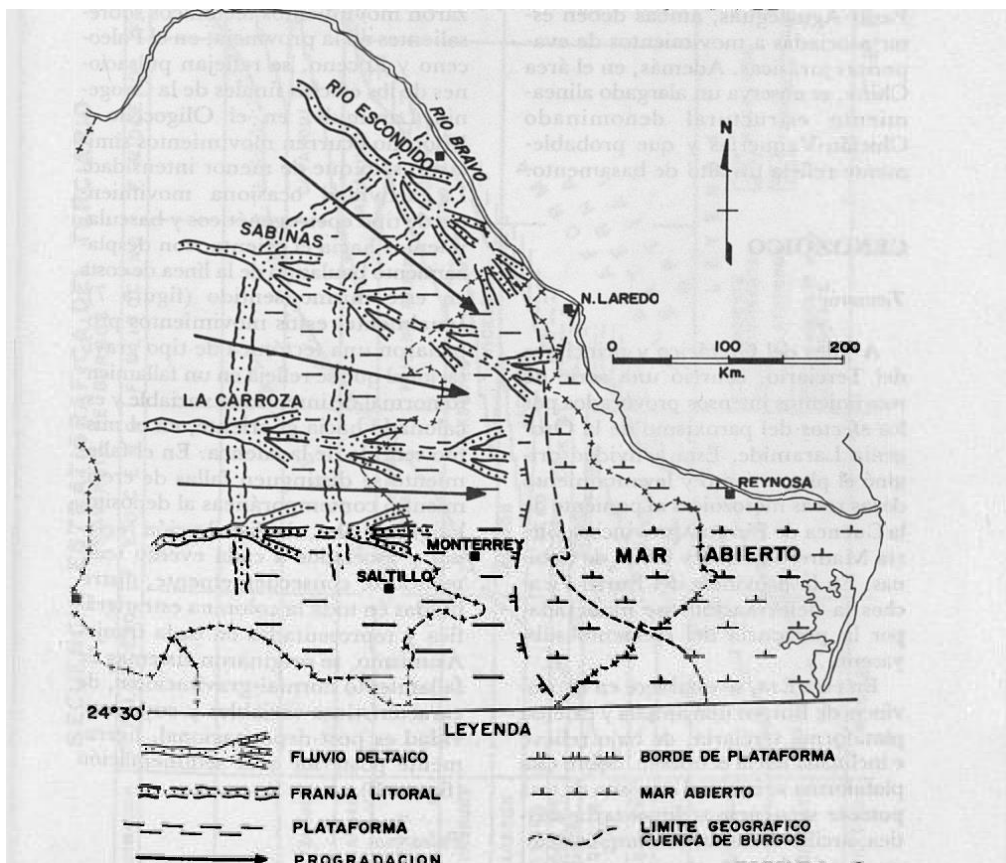


Figura 2.5 Paleogeografía Cretácico superior. (Echanove, 1986)

2.3 Geología estructural regional

El basamento en la región de la cuenca de Burgos tiene una disposición caracterizada por un continuo profundizamiento hacia el este, en la parte occidental de la cuenca, la información de pozos que cortaron el basamento lo posicionan a una profundidad de 2800-3000 metros bajo el nivel del mar (Ortiz & Tolson, 2006), ésta se incrementa de manera significativa hacia centro y oriente de la cuenca.

La información de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020) indica que en Burgos, predomina un estilo estructural de sistema de fallas normales, con orientación NO-SE, con buzamiento hacia el oriente, donde las fallas se vuelven más recientes y desplazamientos de unos pocos cientos de metros.

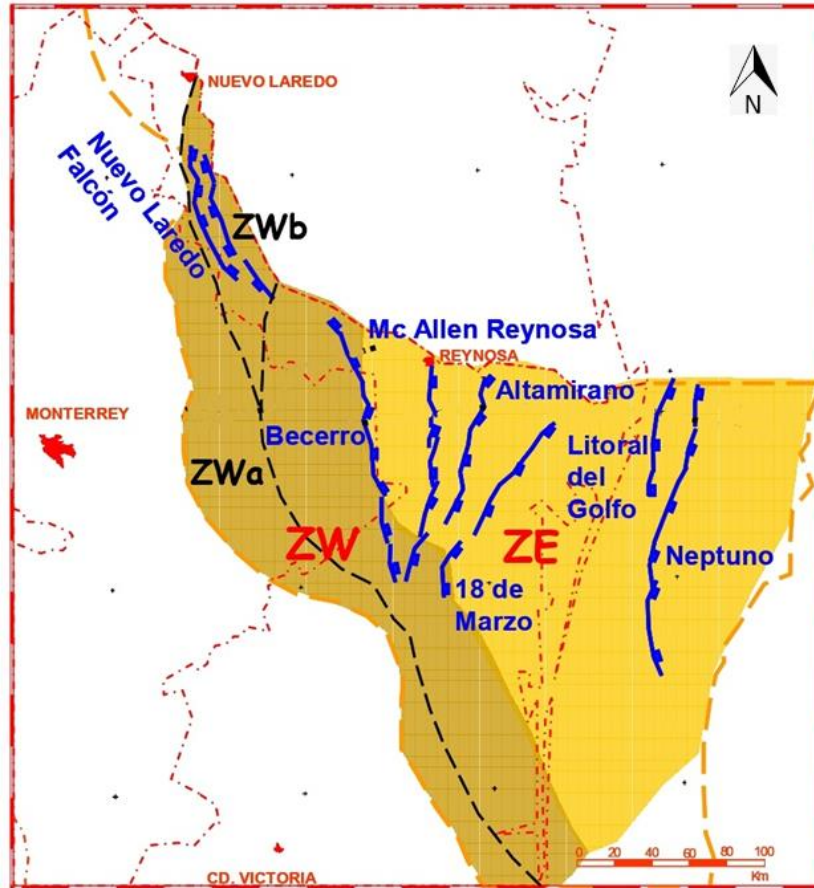


Fig 2.6 Fallas normales en la Cuenca de Burgos. (Ortiz & Tolson, 2006).

En el oeste de la cuenca, las fallas son primordialmente de geometría lítrica y se encuentran desarrolladas exclusivamente dentro de las rocas de la cubierta sedimentaria, afectando básicamente sólo a las rocas cenozoicas, ya que, las rocas mesozoicas y las del basamento no participan en la deformación extensiva que manifiestan las rocas del Paleoceno y Eoceno (Ortiz & Tolson, 2006).

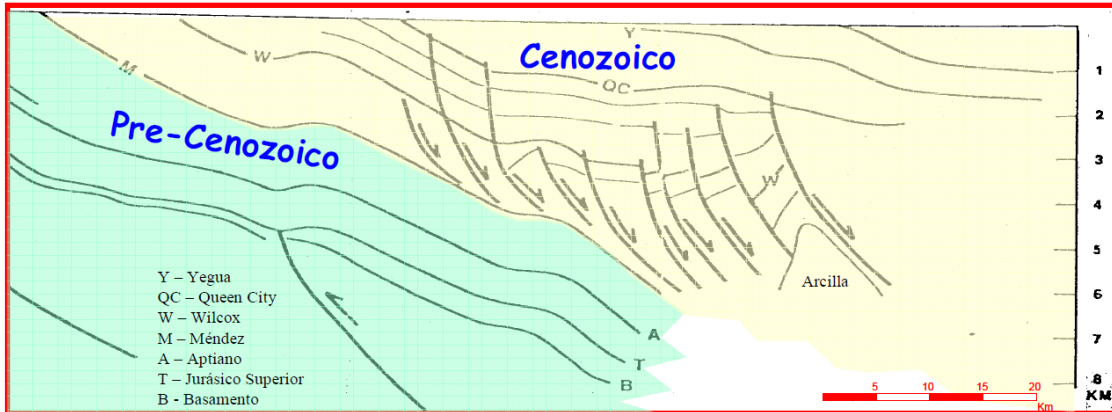


Fig 2.7 Sección estructural en profundidad (Oeste-este) de la zona occidental de la Cuenca de Burgos.
(Ortiz & Tolson, 2006)

Pérez (1992) presenta dos subzonas con variantes de comportamiento estructural en la zona occidental, la primera es un sector estrecho donde no se manifiesta fallamiento normal (ZWa) y la segunda, que se encuentra en la parte más noroccidental dentro del área de Nuevo Laredo (ZWb), es también un área estrecha, pero aquí el fallamiento normal está presente, además aparentemente involucra las rocas mesozoicas, incluyendo las evaporitas que datan del Jurásico constituyendo un sistema graben.

La mayoría de las secuencias sedimentarias están cortadas por abundantes fallas de crecimiento, originadas durante la deposición de terrígenos, llegando a acumularse gruesos espesores de sedimentos en los bloques caídos que al plegarse producen estructuras tipo rollover (Best & Monroy, 2008), por lo que es común encontrar fallas estructurales y estratigráficas que afectan a las rocas del Cenozoico, siendo éstas el objetivo de múltiples estudios, esto se ve reflejado en la gran cantidad de pozos perforados correspondientes a esta era.

2.4 Estratigrafía regional

La columna estratigráfica utilizada corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2020), en este apartado se abordan las características más relevantes de las formaciones que se analizan en este estudio.

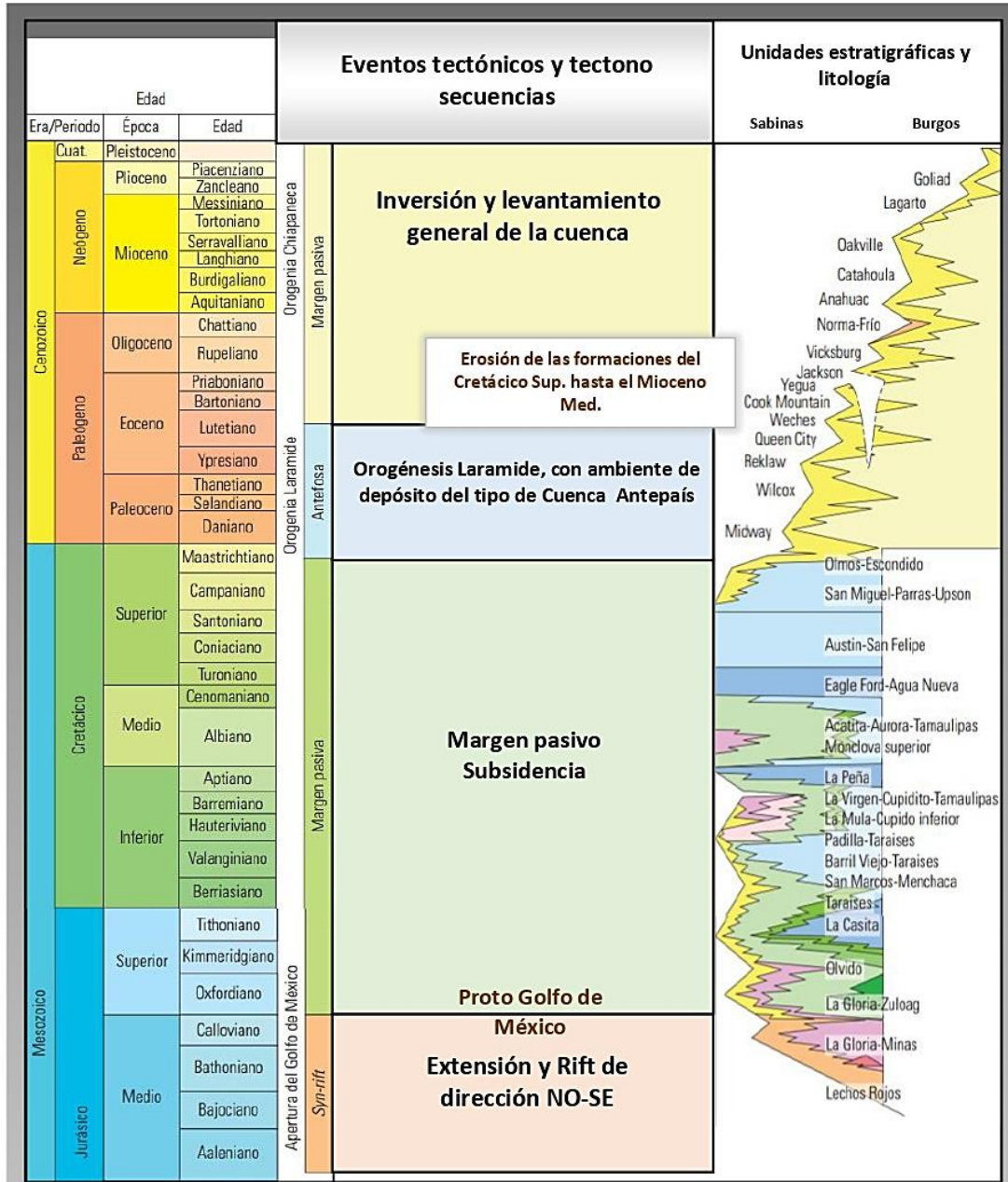


Figura 2.8 Columna estratigráfica utilizada en la zona de estudio. (CNH, 2020)

Se considera que en el Oxfordiano la subsidencia admitió la invasión de un mar somero, que propició acumulaciones de sal, anhidrita y carbonatos de alta energía, litología que se encuentra en las formaciones Minas Viejas y Olvido (Eguiluz de Antuñano, 2011).

Una de las formaciones objetivo en este estudio es la formación La Casita o Pimienta, la cual, se depositó durante el periodo Tithoniano, en el Jurásico superior, se caracteriza

por la presencia de lutitas carbonosas que presentan un abundante contenido orgánico y una madurez apropiada para la generación de hidrocarburos (Echanove, 1986), según Eguiluz de Antuñano (2001), consta de tres bloques:

- Inferior. Está compuesta por lutitas carbonatadas ricas en materia orgánica depositada en un ambiente nerítico.
- Intermedio. Son areniscas intercaladas con carbonatos depositadas en ambiente nerítico, el grosor de esta capa oscila entre los 300 y 600 metros, la composición de las areniscas varía desde litoarenitas, estas rocas están cementadas por sílice y su porosidad promedio es de 5%.
- Superior. Contiene lutitas negras calcáreas y limolitas de menos de 50 metros de espesor, lo que puede representar una zona de inundación de alta frecuencia.

Por encima de la formación Pimienta se reconoce la formación Taraises, ésta se depositó en un ambiente de plataforma, lo que dio como resultado una secuencia calcárea con delgadas intercalaciones de sedimentos calcáreo-arcillosos (Martínez, 2015).

Tamaulipas superior es una formación que corresponde al Cretácico medio, predomina la presencia de carbonatos con abundantes fósiles del foraminífero Colomiella, es de estratificación media a gruesa (Echanove, 1986), en este periodo predominaron los ambientes marinos externos y se depositaron lutitas y areniscas calcáreas con alto contenido de óxido de hierro.

Otra de las formaciones objetivo en esta tesis es la formación Eagle Ford o Agua Nueva, la cual, se depositó durante el periodo Turoniano, correspondiente al Cretácico superior, se compone por calizas carbonosas y lutitas negras con alto contenido de materia orgánica, González & Holguín (1992) señalan que los valores de carbono orgánico total (TOC por sus siglas en inglés) rondan entre 0.5% a 1%, por lo que se considera como una roca generadora de interés en la zona, este intervalo representa una de las más grandes y rápidas elevaciones del nivel del mar en la historia de la tierra, presentándose abundancia de diferentes microfósiles planctónicos que llegan a constituir packstone y en ocasiones grainstone fosilífero (Téllez et al., 2011), lo cual justifica los niveles de COT presentes.

CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO.

3.1 Yacimientos no convencionales

Los yacimientos no convencionales existen gracias a acumulaciones de hidrocarburos que penetran a través de extensas áreas y generalmente no son afectadas de forma significativa por influencias hidrodinámicas, también son conocidos como depósitos de tipo continuos, estas acumulaciones requieren tecnología de extracción especializada para su producción (Chan et al., 2010), este tipo de yacimiento se compone de:

- Roca generadora.
- Roca almacenadora.
- Roca sello.
- Migración.
- Trampa.

En los yacimientos no convencionales, estos cinco elementos coexisten dentro de un mismo sistema, de acuerdo a Zee (2016), las principales características de los reservorios no convencionales son permeabilidad baja a ultra baja y porosidad baja a moderada, generalmente la permeabilidad se encuentra por debajo de los 0.1 mD, por lo que yacimientos superiores a esta cantidad se consideran como convencionales.

A menudo, existe cierta confusión sobre la clasificación de este tipo de recursos, por ejemplo, algunos autores como Chan et al. (2010) y Peters et al. (2016) sostienen que los hidrocarburos se encuentran exclusivamente en la roca generadora, por otra parte, Zee (2016) y Zou (2017) aseguran que formaciones como gas y aceite en arenas compactas, también se consideran no convencionales, ya que residen en capas con muy pobre porosidad y permeabilidad, por lo que es necesario aplicar métodos avanzados de extracción si se desea tener una producción rentable, en este trabajo se utiliza la clasificación de Zee (2016) al considerarse como la más adecuada para catalogar los distintos tipos de recursos no convencionales, los cuales, se muestran en la figura 3.1.

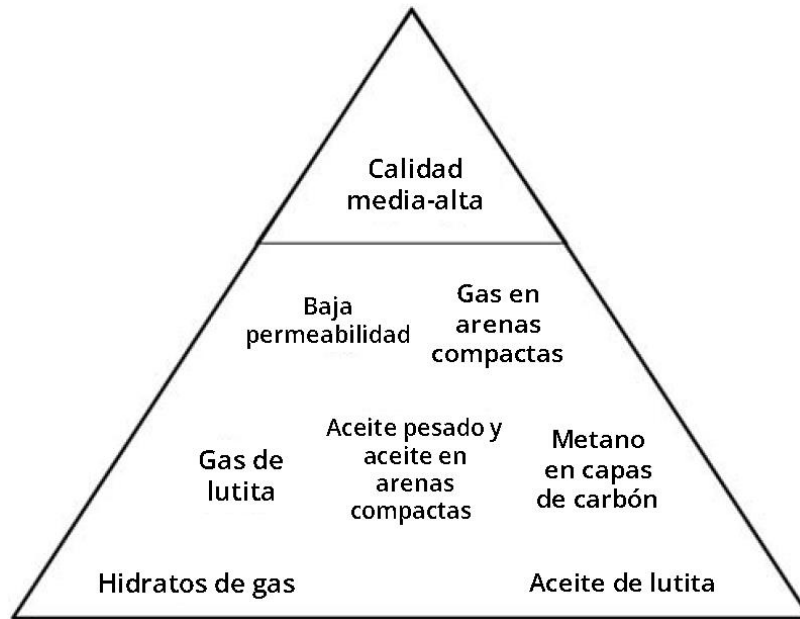


Fig 3.1 Triángulo de recursos. (Modificado de Zee, 2016)

De esta manera, los recursos no convencionales se clasifican en:

- Aceite y gas de lutitas.
- Aceite y gas en arenas compactas.
- Aceite pesado.
- Metano en capas de carbón.
- Hidrocarburos en formaciones de baja permeabilidad.
- Hidratos de gas.

Existe una gran variedad de recursos no convencionales, todos ellos cuentan con características similares, según Zou (2017), algunas de las más importantes son:

- Coexistencia roca fuente-reservorio.
- Reservorios compactos.
- Baja abundancia de recursos en áreas particulares.
- Distribuciones continuas a lo largo de áreas extensas.

3.1.1 Aceite y gas de lutita.

Con frecuencia, se refiere a este tipo de recursos como aceite shale o gas shale, el término “shale” sugiere una estructura laminar y fisible presente en ciertas rocas, en terminología petrofísica, shale ha sido genéricamente utilizado para distinguir a los componentes clásticos más finos, como son limos y arcillas, que a menudo forman la matriz de la roca, de los componentes medios a gruesos como los de las arenas y conglomerados (Glorioso & Rattia, 2012), por lo que shale no se refiere a un tipo de roca en específico, si no que describe a aquellas rocas con mayor cantidad de partículas de grano fino que de grano grueso, en general, partículas más pequeñas que las de arena, estas pueden ser:

- Lutitas
- Limolitas
- Areniscas de grano fino
- Rocas carbonatadas de grano fino

En México, aceite o gas shale también es referido como aceite o gas de lutitas, al ser el tipo de roca principal para este tipo de yacimientos, por lo tanto, estos conceptos se refieren al aceite o gas que se generó dentro de la lutita y permanece dentro de la lutita, actuando como roca generadora y almacenadora al mismo tiempo.

En reservorios no convencionales existe una pobre diferenciación petróleo-gas-agua, los hidrocarburos dentro de la lutita se acumulan a través de la detención de los mismos al no poder fluir hacia otra roca, el acoplamiento entre la presión que ejerce la roca generadora al intentar expulsar los hidrocarburos y la presión capilar, que resiste la migración y acumulación, controla los límites y el alcance del aceite y el gas (Zou, 2017), dando como resultado la presencia del recurso en el mismo lugar en el cual fue generado.

Para considerar un play no convencional de aceite o gas de lutitas, PEMEX (2012) sostiene que se deben cumplir las siguientes características:

- Riqueza orgánica total: COT>2, kerógeno tipo II y III.
- Rangos de madurez de aceite: %Ro>0.9, TMAX>440.

- Litología de carbonatos arcillosos con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento.
- Gas libre dentro de los espacios porosos y fracturas.
- Gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.

Holditch et al. (2016) mencionan que el gas se almacena de tres maneras dentro de las lutitas:

1. El gas adsorbido es gas unido a la materia orgánica o a las arcillas.
2. El gas libre es gas retenido dentro de pequeños espacios en la roca (poros), o en espacios creados por el fracturamiento de la roca.
3. El gas en solución es gas retenido dentro de otros líquidos, tales como bitumen y aceite.

La producción en estos yacimientos no está limitada a trampas estructurales o estratigráficas en las que pueda estar confinado el gas, sino que la capa de roca en la que se encuentra se extiende sobre inmensas zonas geográficas, formando acumulaciones petroleras continuas, Smocker (2005) define este concepto como aquellas acumulaciones de hidrocarburos que tienen grandes dimensiones espaciales y límites indistintamente definidos.

Desde el año 2010 Petróleos Mexicanos inició los trabajos exploratorios con el objetivo de localizar recursos no convencionales, se identificaron seis provincias geológicas con el potencial de producir hidrocarburos provenientes de lutita, de acuerdo a Suro (2012) son:

- I. Chihuahua. En el Cretácico superior Ojinaga, en el Jurásico superior La Casita y en el Devónico Woodford.
- II. Sabinas. En el Cretácico superior Eagle Ford y en el Jurásico superior La Casita.
- III. Burro-Picachos. En el Cretácico superior Eagle Ford.
- IV. Burgos. En el Cretácico superior Agua Nueva y en el Jurásico superior Pimienta.
- V. Tampico-Misantla. En el Cretácico superior Agua Nueva y en el Jurásico superior Pimienta.
- VI. Veracruz. En el Cretácico superior Maltrata.

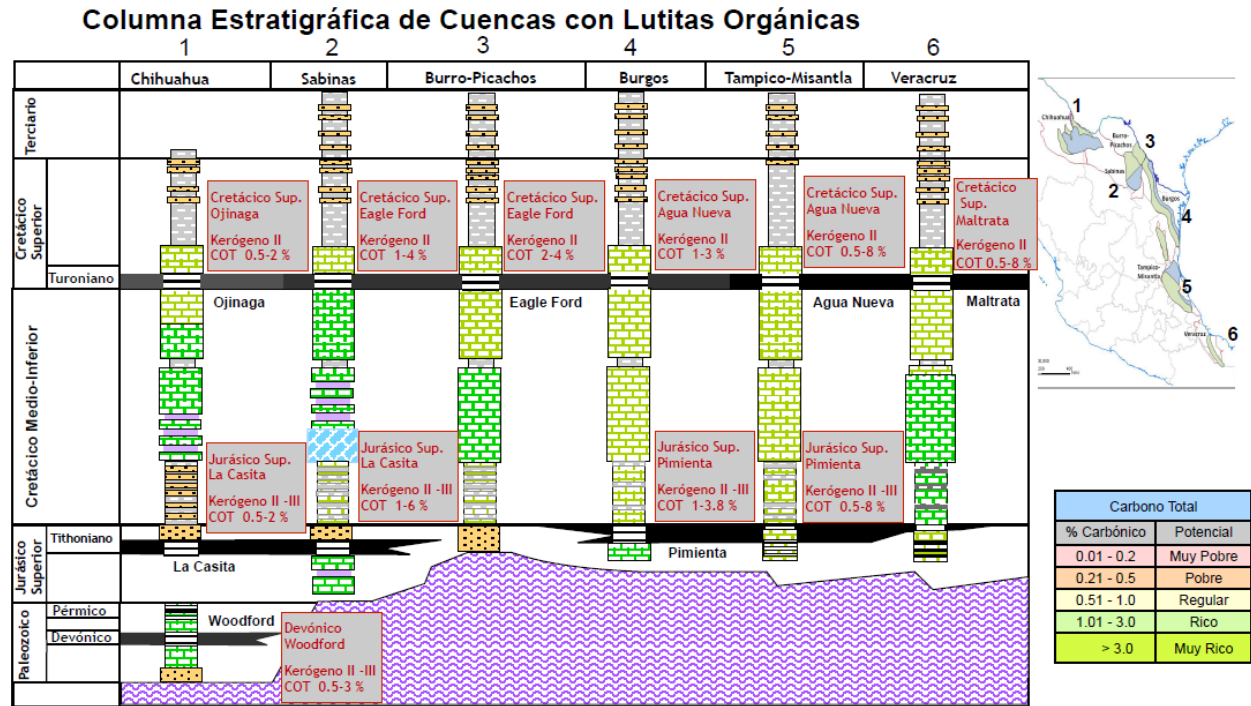


Fig 3.2 Columna estratigráfica de los plays de México. (PEMEX, 2012)

En 2011, la Administración de Información de la Energía publicó en la evaluación realizada a nivel mundial un documento donde especifica la cantidad de recursos de lutita recuperable para México, en ese mismo año, la PEP, identificó las provincias descritas por PEMEX y publicó un rango de la cantidad de reservas presentes, incluyendo un límite inferior, un promedio y un límite superior, la comparación entre las estimaciones de estas dos dependencias se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Recursos técnicamente recuperables de lutitas en MMMM pies cúbicos. (PEMEX, 2012)

	Departamento de Energía de los Estados Unidos	PEP
Cretácico superior	507	54-106-171
Cretácico medio	8	0
Jurásico superior	166	95-190-285
Total	681	150-297-459

Los 297 MMMMpc son una cifra equivalente a los 60 miles de millones de barriles de petróleo equivalente (MMMBpe) que PEMEX estimó como reservas de México en 2011, de los cuales, el 53% corresponde a aceite y el 47% a gas natural.

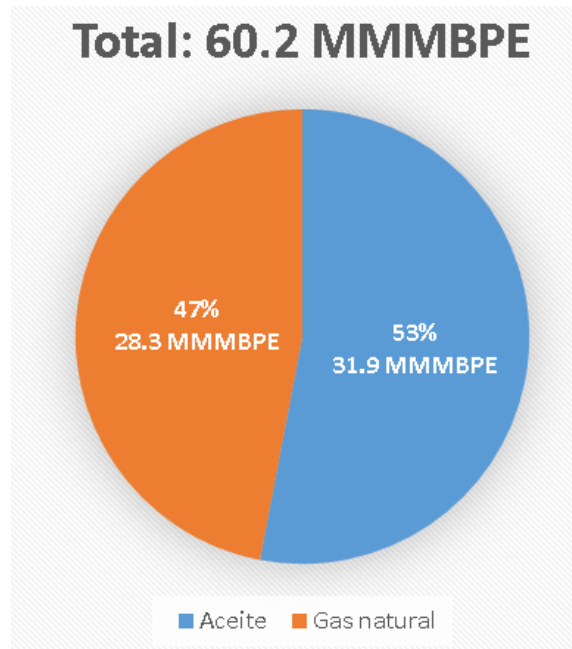


Fig 3.3 Porcentaje y cantidad de recurso no convencional.

Según información de SENER (2017), la cantidad de aceite y gas en lutitas estimada por PEMEX, se distribuye a través de las provincias geológicas de nuestro país de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 3.2 Estimación del potencial de aceite y gas de lutitas en México. (SENER, 2017)

Provincia	Aceite (MMMb)	Gas húmedo (MMMMpc)	Gas seco (MMMMpc)	Crudo equivalente (MMMBpce)
Tampico-Misantla	30.7	20.7	0	34.8
Burgos	0	9.5	44.3	10.8
Sabinas	0	0	49	9.8
Burro-Picachos	0.6	6.6	11.4	4.2

Veracruz	0.6	0	0	0.6
Chihuahua	En evaluación			
Total	31.9	36.8	104.7	60.2

3.2 Propiedades petrofísicas de las rocas

La petrofísica es una especialidad que se dedica al estudio de las propiedades físicas y químicas de las rocas y su interacción con los fluidos, tales como aceite, gas o agua, contribuye a establecer la variación de estos parámetros en el yacimiento y la distribución inicial de los fluidos para cuantificar el volumen de hidrocarburos presente en el reservorio (Ekwere, 2012).

Para realizar una correcta interpretación es necesario conocer cuáles son los parámetros petrofísicos de las rocas del subsuelo, estos se obtienen gracias a los registros geofísicos de pozos, en una gran mayoría se realizan deducciones a partir de otra característica medida en la formación, a continuación, se muestran las propiedades más importantes para este estudio.

3.2.1 Porosidad

La porosidad es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación, dicho en otras palabras, la porosidad se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros entre el volumen total de roca (Garduza, 2019), normalmente, para su representación se utiliza la letra griega ϕ .

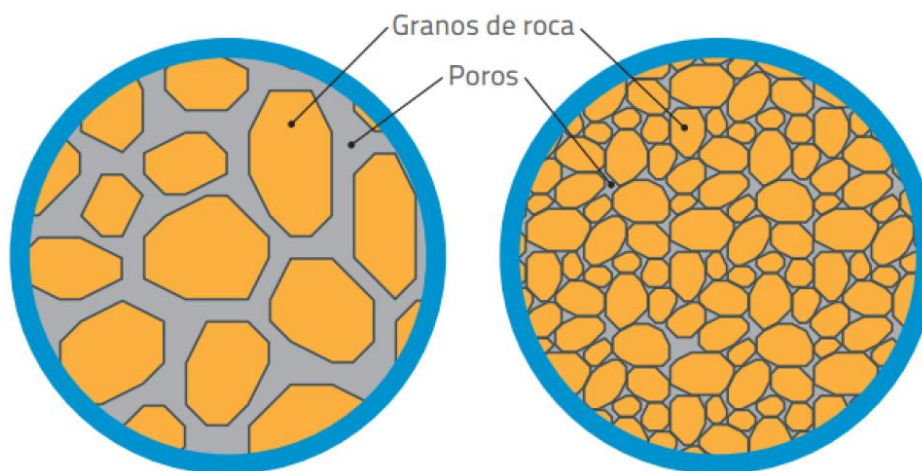


Fig 3.4 Representación gráfica de la porosidad de una roca. (ACP, 2014)

Según Ramos (2008), desde el punto de vista del análisis petrofísico, se reconocen los siguientes dos tipos de porosidades:

Porosidad efectiva. Se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de los poros comunicados, entre el volumen total de la roca, es decir:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_t} \quad (1)$$

Donde:

V_{pc} = Volumen de poros comunicados.

V_t = Volumen total de la roca.

Φ_e = Porosidad efectiva de una formación limpia.

Porosidad absoluta. Se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) entre el volumen total de la roca, se representa con la ecuación:

$$\phi_a = \frac{V_p}{V_t} \quad (2)$$

Donde:

Φ_a = Porosidad absoluta de una formación limpia.

V_p = Volumen total de poros.

V_t = Volumen total de la roca.

3.2.2 Resistividad

La resistividad es la resistencia eléctrica de un material que impide el flujo de la corriente eléctrica a través del mismo, esta propiedad es el opuesto de la conductividad y se representa con la letra R, su unidad de medida son los ohm•m.

Existen algunos factores que pueden afectar la medida de la resistividad, Garduza (2019) menciona los siguientes:

- Cantidad de sal en agua. Como regla, la cantidad de sal en agua, aumenta con la profundidad, por lo tanto, a medida que aumenta la cantidad de sal, la resistividad disminuye.
- Saturación de agua. A medida que se tiene mayor saturación de agua, la resistividad será menor. Por ejemplo, la formación que contiene hidrocarburos tendrá una saturación de agua baja, por lo que tendrá una alta resistividad.
- Porosidad. Si la porosidad es grande, la resistividad será baja, debido a que en estas condiciones se tendrá mayor cantidad de agua para un mismo porcentaje de saturación de agua.
- Temperatura. A medida que aumenta la temperatura, la resistividad de la formación disminuye.
- Litología. Si la formación es, por ejemplo, arena, la resistividad será menor que si la formación fuera caliza o dolomía, esto se debe a que el camino que tiene que seguir la corriente es mayor en calizas y dolomías.

Conocer las condiciones de resistividad de la roca es de gran importancia debido a que esta propiedad se utiliza en el cálculo de la saturación de agua en el yacimiento.

3.2.3 Saturación.

La saturación de agua de una formación se define como la fracción o porcentaje del volumen de porosidad que contiene agua de formación con respecto al volumen total de poros.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (3)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua.

V_w = Volumen poroso ocupado por el agua.

V_p = Volumen total de poros.

Garduza (2019) expone que la porosidad se obtiene del registro densidad-neutrón, sísmico y resonancia magnética, m se obtiene a través de la litología o de núcleos de fondo, R_t

gracias a los registros de inducción y doble laterolog, por último R_w se consigue mediante el análisis de muestras de agua o con gráficas y fórmulas, este autor, muestra algunos de los valores típicos utilizados para el factor de tortuosidad y el exponente de cementación para diferentes formaciones en la siguiente tabla:

Tabla 3.3 Factores de tortuosidad y exponente de cementación.

	Carbonatos	Arenas Porosidad >16%	Areniscas Porosidad <16%
a	1.0	0.62	0.81
m	1.6, 1.8, 2.0 y 2.3	2.15	2.0

3.2.4 Contenido orgánico total.

Uno de los parámetros de mayor interés en los yacimientos no convencionales, es el contenido de carbono orgánico total, indica la cantidad de material orgánico dentro de una roca expresada en porcentaje en peso.

Esta propiedad se utiliza principalmente para determinar si las muestras de roca son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburos, en general, entre más grande sea la concentración de materia orgánica en una roca, mejor es su potencial productor (Boyer et al., 2006), y se clasifica a la roca que la contiene de acuerdo al porcentaje en peso de COT.

Contenido orgánico total (%)	Calidad del kerógeno
< 0.5	Muy pobre
0.5 to 1	Pobre
1 to 2	Suficiente
2 to 4	Bueno
4 to 12	Muy bueno
> 12	Excelente

Figura 3.5 Relación entre el COT y la calidad del kerógeno. (Modificado de Boyer et al., 2006).

Es una propiedad que puede ser calculada mediante métodos directos como el análisis de núcleos en laboratorio, no obstante, también es posible obtener un valor preciso a través del uso de modelos de cálculo, enseguida se describen los modelos utilizados.

Modelo de Passey.

Passey (1990) considera un sistema de tres componentes para una roca rica en materia orgánica: la matriz rocosa, la materia orgánica sólida y los fluidos que llenan el espacio poroso, para su representación, este autor considera tres casos.

1. Roca no generadora, donde interactúan solo dos componentes, la matriz rocosa y los fluidos que ocupan el espacio poral.
2. Roca generadora inmadura, donde la matriz y la materia orgánica sólida componen la fracción sólida de la roca, y el agua de formación llena los poros.
3. Roca generadora madura, donde una porción de la materia orgánica es transformada en hidrocarburos (líquido o gas), que se ha almacenado dentro de los poros, desplazando el agua de formación.

Estos tres casos se representan de manera gráfica en la figura 3.6.

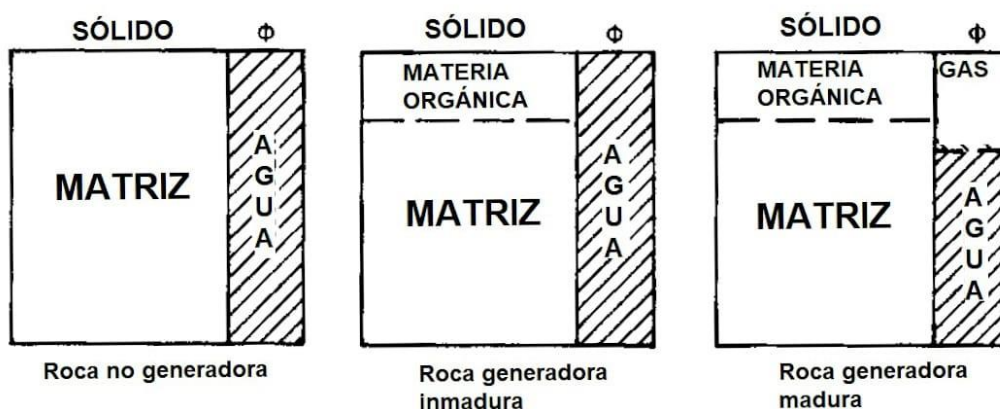


Fig 3.6 Componentes sólido y líquido de rocas generadoras y no generadoras. (Modificado de Passey, 1990)

Para obtener el COT, esta técnica hace uso de un registro de resistividad y uno de porosidad, el cual puede ser el sísmico, densidad o neutrones, estos dos registros deben

graficarse dentro del mismo carril, posteriormente, mediante escalamiento, se busca que las dos curvas se traslapen dentro de un intervalo que corresponda a una roca no generadora, el cual puede ser determinado con ayuda de otro registros, este intervalo se conoce como línea base, a partir de ella, se pueden identificar zonas ricas en contenido orgánico, cuyo indicador es la separación entre las curvas de resistividad y porosidad, esta separación se denomina como $\Delta \log R$.

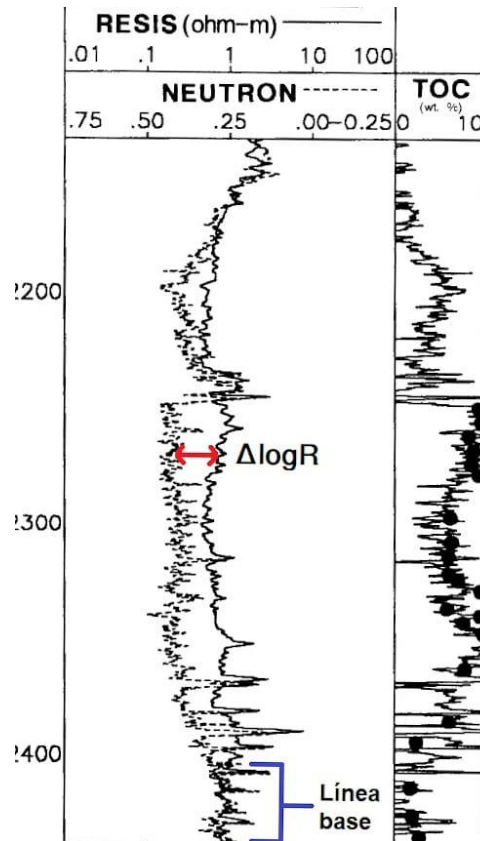


Fig 3.7 Disposición de curvas para cálculo de COT. (Modificado de Passey, 1990)

Los valores de los registros de resistividad y porosidad para la línea base deben ser únicos en la sección del pozo analizada, en ocasiones, el comportamiento de las curvas dificultan la elección ya que se trata de un intervalo y no de una profundidad determinada, por lo que se procede a realizar un promedio para hallar estos valores.

El parámetro $\Delta \log R$ debe cuantificarse para calcular el contenido orgánico total en la formación, la ecuación a utilizar depende del registro geofísico de pozo que se utilizará en esta metodología, de acuerdo a Passey (1990) es:

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + ScalingFactor(\phi - \phi_{baseline}) \quad (4)$$

Donde:

R=Resistividad leída por el registro.

R_{baseline}=Resistividad de la línea base.

Φ=Porosidad leída por el registro.

Φ_{baseline}=Porosidad de la línea base.

De acuerdo a Charsky & Herron (2013) es necesario calcular un factor de escalamiento adecuado que corresponda al comportamiento de las curvas que se han empalmado, dicho factor se calcula mediante la siguiente relación:

$$ScalingFactor = \frac{\#Resistivity\ divisions}{(\phi_{upper} - \phi_{lower})} \quad (5)$$

En este caso, el número de divisiones corresponde al número de ciclos logarítmicos utilizados en la representación gráfica de las curvas, además, deben introducirse los valores máximos y mínimos utilizados para el registro de porosidad elegido.

En el siguiente paso, se calcula el contenido orgánico total con los valores obtenidos de ΔlogR, lo cual, se realiza mediante la siguiente ecuación.

$$COT = (\Delta \log R) \times 10^{(2.297 - 0.1688 \times LOM)} \quad (6)$$

Donde:

COT=Contenido orgánico total

LOM=Nivel de metamorfismo de la roca (madurez).

La madurez de la roca puede ser determinada o estimada mediante una variedad de análisis de muestras, como la reflectancia de la vitrinita, índices de alteración termal o Tmax (Passey, 1990). Antes de comenzar con los cálculos para COT, es necesario que el intérprete tenga la certeza de que este dato pueda ser obtenido, ya que es un dato necesario para la implementación del modelo de Passey.

Modelo de Schmoker.

El modelo de Schmoker fue implementada en un principio para calcular el contenido orgánico total en determinadas cuencas en Norteamérica, años más adelante, la técnica fue mejorada para poder aplicarse en diferentes escenarios tomando en cuenta las características de la zona de estudio.

Schmoker (1983) establece la densidad de una formación geológica como un sistema de cuatro componentes que consiste en: matriz rocosa, fluidos intersticiales, pirita y materia orgánica. Este autor las relaciona mediante la ecuación:

$$\rho = \phi_o \rho_o + \phi_p \rho_p + \phi_i \rho_i (1 - \phi_o - \phi_p - \phi_i) \rho_m \quad (7)$$

Donde:

ρ =Densidad total

Φ_o =Porosidad de la materia orgánica

ρ_o =Densidad de la materia orgánica

Φ_p =Porosidad de la pirita

ρ_p =Densidad de la pirita

Φ_i =Porosidad de los fluidos intersticiales

ρ_i =Densidad de los fluidos intesticiales

ρ_m =Densidad de la matriz

El cálculo de contenido orgánico total mediante el registro de densidad requiere una ecuación simplificada de dos variables que relacione Φ_o y ρ , se asume que la porosidad de los horizontes de lutita de la formación no varía lo suficiente como para alterar la densidad de la formación de forma significativa (Schmoker, 1983), este autor redefine ρ_m a ρ_{mi} para representar a la densidad de los fluidos intersticiales y de la matriz en una sola variable, obteniendo la siguiente ecuación:

$$\rho = \phi_o \rho_o + \phi_p \rho_p + (1 - \phi_o - \phi_p) \rho_{mi} \quad (8)$$

La ecuación que se utiliza para calcular el contenido orgánico total es:

$$COT = \frac{\phi_o(100\rho_o)}{R_p} \quad (9)$$

Donde R_p es la relación en peso de la materia orgánica con respecto al carbón orgánico, de acuerdo a Schmoker (1983), Φ_o debe ser sustituido en la relación para COT para obtener relacionar los términos, Φ_o se representa mediante:

$$\phi_o = \frac{(\rho - 0.9922\rho_{mi} - 0.039)}{(\rho_o - 1.135\rho_{mi} + 0.675)} \quad (10)$$

Sustituyendo el valor de Φ_o en la ecuación 9, se obtiene:

$$COT = \frac{[(100\rho_o)(\rho - 0.9922\rho_{mi} - 0.039)]}{[(R_p)(\rho_o - 1.135\rho_{mi} + 0.675)]} \quad (11)$$

De esta manera, se obtiene la ecuación generalizada para calcular el contenido orgánico total usando el registro de densidad, los parámetros ρ_o , ρ_{mi} y R_p , serán diferentes para cada formación y cuenca geológica, por lo que deben introducirse datos verificados correspondientes a la zona estudiada para un cálculo adecuado.

La reflectancia de la vitrinita es otra herramienta para evaluar la maduración de la roca fuente, la vitrinita es una sustancia brillante formada a través de la alteración termal de la lignina y celulosa presente en las células de las plantas, mediante el incremento de la temperatura, la vitrinita sufre reacciones químicas complejas e irreversibles, lo que se traduce en un incremento en la reflectancia (Peters & Cassa, 1994), la reflectividad se representa mediante la variable R, pero para este caso, se utiliza R_o , que corresponde al porcentaje de luz reflejado en el aceite.

Tissot & Welte (1984) mencionan que los valores de R_o indican que tipo de hidrocarburo es más probable que genere la muestra analizada, los autores clasifican los rangos de la siguiente manera según el tipo de kerógeno.

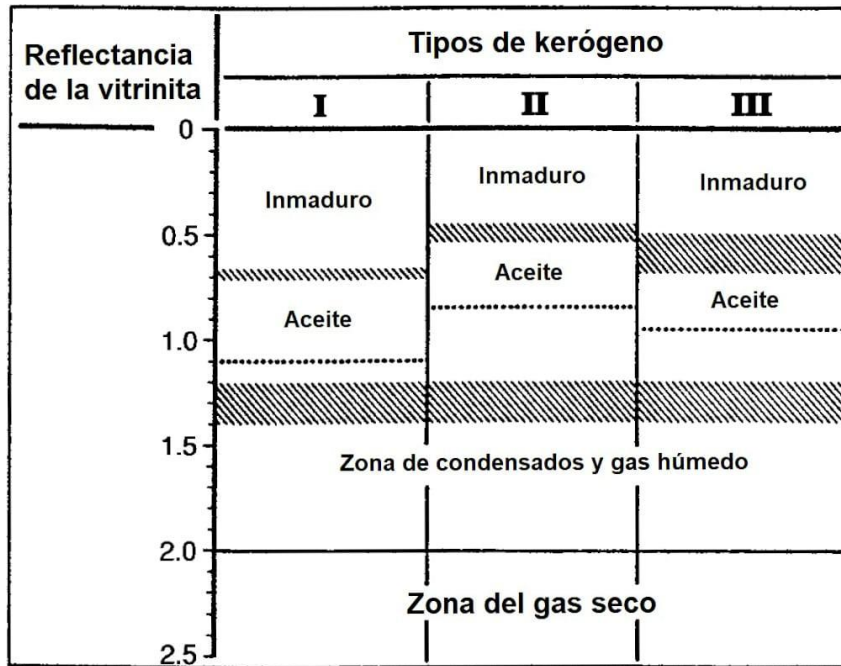


Fig 3.8 Ventanas de HCs de acuerdo a Ro. (Modificado de Tissot & Welte, 1984).

3.3 Registros geofísicos de pozos.

Un registro geofísico de pozo es una gráfica x-y, que refleja un parámetro de la formación rocosa en función de su profundidad, esta herramienta ha sido ampliamente utilizada en la exploración petrolera para la interpretación de la litología del subsuelo en la búsqueda de petróleo y gas.

Existe dos grandes clasificaciones de estas herramientas, estas son:

- En función al principio físico que rige la herramienta: acústicos, radiactivos, mecánicos.
- En función al parámetro petrofísico que miden: litología, resistividad, porosidad.

A continuación, se detallan los registros utilizados para esta investigación.

3.3.1 Registros de litología.

3.3.1.1 Registro de rayos gamma

El registro de rayos gamma es una medición de la radiactividad natural de las formaciones, la sonda de RG contiene un detector para medir este parámetro, que se origina en el volumen de la formación cerca de la sonda, puede ser corrido en pozos

entubados y para su empleo, se utilizan contadores de centelleo acoplados con un fotomultiplicador y un amplificador-discriminador para la medición de la radiactividad (Ramos, 2008), en rocas sedimentarias, este registro normalmente muestra el contenido de arcilla de la formación, ya que elementos radiactivos como el torio, el potasio y el uranio, tienden a acumularse en las arcillas.

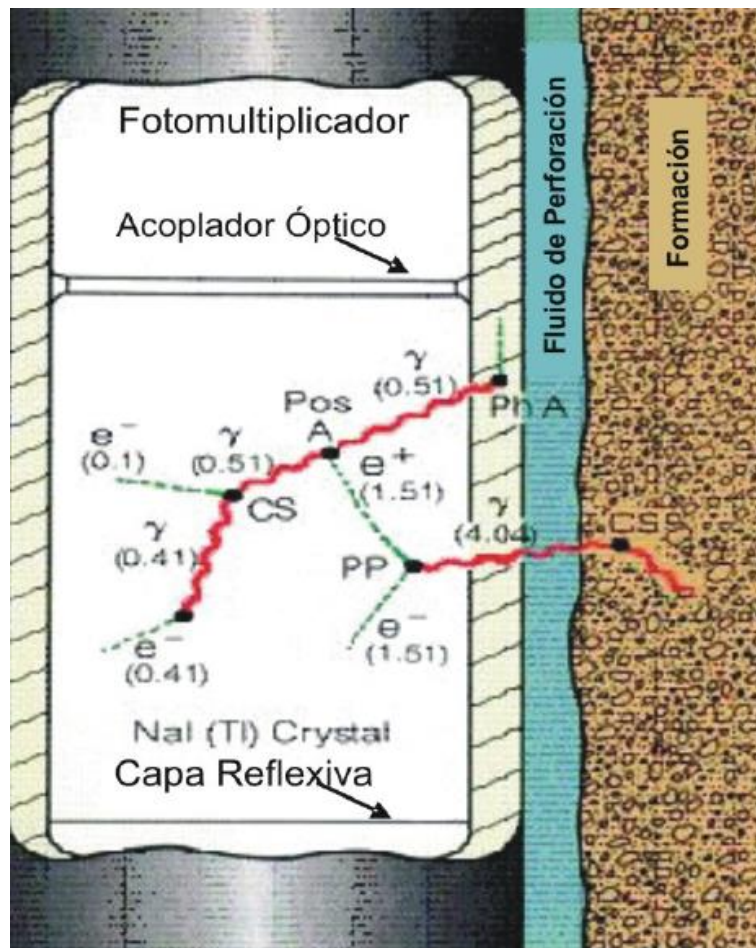


Fig 3.9 Principio de medición del registro de rayos gamma. (Ramos, 2008).

Cuando un rayo gamma ha perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio de un efecto fotoeléctrico, por consiguiente, los rayos gamma naturales se absorben gradualmente y sus energías se degradan al pasar por la formación y la tasa de absorción varía con la densidad de la formación (Ramos, 2008), si bien, esta herramienta registra la radiactividad total, no es capaz de realizar una diferenciación entre los elementos radiactivos que la componen, no obstante, esta es una

situación que ha ido cambiando en tiempos recientes con la implementación de nuevas tecnologías.

3.3.1.2 Registro de espectrometría de rayos gamma (NGS).

El registro de espectrometría o rayos gamma espectral sirve para determinar el tipo de arcillas que contiene una formación, se basa en la relación de proporciones de los tres minerales radiactivos principales, potasio, uranio y torio (Garduza, 2019), este registro es capaz de discriminar las contribuciones provenientes de cada uno de estos elementos, por ejemplo, las mediciones de torio y potasio ayudan a distinguir el tipo de arcilla, mientras que las de uranio funcionan como apoyo para identificar materia orgánica o ceniza volcánica dentro de la roca.

La herramienta NGS utiliza un detector de centelleo de yoduro de sodio contenido en una caja sellada a presión que, durante el registro, se mantiene contra la pared del pozo por medio de un resorte inclinado, los rayos gamma emitidos por la formación casi nunca alcanzan el detector directamente, ya que pierden energía por efecto fotoeléctrico, dispersión Compton o creación de pares (Ramos, 2008), debido a estas interacciones y a la respuesta del detector del centelleo, es posible obtener los espectros de los elementos radiactivos (fig 3.10).

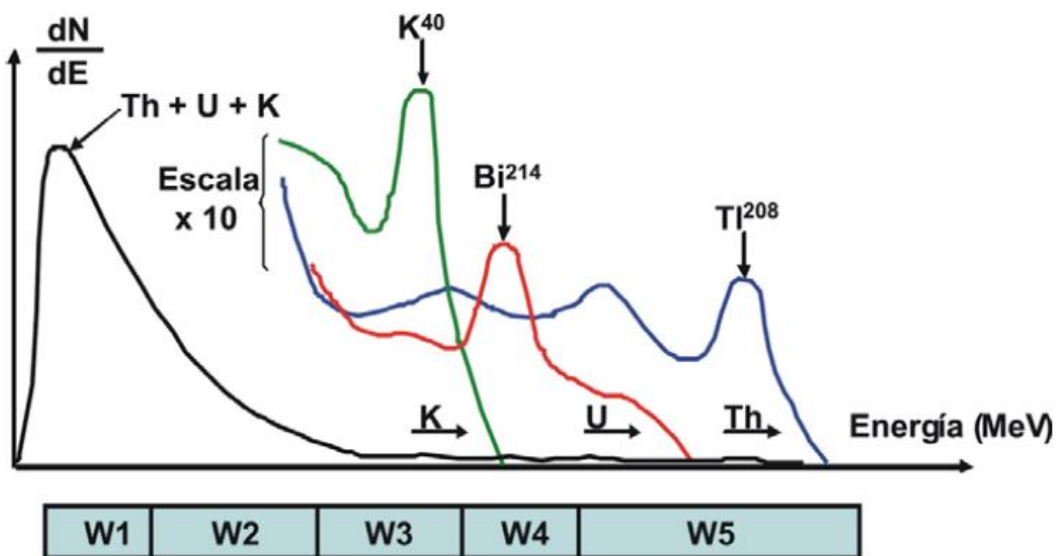


Fig 3.10 Curvas de respuesta de potasio, torio y uranio (Ramos, 2008).

Gracias a este registro se obtienen las curvas de las concentraciones individuales de los tres elementos radiactivos, es decir:

- THOR (torio) medido en ppm.
- URAN (uranio) medido en ppm.
- POTA (potasio) medido en %.

Al igual que en el registro GR, la curva de espectrometría de rayos gamma se cuantifica en gAPI, además, es posible obtener una curva que elimine el contenido de uranio, esta es la CGR, que es la suma de las mediciones de torio y potasio.

Una aplicación muy importante de los registros de rayos gamma, es que permiten calcular el índice de arcillosidad de la formación a través de la siguiente fórmula.

$$I_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (12)$$

Donde:

GR_{log} = Valor leído de un punto a calcular.

GR_{max} = Valor máximo de RG en una zona 100% arcillosa.

GR_{min} = Valor mínimo de RG en una zona 0% arcillosa.

3.3.1.3 Registro de litodensidad.

Este registro está diseñada para identificar la litología que compone a la formación, el principio físico utilizado para obtener el índice de absorción fotoeléctrica (PEF) es la reacción con la formación por medio de absorción fotoeléctrica de los rayos gamma de la fuente del registro, este fenómeno involucra principalmente a los electrones de las capas más internas y la sección transversal por electrón será función de la distancia al núcleo (Ramos, 2008), como cada cada elemento tiene una sección transversal característica, puede inferirse la composición litológica con base en esta.

En el detector de la herramienta de densidad existe una ventana de baja energía, dominado por el fenómeno de absorción eléctrica, los conteos correspondientes son los

empleados para calcular el PEF, cuya curva recibe las mismas siglas, la escala utilizada es lineal y el rango es entre 0 y 10.

3.3.2 Registros de resistividad.

3.3.2.1 Registro de inducción.

Una forma sencilla de entender las diferentes zonas ubicadas en las proximidades de un pozo, es mediante un modelo de cilindros concéntricos, tal como el que se observa en la figura 3.11.

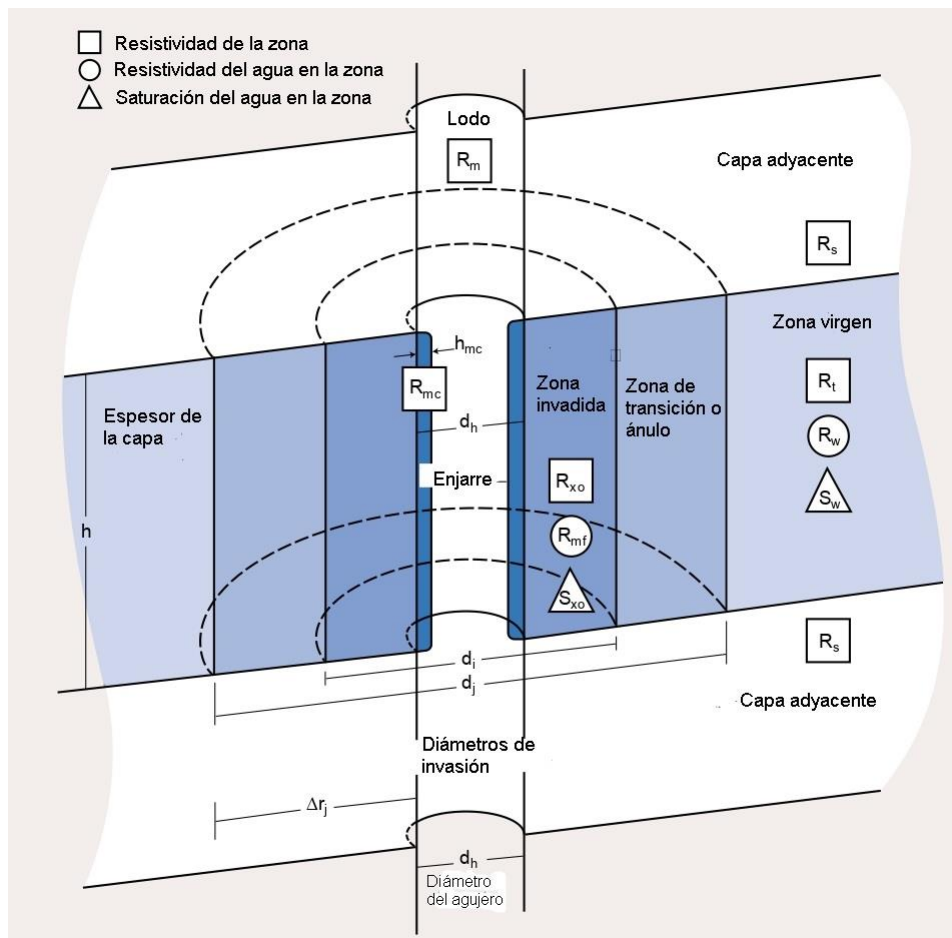


Fig 3.11 Modelo de resistividad de un pozo. (Modificado de Schlumberger, 2005).

En una formación perforada se tienen zonas distintas propiedades con diferentes nomenclaturas para su análisis, desde el centro del pozo hacia la formación, se distinguen las siguientes.

- Lodo. Donde R_m , es la resistividad del lodo.
- Enjarre. Donde R_{mc} , es la resistividad del enjarre del lodo.
- Zona invadida. Donde R_{mf} , es la resistividad el filtrado de lodo, R_{xo} , es la resistividad de la zona invadida y S_{xo} , es la saturación de la zona invadida.
- Zona de transición o ánulo.
- Zona virgen o no invadida. Donde R_t , es la resistividad verdadera de la formación, R_w , es la resistividad del agua de formación y S_w , la saturación de agua en la zona virgen.

La herramienta del registro de inducción se desarrolló en un principio, para medir la resistividad de la formación en pozos que contienen lodos base aceite y en agujeros perforados neumáticamente, en la actualidad, las herramientas de inducción poseen multi-bobinas transmisoras y receptoras que pueden comprenderse desde el principio de una sola bobina transmisora y otra receptora, también, es posible enfocarse con el propósito de minimizar las influencias del agujero, las formaciones adyacentes y la zona invadida (Ramos, 2008).

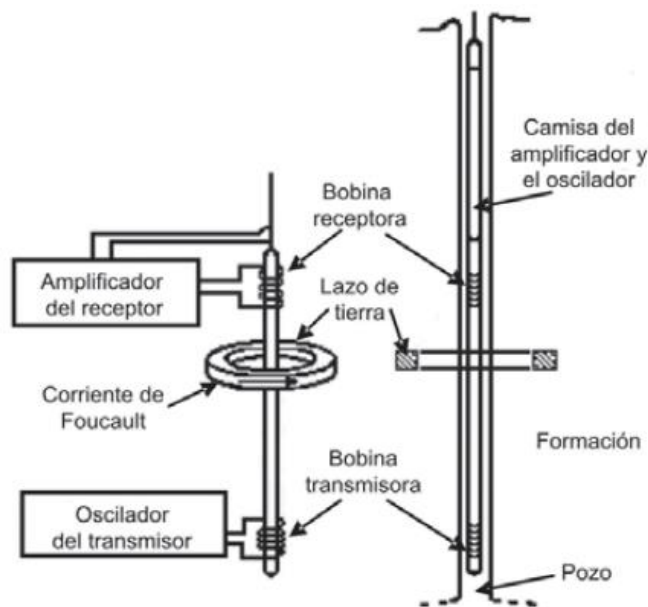


Fig 3.12 Sistema básico de dos bobinas para el principio de inducción. (Ramos, 2008)

Para el funcionamiento de esta herramienta, se envía una corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante a través de la bobina transmisora, lo que crea un campo magnético alterno que induce corrientes hacia la formación alrededor del agujero, dichas corrientes fluyen en anillos de forma circular, que son coaxiales con la bobina de transmisión (Ramos, 2008), de esta manera, se genera un campo magnético que induce corriente a la bobina receptora, cumpliendo el principio de inducción, este voltaje es proporcional a la conductividad de la formación.

El modelo compuesto por dos bobinas ha sido la base para mejorar el funcionamiento de este registro mediante la incorporación de bobinas adicionales que mejoran la resolución vertical de la herramienta, fue así como surgió el registro de doble inducción, que combina un arreglo de inducción profunda y un arreglo de inducción intermedia en la misma sonda, esto se hace para tener un valor más exacto de la resistividad verdadera de la formación, reducir el efecto de diámetro del agujero y dar una mejor respuesta a capas delgadas, por lo general, va acompañado de un registro de microresistividad que lee esta propiedad en la pared del pozo.

Las curvas que se obtienen de este registro de acuerdo a su profundidad de investigación son:

- ILD (Registro de inducción profunda). 40 pulgadas.
- ILM. (Registro de inducción media). 34 pulgadas.
- SFLU (Registro de inducción esférico). 30 pulgadas.

Otros factores a considerar para este registro son su resolución vertical, que ronda las 24 pulgadas, además, como la herramienta de inducción es sensible a la conductividad resulta más precisa en formaciones de resistividad baja, la escala del doble inducción es logarítmica y se encuentra entre los 0.2 y 20 ohm•m.

3.3.2.2 Registro de arreglo de inducción (AIT).

La herramienta multifasorial está diseñada para medir la conductividad y por ende, la resistividad de la formación, la gran ventaja de este registro es que cuenta con diferentes profundidades de investigación, lo que es útil para diferenciar las zonas que componen a un pozo de este tipo, además de funcionar en cualquier tipo de fluido.

Una sonda genera un campo electromagnético a través de la circulación de corriente, lo cual, induce en la formación corrientes eléctricas que circulan en anillos coaxiales al eje de la sonda, estas corrientes a su vez, generan un campo magnético e inducen una fuerza electromotriz en la bobina receptora, cuya intensidad es proporcional a la conductividad de la formación e inversamente proporcional a su resistividad (Ramos, 2008), este principio se aprecia en la figura 3.13.

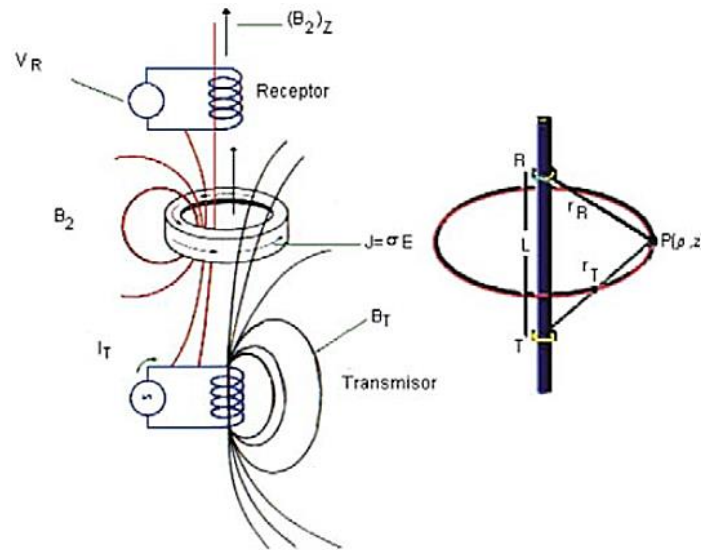


Fig 3.13 Principio de medición de una herramienta inductiva. (Ramos, 2008).

La herramienta está compuesta por las sondas AIT-B y AIT-H, que cuentan con 8 arreglos inductivos con 3 bobinas cada uno, con los cuales, se adquieren 28 mediciones de inducción diferentes, las cuales se realizan en intervalos de 3 pulgadas.

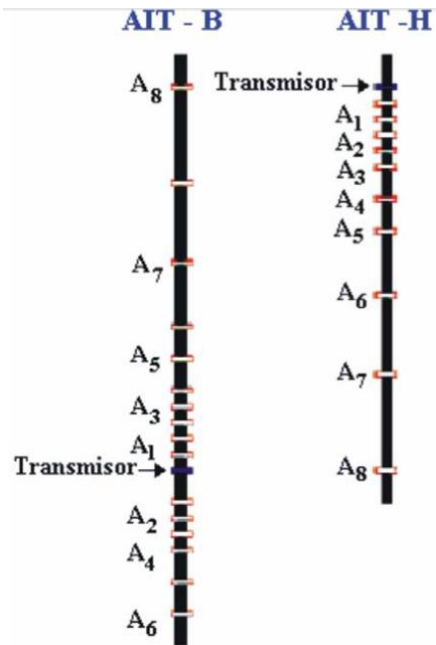


Fig 3.14 Configuración del registro AIT. (Ramos, 2008)

Estas mediciones producen 5 perfiles que se traducen en la misma cantidad de curvas según su profundidad a partir del centro del pozo, estas son: AT10 (10 pulgadas), AT20 (20 pulgadas), AT30 (30 pulgadas), AT60 (60 pulgadas) y AT90 (90 pulgadas).

El nombre de las curvas también dependerá de la resolución vertical de la herramienta, que puede ser de 4, 2 o 1 pulgada, que se representan con las letras F, T y O, respectivamente, por ejemplo, un registro con resolución horizontal de 90 pulgadas puede ser:

- AF90. Registro con resolución vertical de 4 pulgadas.
- AT90. Registro con resolución vertical de 2 pulgadas.
- AO90. Registro con resolución vertical de 1 pulgadas.

Para este registro geofísico se utiliza la escala logarítmica, que va desde 0.2 hasta 2000 ohm•m.

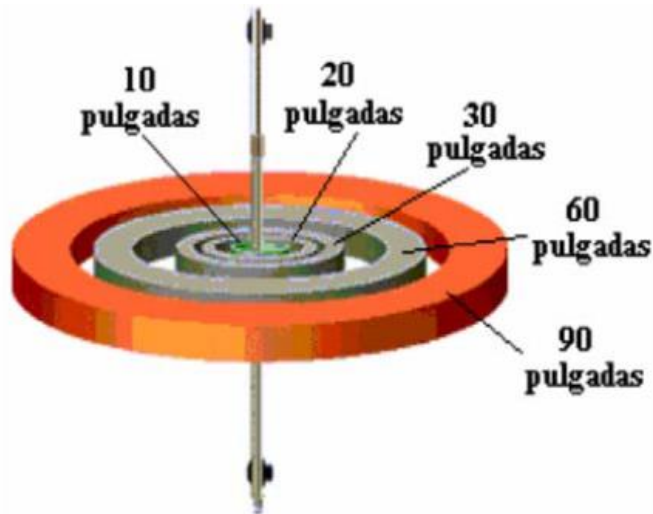


Fig 3.15 Profundidades de la herramienta multifasorial. (Ramos, 2008)

3.3.3 Registros de porosidad.

3.3.3.1 Registro de densidad compensada.

Como el nombre lo indica, la herramienta de densidad compensada está diseñada para medir la densidad de la formación rocosa, el principio físico para medir este parámetro es la interacción de rayos gamma de energía media (662 KeV) con la roca, con este nivel de energía, la interacción se debe principalmente a la dispersión Compton con los electrones orbitales, después de esto, los rayos gamma regresan al pozo en donde son contados por los detectores, dicho conteo está relacionado con el número de electrones por centímetro cúbico, que a su vez, se relaciona con la densidad real del material existente (Ramos, 2008).

La herramienta utilizada para la medición está compuesta por una fuente radiactiva que emite los rayos gamma, y dos detectores que se ubican en el patín, que los mantiene sujetos a la pared, lo que suprime de gran forma el efecto del agujero, este sistema se ejemplifica en la figura 3.16.

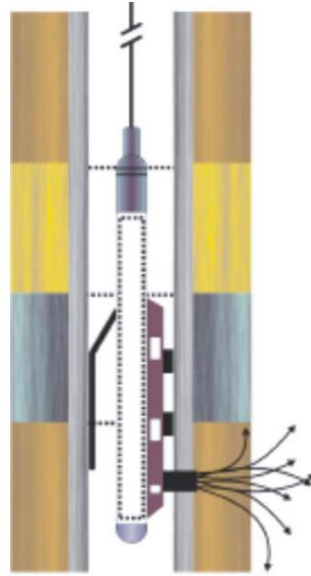


Fig 3.16 Herramienta de densidad compensada. (Ramos, 2008)

La curva que representa a este registro se conoce como RHOB, se mide en g/cm^3 , su escala es lineal y el rango de valores oscila entre 1.95 a 2.95.

3.3.3.2 Registro sónico.

También conocido como registro acústico, esta herramienta se utiliza como apoyo para determinar la porosidad de las rocas a partir del tiempo de tránsito de las ondas.

La energía sónica emitida desde el transmisor de la herramienta impacta la pared del pozo, esto origina una serie de ondas en la formación y superficie, donde la velocidad del sonido de las ondas penetradas por el pozo (P, S, Stoneley) es la variable medida (Garduza, 2019).

Para un análisis básico de la herramienta, se utiliza un modelo de un transmisor y un receptor, el tren de ondas es emitido desde el primero y la trayectoria seguida por el sonido abarca las distancias a y c , dentro del lodo, y b , en la formación, por lo que el tiempo de tránsito se calcula mediante la expresión:

$$TT = \frac{a}{V_L} + \frac{b}{V_F} + \frac{c}{V_L} \quad (13)$$

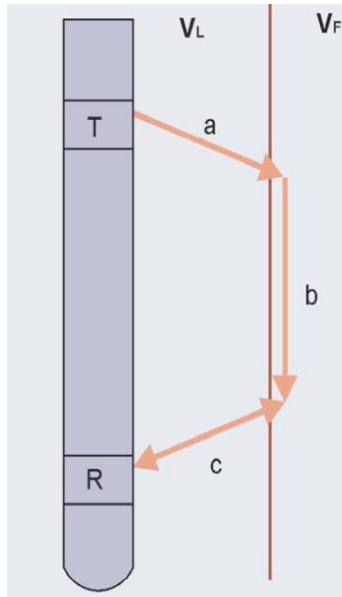


Fig 3.17 Sonda con un receptor y un transmisor. (Ramos, 2008).

El arreglo más utilizado para este registro es el BHC (Bore Hole Compensated), que consiste en dos sistemas de dos receptores, con el cual se puede obtener el tiempo de tránsito al promediar los dos arreglos de la siguiente manera.

$$\Delta t_1 = TT_4 - TT_2 = \frac{c}{V_F} + \frac{e}{V_L} - \frac{d}{V_L} \quad (14)$$

$$\Delta t_2 = TT_1 - TT_3 = \frac{c'}{V_F} + \frac{e'}{V_L} - \frac{d'}{V_L} \quad (15)$$

$$\Delta t_{BHC} = \frac{\Delta t_1 + \Delta t_2}{2} \quad (16)$$

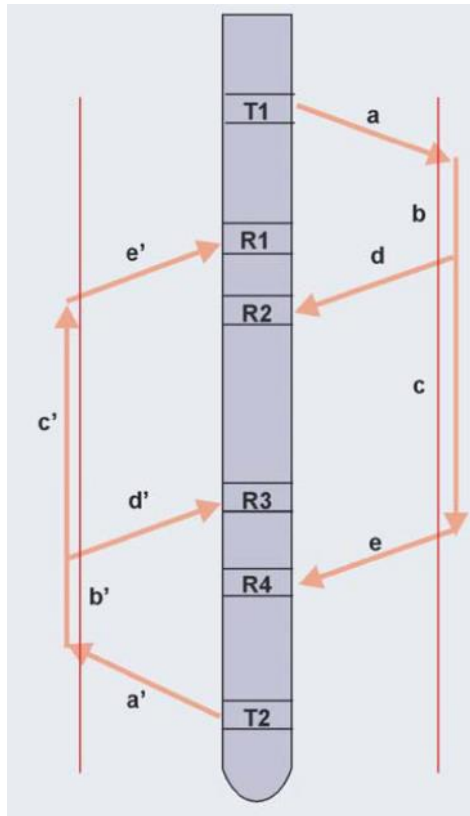


Fig 3.18 Arreglo BHC. (Ramos, 2008).

La velocidad es medida de la curva DTCO en $\mu\text{s}/\text{pie}$, la forma de leer este registro difiere al registro de densidad, pues aunque usa una escala lineal, tiene que leerse de derecha a izquierda y comprende valores de 40 a 140 $\mu\text{s}/\text{pie}$.

3.3.3.3 Registro de neutrones.

El registro de neutrones es un registro de tipo radiactivo y es de los más utilizados para medir la porosidad de la formación, su medición se basa en la densidad de neutrones que los contadores detectan y registran.

En la actualidad, la herramienta más utilizada es la de neutrón compensado (CNL), que en su configuración básica cuenta con una fuente que emite neutrones y dos detectores, como lo ejemplifica la figura 3.19.

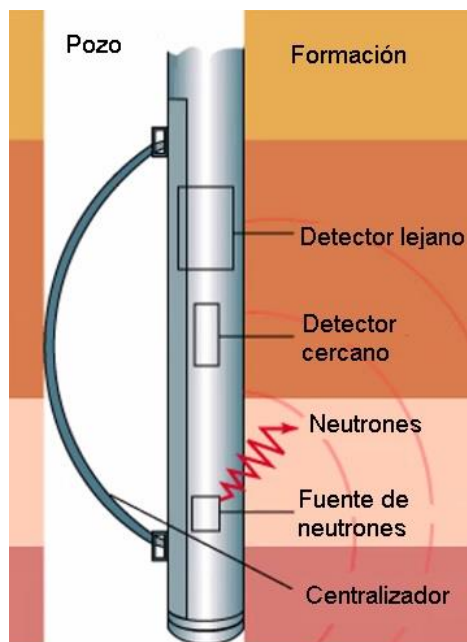


Fig 3.19 Configuración de la herramienta CNL. (Modificado de QSA Global, 2020)

Una fuente radiactiva en la sonda emite neutrones de alta energía que chocan con los núcleos de los materiales de la formación, con cada colisión, el neutrón pierde parte de su energía, debido a que la desaceleración de neutrones depende en gran parte de la cantidad de hidrógeno de la formación, la mayor pérdida de energía ocurre cuando un neutrón golpea un núcleo con masa prácticamente igual (Ramos, 2008), esto ocurre con el hidrógeno, que se encuentra en el espacio poral de la roca debido a la presencia de agua, como relación, altos conteos de neutrones suponen baja porosidad, mientras que bajos conteos de neutrones significan alta porosidad.

Este registro muestra una porosidad aparente elevada ante la presencia de arcilla pero esto se debe a la presencia de agua, por lo que debe compararse con otro registro para tomar una decisión adecuada sobre el tipo de roca en la formación.

La curva correspondiente a este registro se conoce como NPHI, debe leerse de derecha a izquierda, la escala para su representación es lineal y el rango de valores está entre -0.15 y 0.45, tomando el 1 como 100% de porosidad.

CAPITULO IV. METODOLOGÍA.

Se utiliza como base la metodología aplicada por Halliburton (2012) para yacimientos no convencionales, también, se consideran algunos procedimientos pertinentes para dar cumplimiento a los objetivos planteados, a continuación se muestra el diagrama de flujo que indica los pasos a seguir en esta metodología.

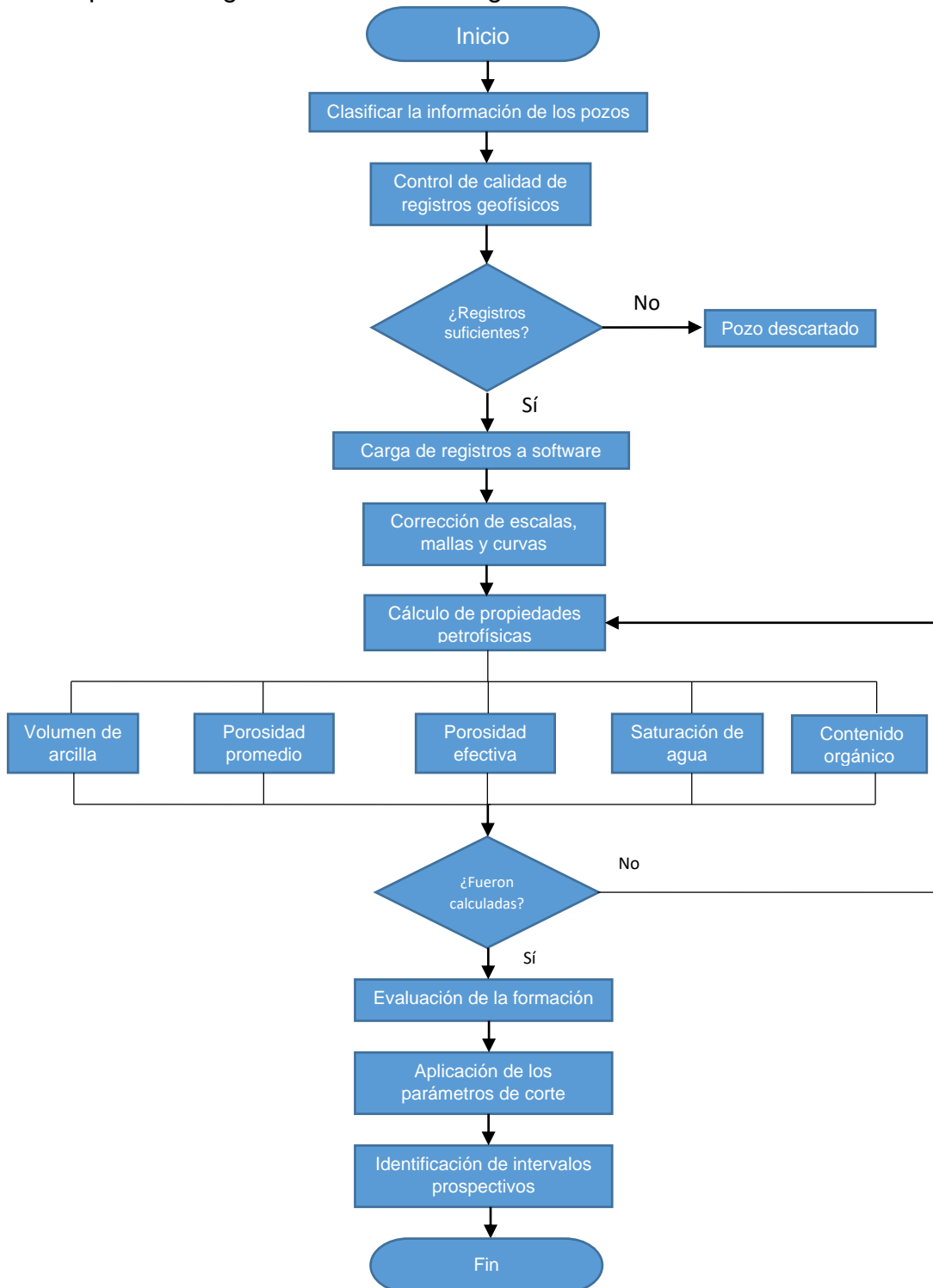


Fig 4.1 Metodología para caracterización petrofísica en yacimientos no convencionales.

4.1 Recopilación de la información disponible.

En primera instancia, se recomienda ubicar geográficamente los pozos estudiados para delimitar de una forma adecuada el área de estudio, enseguida, se realiza una investigación profunda acerca de la zona, con el objetivo de obtener la mayor cantidad de información posible, que sea de interés y de utilidad para la investigación, es decir, informes geológicos, estructurales, estratigráficos, sísmicos, geofísicos, que describan las generalidades del espacio delimitado y las características de los pozos que serán sometidos a análisis.

El proceso de interpretación de registros se realiza mediante archivos que se generan durante las operaciones de toma de información de los pozos perforados, por lo cual, antes de comenzar el estudio, es fundamental obtener esta información en formato LAS o bien, un archivo de presentación de datos de pozo que incluya los mnemónicos, éstos otorgan los datos cuantificables correspondientes a cada registro.

Para fines de esta tesis, fueron otorgados 6 archivos correspondientes a pozos exploratorios, de los cuales solo 4 de ellos se consideraron adecuados para esta investigación, los motivos de esta determinación se exponen en el control de calidad de este caso de estudio.

Los pozos serán nombrados como “Pozo A”, “Pozo B”, “Pozo C” y “Pozo D”, también, se omitirán las coordenadas que muestran la ubicación de los mismos debido al acuerdo de confidencialidad de la empresa dueña de los archivos utilizados.

La información correspondiente a las generalidades debe contener:

- País.
- Estado.
- Municipio.
- Coordenadas geográficas.
- Provincia petrolera.

- Formación geológica.
- Edad geológica.

4.2 Control de calidad.

Una vez obtenida la información, se debe hacer un análisis para comprobar si los registros obtenidos serán suficientes para garantizar un resultado de calidad, de acuerdo a HalliBurton (2012) los datos básicos de registros geofísicos requeridos para una evaluación petrofísica no convencional son:

- Registro de rayos gamma.
- Registro de resistividad.
- Registro de porosidad (densidad, neutrón, sónico).
- Caliper (cuando esté disponible)
- Rayos gamma espectral (cuando esté disponible).

De esta manera se puede discriminar individualmente y decidir si cada pozo cuenta con las características necesarias para un estudio de esta naturaleza, los resultados de este control de calidad se exponen en el apartado 5.2.

4.3 Interpretación de registros y cálculo de propiedades.

4.3.1 Interpretación de registros geofísicos de pozo.

Para iniciar la interpretación de registros se crea una base de datos que contenga a los pozos analizados, después, se cargan los archivos de cada uno de los pozos, dentro de este proceso, se eligen las curvas necesarias que corresponden a los registros que se deseen visualizar, en este trabajo se cuentan con los archivos en formato LAS para los pozos A, B, C y D.

Posteriormente, se crea un área de trabajo con 3 carriles, en donde serán colocados los registros para su análisis.

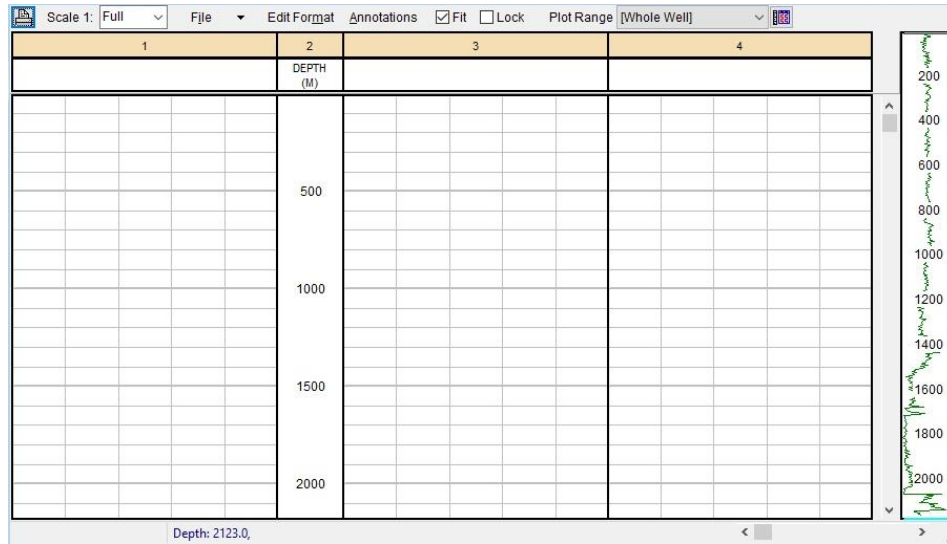


Fig 4.2 Área de trabajo con 3 carriles.

En el carril 1, se grafican las siguientes curvas:

- Calibrador.
- Diámetro de la barrena.
- Rayos gamma.
- Rayos gamma espectral.

En el carril 2, se visualiza la profundidad en metros del pozo analizado.

En el carril 3, se colocan las curvas de resistividad, las cuales pueden corresponder a:

- Registros de inducción (SFLU, ILM, ILD)
- Registro de arreglos de inducción (AIT10, AIT20, AIT30, AIT60, AIT90)
- Registros inyectores de corriente (MSFL, LLM, LLD)

El carril 4, se utiliza para representar los registros de porosidades, que son:

- Registro sínico.
- Registro densidad.
- Registro neutrones.
- PEF.

Adicionalmente, se puede crear un quinto carril para colocar los registros que corresponden a los conteos de torio, uranio, potasio u otros, si se cuenta con ellos.

También, es necesario seleccionar escalas que permitan una lectura adecuada, así como colores para establecer uniformidad en los registros geofísicos de pozo, para este trabajo se utilizan las siguientes.

Carril 1.

- Rayos gamma. Escala lineal. 0-150 o 0-200 gAPI. Curva color negro.
- Rayos gamma espectral. Escala lineal. 0-150 o 0-200 gAPI. Curva color azul.
- Calibrador. Escala lineal. 6-16 pulgadas. Curva color rojo punteada.
- Diámetro de la barrena. 6-16 pulgadas. Curva color gris.

Carril 3.

- Registro de inducción. Escala logarítmica. 0-2000 ohm•m. Color negro.
- Registro AIT. Escala logarítmica. 0-2000 ohm•m. Color azul.

Carril 4.

- Registro sísmico. Escala lineal. 40-140 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Se lee de derecha a izquierda. Color azul.
- Registro de densidad. Escala lineal. 1.95-2.95 g/cm^3 . Color negro.
- Registro de neutrones. Escala lineal. -0.15-0.45 (sin unidades). Se lee de derecha a izquierda. Color rojo.

Posteriormente, se elige el intervalo de interés para cada uno de los pozos, la formación Pimienta para los pozos A, B y C, y la formación Eagle Ford para el Pozo D.

Con base en reportes de CNH (2021), información de pozos cercanos, y utilizando como referencia conteos altos del registro de rayos gamma típicos de estas formaciones, se establecen los siguientes intervalos.

- Pozo A. 2071-2145 m. Jurásico Superior Tithoniano – Pimienta.
- Pozo B. 2960-3040 m. Jurásico Superior Tithoniano – Pimienta.

- Pozo C. 2560-2660 m. Jurásico Superior Tithoniano – Pimienta.
- Pozo D. 1910-2056 m. Cretácico Superior Turoniano – Eagle Ford.

Estos intervalos deben ser localizados en la pista de profundidad de cada pozo y ser señalizadas en el software para identificar de una manera más rápida la zona que se estará analizando, así como sus respectivos registros geofísicos.

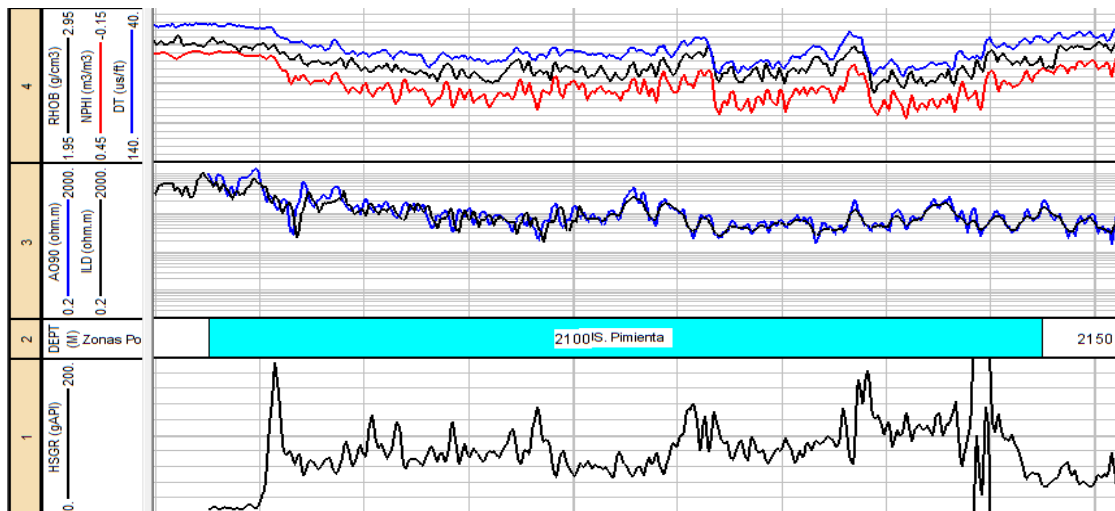


Fig 4.3 Área de trabajo para registros geofísicos.

4.3.2 Cálculo de propiedades.

Para realizar una caracterización petrofísica no convencional, es necesario calcular los siguientes parámetros:

- Volumen de arcilla de la formación.
- Porosidad promedio y efectiva.
- Saturación de agua.
- Contenido orgánico total.

Para el cálculo de propiedades en esta metodología, se crea una hoja de cálculo donde se incluyen las generalidades del pozo, además se registran los parámetros de:

- Profundidad.
- Rayos gamma.
- Registro sísmico.

- Registro de densidad.
- Registro de neutrones.
- Resistividad.

A continuación, se muestran los procesos mediante los cuales estas propiedades son calculadas.

4.3.2.1 Volumen de arcilla.

Es ampliamente recomendable utilizar el registro de espectrometría de rayos gamma (CGR) si se cuenta con él, ya que elimina los efectos ocasionados por el uranio y de esa manera, otorga una medición más precisa del contenido de arcilla, debido a que éstas se relacionan a conteos de torio y potasio.

Antes de iniciar con el cálculo, se deben establecer los valores mínimo y máximo de rayos gamma en el intervalo analizado, para ello se analiza el comportamiento de la curva y si se desea, se realiza una zonificación en el intervalo para modificar las líneas base de las zonas limpia y arcillosa en tramos puntuales.

Por ejemplo, para el cálculo de contenido de arcilla, el pozo A, se dividió en 4 zonas:

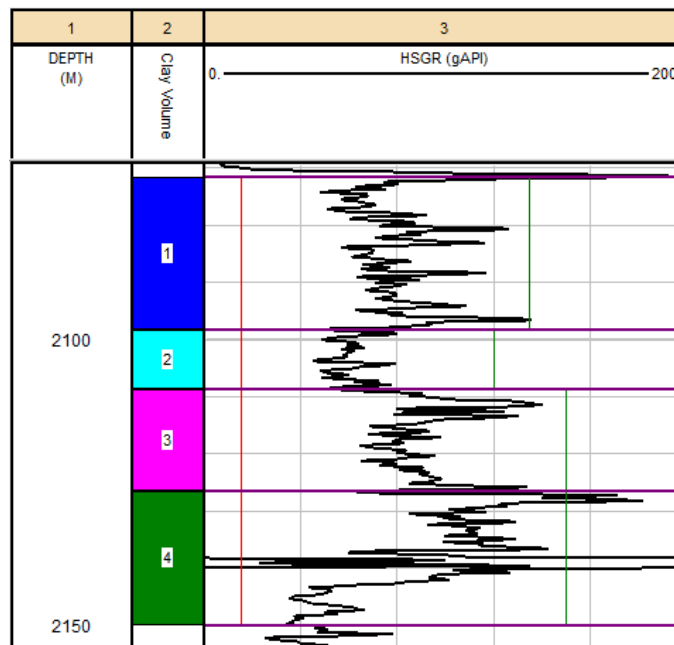


Fig 4.4 Zonificación en registro de rayos gamma, Pozo A.

Tabla 4.1 Secciones del registro de RG en hoja de cálculo.

SECCIONES		
	1 RG MIN	15
2073-2098m	RG MAX	140
	2 RG MIN	15
2099-2109m	RG MAX	120
	3 RG MIN	15
2110-2127m	RG MAX	150
	4 RG MIN	15
2128-2145m	RG MAX	150

Los valores típicos de zonas limpias en el registro de rayos gamma son menores a 15 gAPI, es por ello que, para las cuatro secciones, el límite inferior se establece en 15 gAPI, para el límite superior correspondiente a la zona arcillosa, las líneas se ajustan de acuerdo a los valores típicos de formaciones 100% arcillosas, oscilando entre los 120-150 gAPI, este procedimiento se realiza en cada pozo.

Dentro de una hoja de cálculo, se coloca la profundidad del pozo, los valores leídos por el registro de rayos gamma y dos columnas que corresponderán al volumen de arcilla y su porcentaje.

Para calcular el volumen de arcilla, es necesario obtener el índice de contenido de arcilla, en este estudio se asume que $I_{sh}=V_{sh}$, entonces se utiliza la ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (17)$$

Donde:

GR_{log} =Rayos gamma leído.

GR_{min} =Rayos gamma mínimo.

GR_{max} =Rayos gamma máximo.

Con los conteos del registro y los límites mínimo y máximo establecidos, se procede a introducir la ecuación y se extiende a todo el intervalo, de esta manera se obtiene el

volumen de arcilla en decimal, también, se calcula el porcentaje, multiplicando el resultado por 100.

Tabla 4.2 Ejemplo del cálculo de V_{sh} .

Profundidad GR	Vcl	%	
2071	116	0.808	80.8
2072	132	0.936	93.6
2073	78	0.504	50.4
2074	67	0.416	41.6
2075	67	0.416	41.6
2076	65	0.4	40
2077	61	0.368	36.8
2078	83	0.544	54.4
2079	60	0.36	36
2080	73	0.464	46.4

4.3.2.2 Porosidad promedio.

Si bien, se cuenta con el registro de neutrones que otorga una medición directa de la porosidad de la formación para los cuatro pozos de este estudio, se recomienda también calcular el parámetro de la porosidad a partir de los registros que lo permitan, como el de densidad y el sónico, esto para realizar un promedio de porosidades con la finalidad de obtener un valor más preciso de la misma.

Para calcular la porosidad con el registro sónico se utiliza la ecuación de Wyllie:

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{reg} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (18)$$

Donde:

Φ_s = Porosidad del registro sónico.

Δt_{reg} = Lectura del registro sónico.

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito de la matriz rocosa.

Δt_f = Tiempo de tránsito del fluido

Es necesario establecer una matriz adecuada para cada pozo, cuando se cuenta con ellas, se observa el comportamiento entre las curvas de densidad y de neutrones, se distinguen 3 casos particulares.

1. Si la curva de neutrones se encuentra por debajo y muy separada de la curva de densidad, se asocia a una dolomía.
2. Si las curvas se encuentran cercanas entre sí, se trata de una caliza o caliza dolomitizada, dependiendo de la separación.
3. Si la curva de densidad se encuentra por debajo de la de neutrones, es una formación arenosa.

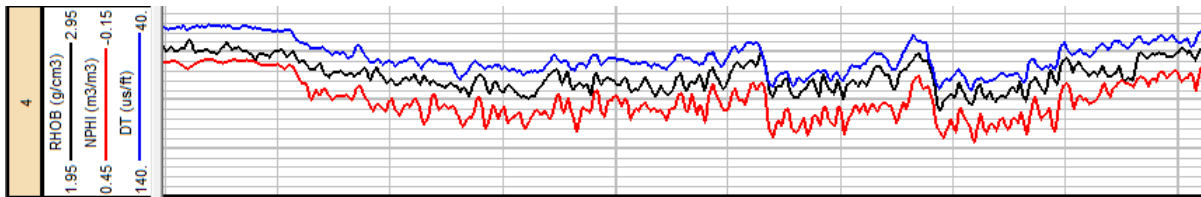


Fig 4.5 Comparación entre los registros RHOB y NPHI. Pozo A.

De acuerdo con el comportamiento de las curvas, en el pozo A se aprecia que las curvas tienen una separación muy pequeña para ser una dolomía, por lo que se asocia a una matriz de caliza.

El valor de la matriz que se utiliza para el cálculo de porosidad puede ser determinado mediante un gráfico cruzado del registro de neutrones y el sónico.

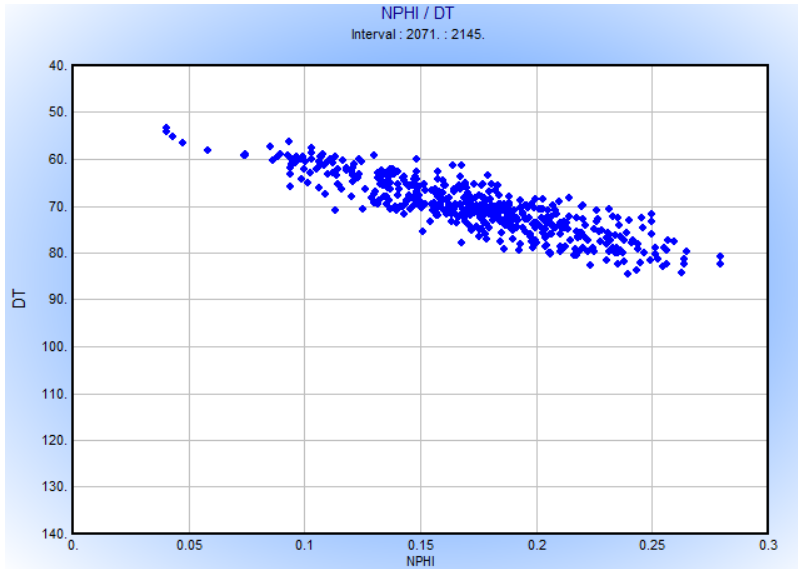


Fig 4.6 Crossplot NPHI vs DT. Pozo A.

Se observan los valores del registro sónico, el Δt_{matriz} debe ser menor que el de los datos, de otra forma, se obtendrían porosidades negativas, además debe ser igual o cercano a un valor típico de algún tipo de roca matriz, para el pozo A, se establece el Δt_{matriz} con un valor de 46, siendo muy cercano al valor 47 de una caliza típica, además, cumple con el requisito de ser menor que cualquier conteo graficado por el registro sónico, además, el Δt_{fluido} se establece en 189 $\mu\text{s}/\text{pie}$, el valor típico para el agua dulce.

De esta manera se introduce la ecuación de Wyllie y se calcula la porosidad para el registro sónico en decimales, también, se calcula en porcentaje, este procedimiento se extiende a todo el intervalo.

Tabla 4.3 Ejemplo del cálculo de porosidad mediante DT.

Profundidad	Dt	Porosidad DT	%
2071	53	0.048951049	4.8951049
2072	60	0.097902098	9.79020979
2073	63	0.118881119	11.8881119
2074	62	0.111888112	11.1888112
2075	65	0.132867133	13.2867133
2076	67	0.146853147	14.6853147
2077	63	0.118881119	11.8881119
2078	69	0.160839161	16.0839161
2079	69	0.160839161	16.0839161
2080	70	0.167832168	16.7832168

Posteriormente, se calcula la porosidad con el registro de densidad, para ello, se utiliza la ecuación:

$$\phi T = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (19)$$

Donde:

ϕT = Porosidad total

ρ_{ma} = Densidad de la matriz

ρ_b = Densidad total de la formación

ρ_f = Densidad del fluido

Al igual que para el registro sísmico, se deben establecer valores para ρ_{matriz} y ρ_{fluido} , también se hace uso de un gráfico cruzado.

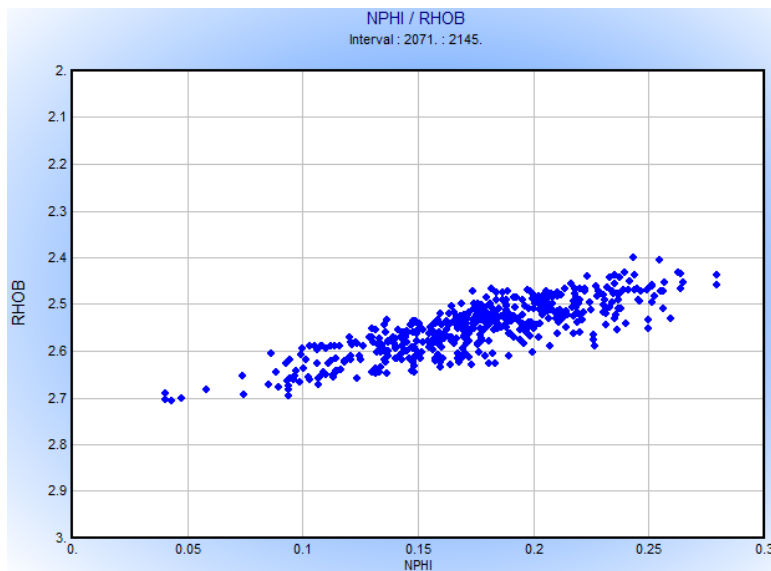


Fig 4.7 Gráfico cruzado NPHI vs RHOB. Pozo A.

En este caso, para evitar porosidades negativas, la ρ_{matriz} debe ser mayor que la de los datos, analizando los valores del intervalo, se establece el ρ_{matriz} en 2.75 g/cm^3 , el valor de ρ_{fluido} es igual 1 g/cm^3 , correspondiente al agua dulce, siendo así, se procede a introducir la ecuación y a calcular las porosidades en decimal y en porcentaje, el procedimiento se extiende a todo el intervalo.

Finalizado este procedimiento tenemos las porosidades correspondientes a los registros sísmico, densidad y neutrones, el siguiente paso es realizar un promedio de estas tres porosidades para obtener una medición más adecuada de la misma.

Atendiendo la definición de promedio, se realiza una suma de las porosidades calculadas y se divide entre el número de registros utilizados, en este caso, tres. Se obtiene la porosidad promedio en decimal y se calcula en porcentaje.

Tabla 4.4 Ejemplo del cálculo de porosidad promedio.

Profundidad	Porosidad DT	Porosidad RHOB	Porosidad NPHI	Porosidad promedio	%
2071	0.048951049	0.034285714	0.04	0.041078921	4.107892108
2072	0.097902098	0.062857143	0.08	0.08025308	8.025308025
2073	0.118881119	0.08	0.14	0.112960373	11.2960373
2074	0.111888112	0.08	0.12	0.103962704	10.3962704
2075	0.132867133	0.091428571	0.14	0.121431901	12.14319014
2076	0.146853147	0.097142857	0.13	0.124665335	12.46653347
2077	0.118881119	0.097142857	0.12	0.112007992	11.2007992
2078	0.160839161	0.097142857	0.15	0.135994006	13.5994006
2079	0.160839161	0.085714286	0.15	0.132184482	13.21844822
2080	0.167832168	0.108571429	0.14	0.138801199	13.88011988

4.3.2.3 Porosidad efectiva.

Una de las propiedades más importantes en una caracterización petrofísica es la porosidad efectiva, que indica el volumen de poros conectados entre sí, esta se puede calcular realizando una corrección por arcilla a las porosidades calculadas por cada registro.

Para calcular las porosidades efectivas se utilizan las siguientes ecuaciones:

Para registro sísmico:

$$\phi_e = \phi_{\Delta t} - V_{cl}(\phi_{\Delta t}) \quad (20)$$

Para registro de densidad:

$$\phi_e = \phi_D - V_{cl}(\phi_D) \quad (21)$$

Para registro de neutrones:

$$\phi_e = \phi_N - V_{cl}(\phi_N) \quad (22)$$

Las ecuaciones se introducen en la columna correspondiente y se obtienen las porosidades efectivas para cada registro, la porosidad se verá disminuida dependiendo del contenido de arcilla en la formación.

Tabla 4.5 Ejemplo del cálculo de porosidades efectivas.

Profundidad	Vcl	Porosidad DT	P. Efectiva DT	%	Porosidad RHOB	P. Efectiva RHOB	%	Porosidad NPHI	P. Efectiva NPHI	%
2071	0.808	0.048951049	0.009398601	0.93986014	0.034285714	0.006582857	0.658285714	0.04	0.00768	0.768
2072	0.936	0.097902098	0.006265734	0.626573427	0.062857143	0.004022857	0.402285714	0.08	0.00512	0.512
2073	0.504	0.118881119	0.058965035	5.896503497	0.08	0.03968	3.968	0.14	0.06944	6.944
2074	0.416	0.111888112	0.065342657	6.534265734	0.08	0.04672	4.672	0.12	0.07008	7.008
2075	0.416	0.132867133	0.077594406	7.759440559	0.091428571	0.053394286	5.339428571	0.14	0.08176	8.176
2076	0.4	0.146853147	0.088111888	8.811188811	0.097142857	0.058285714	5.828571429	0.13	0.078	7.8
2077	0.368	0.118881119	0.075132867	7.513286713	0.097142857	0.061394286	6.139428571	0.12	0.07584	7.584
2078	0.544	0.160839161	0.073342657	7.334265734	0.097142857	0.044297143	4.429714286	0.15	0.0684	6.84
2079	0.36	0.160839161	0.102937063	10.29370629	0.085714286	0.054857143	5.485714286	0.15	0.096	9.6
2080	0.464	0.167832168	0.089958042	8.995804196	0.108571429	0.058194286	5.819428571	0.14	0.07504	7.504

También, se realiza el cálculo para obtener el promedio de las porosidades efectivas, se efectúa la suma de éstas con respecto a la profundidad de medición y se divide entre el número de porosidades, en este caso, tres.

4.3.2.4 Saturación de agua.

En la búsqueda de hidrocarburos, es fundamental conocer cuál es la saturación de agua en la formación rocosa, de esa manera, se puede determinar si el intervalo es apto o no para producir hidrocarburos.

Para calcular este parámetro, se utiliza la ecuación de Archie:

$$S_w = \sqrt{\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t}} \quad (23)$$

Donde:

a= Factor de tortuosidad.

ϕ = Porosidad.

m= Exponente de cementación.

R_w = Resistividad del agua de formación.

R_t = Resistividad verdadera de la formación.

Para la aplicación de esta ecuación es necesario definir, en primer lugar, el factor de tortuosidad y el exponente de cementación, Garduza (2019) expone algunos de los valores típicos de estos parámetros para diferentes tipos de rocas.

Tabla 4.6 Factores de tortuosidad y exponente de cementación.

	Carbonatos	Arenas Porosidad >16%	Areniscas Porosidad <16%
a	1.0	0.62	0.81
m	1.6, 1.8, 2.0 y 2.3	2.15	2.0

De acuerdo a informes geológicos, se tiene conocimiento que la formación Pimienta está compuesta por lutitas carbonosas, así como intercalaciones de caliza y lutitas, anteriormente en este estudio, se definió la matriz como roca caliza, por lo que el factor de tortuosidad se establece con un valor de 1.

De acuerdo a Garduza (2019), el exponente de cementación varía con el tipo de litología de la formación, este autor presenta los valores típicos para los diferentes tipos de rocas carbonatadas.

Tabla 4.7 Valores de “m” para rocas carbonatadas.

Rocas calizas y dolomías	“m”
Mudstone-Wackstone	2
Mudstone-Wackstone ligeramente dolomitizado	2
Mudstone-dolomitizado	2
Packstone	1.8
Grainstone	1.6
Dolomía	2.3

Informes geológicos muestran que, las rocas carbonatadas del Jurásico superior de la zona de estudio, están litológicamente constituidas por secuencias de mudstone y wackstone, por lo que se determina utilizar un exponente de cementación con valor de 2.

Para obtener la saturación de agua, es fundamental contar con la resistividad verdadera de la formación, esta puede corresponder a algún registro de inducción o inyector de corriente que lea la resistividad profunda en la formación.

También, es necesario calcular la resistividad del agua de la formación, para ello, se hace uso de datos de salinidad y temperatura del pozo correspondientes a cada pozo.

De acuerdo a datos verificados por un informe geológico, para el intervalo analizado en el pozo A (2071-2145 m) existe una salinidad de 243,395 ppm y una temperatura de 100 °C, estos parámetros se deben relacionar mediante una gráfica para obtener la resistividad del agua de formación, de esta manera, R_w se establece con un valor de 0.015 ohm•m, como lo ejemplifica la imagen 4.8.

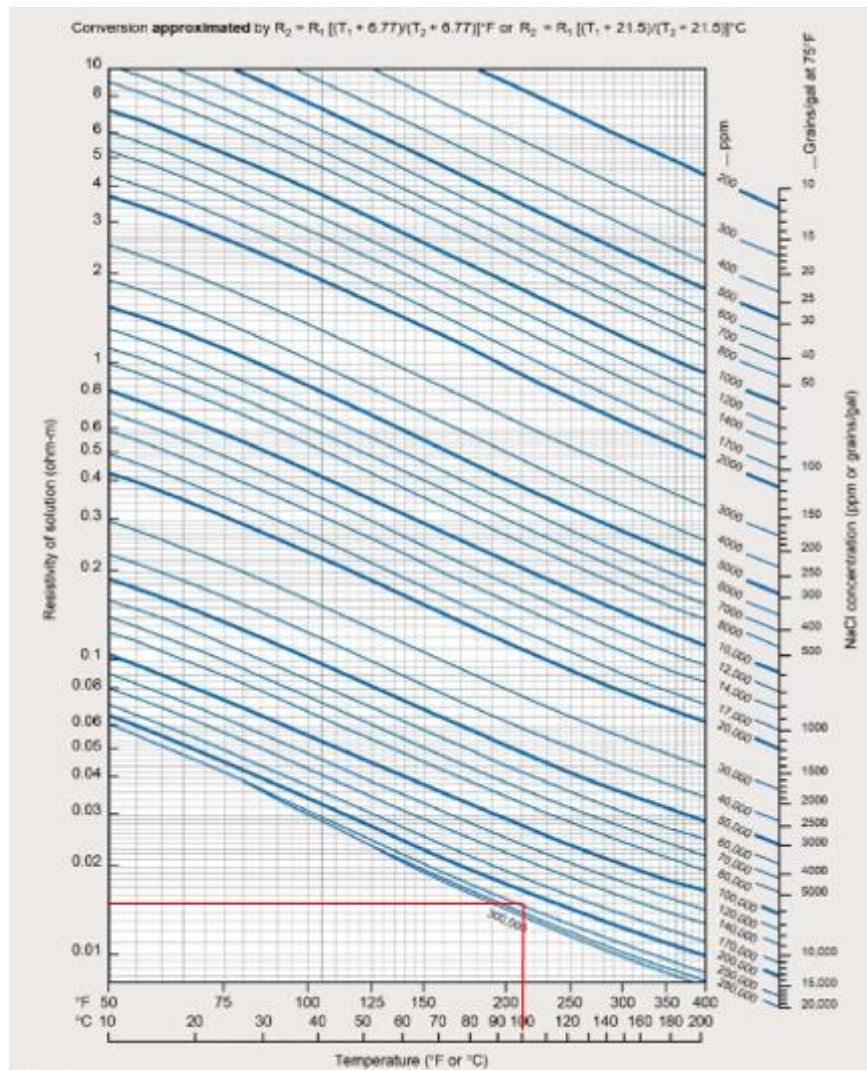


Fig 4.8 Cálculo de resistividad del agua de formación. (Modificado de Fann, 2017)

Como siguiente paso, se construye una tabla en donde se almacenarán los resultados de saturación de agua, se introduce la ecuación de Archie utilizando la porosidad total promedio y se calcula la saturación de agua.

Tabla 4.8 Ejemplo de cálculo para saturación de agua.

Profundidad	Rt	Porosidad promedio	Sw	%
2071	288	0.041078921	0.17568325	17.568325
2072	157	0.08025308	0.1217963	12.1796299
2073	32	0.112960373	0.19166575	19.1665754
2074	318	0.103962704	0.06606242	6.60624237
2075	161	0.121431901	0.07948769	7.94876937
2076	294	0.124665335	0.05729626	5.72962577
2077	355	0.112007992	0.05803399	5.80339914
2078	175	0.135994006	0.06807801	6.80780078
2079	131	0.132184482	0.08095236	8.09523588
2080	206	0.138801199	0.06147787	6.14778686

A continuación, se repite el procedimiento para hallar S_w , pero ahora utilizando la porosidad efectiva promedio para visualizar la diferencia en el comportamiento entre estas porosidades, en ocasiones, dentro de estos cálculos se obtienen saturaciones por encima del 100%, en esta investigación, los tramos del intervalo que excedan este valor se consideran como 100% de saturación de agua.

4.3.2.5 Cálculo de COT.

De acuerdo a la información disponible, se utilizan dos modelos de cálculo para obtener el porcentaje de contenido orgánico total, que están representadas por la ecuación de Passey y la ecuación de Schmoker.

Modelo de Passey.

Esta técnica utiliza los registros de resistividad y porosidad para calcular el contenido orgánico total, para establecer uniformidad, el registro utilizado será el de neutrones, ya que es el que se encuentra disponible para todos los pozos analizados.

Mediante escalamiento, se busca que las curvas de resistividad y porosidad se empaten en una zona donde la roca sea no generadora, la separación entre curvas indica la presencia de contenido orgánico y se representa mediante la notación $\Delta \log R$.

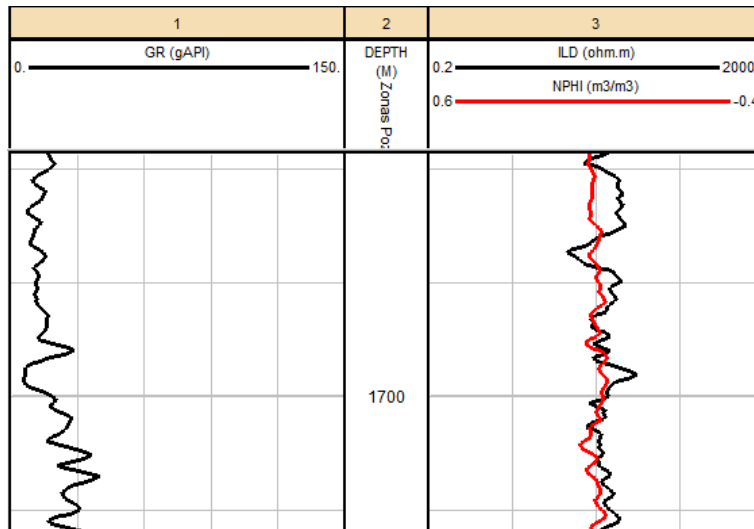


Fig 4.9 Determinación de la línea base.

En primera instancia, se debe calcular el $\Delta \log R$, para el registro de neutrones, la ecuación a utilizar es la siguiente:

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + ScalingFactor(\phi N - \phi N_{baseline}) \quad (24)$$

Donde:

R=Resistividad leída

$R_{baseline}$ =Resistividad de la línea base

ϕN =Porosidad leída por el registro de neutrones

$\phi N_{baseline}$ =Porosidad de la línea base del registro de neutrones

De acuerdo a la figura 4.9, se tienen 4 ciclos logarítmicos, el valor superior del registro de neutrones es 0.6, mientras que el valor inferior corresponde a -0.4, resolviendo la ecuación 5, se obtiene el siguiente factor de escalamiento:

$$ScalingFactor = \frac{4}{(0.6 - (-0.4))} = 4 \quad (25)$$

Sustituyendo este resultado en la ecuación 24 y tomando los valores de la línea base de la figura 4.9:

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{25} \right) + 4(\phi N - 0.09) \quad (26)$$

Finalmente, se sustituyen los valores de resistividad y porosidad medidos por los registros geofísicos de pozo y se construye una tabla que almacene los resultados.

Tabla 4.9 Tabla de cálculo para $\Delta \log R$.

R baseline	25
NPHI baseline	0.09
Profundidad	delta log R
2071	0.86145248
2072	0.75795964
2073	0.30720997
2074	1.22448711
2075	1.00888587
2076	1.23040732
2077	1.27228834
2078	1.08509804
2079	0.95933129
2080	1.11592721

El nivel de metamorfismo se calcula mediante datos geoquímicos, para efectos de esta tesis, se utilizan datos obtenidos en la cuenca de Burgos correspondientes a las formaciones de interés de la reflectancia de la vitrinita, información que fue publicada por la CNH (2020).

Se utilizan las relaciones establecidas por Hood (1975) para relacionar el valor de reflectancia de la vitrinita (R_0) con el LOM (nivel de metamorfismo).

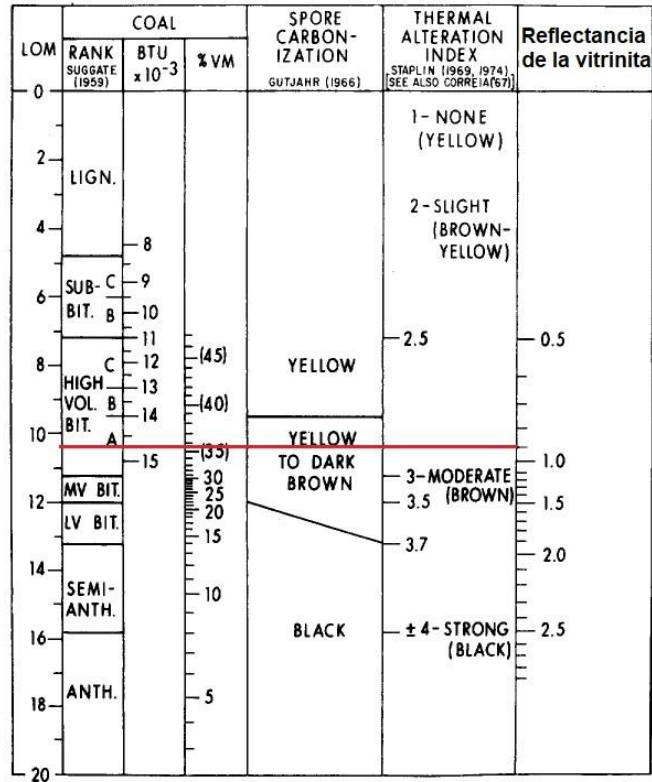


Fig 4.10 Relación de R_o para obtener LOM. (Modificado de Hood, 1975)

Una muestra correspondiente al Pozo A, en la formación Pimienta, en el Jurásico Superior Tithoniano tiene $R_o=0.9$, por lo tanto, $LOM=10.2$, este valor, junto con el de $\Delta \log R$ para cada tramo del intervalo, debe ser sustituido en la ecuación 6 para obtener los resultados de contenido orgánico total.

$$COT = (\Delta \log R) \times 10^{(2.297 - 0.1688 \times (10.2))} \quad (27)$$

Tabla 4.10 Tabla de cálculo para COT. Modelo de Passey.

R baseline	25	
NPHI baseline	0.09	
Profundidad	delta log R	COT
2071	0.86145248	3.23945033
2072	0.75795964	2.85027053
2073	0.30720997	1.15524821
2074	1.22448711	4.60462448
2075	1.00888587	3.79386644
2076	1.23040732	4.62688715
2077	1.27228834	4.7843787
2078	1.08509804	4.08045863
2079	0.95933129	3.60751885
2080	1.11592721	4.19639024

Modelo de Schmoker.

Para calcular el contenido orgánico total, es necesario contar con el registro geofísico de densidad, también, es necesario definir los parámetros de densidad para la materia orgánica y los fluidos presentes en la roca, además de la relación peso-porcentaje de la materia orgánica con respecto al carbono orgánico, naturalmente, son valores que dependerán de la formación y zona de estudio, para esta investigación se utilizan los valores establecidos por Pérez (2014) para la formación Pimienta en la cuenca de Burgos, los cuales son $\rho_o=1.01$, $\rho_{mi}=2.68$ y $R_p=1.33$, éstos deben utilizarse para resolver la ecuación 11.

$$COT = \frac{[(100(1.01))(\rho - 0.9922(2.68) - 0.039)]}{[(1.33)((1.01) - 1.135(2.68) + 0.675)]} \quad (28)$$

Resolviendo, la ecuación se reduce a:

$$COT = \frac{151.01}{\rho} - 55.969 \quad (29)$$

El siguiente paso es sustituir los valores del registro de densidad en la ecuación para obtener el contenido orgánico total en el intervalo deseado.

Tabla 4.11 Tabla de cálculo para COT. Modelo de Schmoker.

Profundidad	RHOB	COT Schmoker
2071	2.69	0.168546468
2072	2.64	1.231757576
2073	2.61	1.889237548
2074	2.61	1.889237548
2075	2.59	2.336019305
2076	2.58	2.562007752
2077	2.58	2.562007752
2078	2.58	2.562007752
2079	2.6	2.111769231
2080	2.56	3.01928125

4.4 Evaluación de la formación.

Se realiza una evaluación cualitativa de la formación mediante el uso de datos que se tienen hasta el momento, se realiza el análisis de los registros geofísicos, así como de las propiedades calculadas, además, se realiza un reporte de la litología porcentual correspondiente a los tramos más significativos del intervalo, la representación en software es de la siguiente manera:

- Carril 1. Registro de rayos gamma.
- Carril 2. Profundidad.
- Carril 3. Resistividad.
- Carril 4. Porosidad (sónico, densidad, neutrones).
- Carril 5. Saturación de agua.
- Carril 6. Contenido orgánico total. (Passey, Schmoker).
- Carril 7. Litología porcentual.

Cada uno de los carriles debe interpretarse individualmente, a su vez, esta información se integra y se complementa para obtener una caracterización adecuada de la formación.

La litología debe ser reportada en forma de tabla, indicando el intervalo que se está analizando y la composición litológica porcentual interpretada del mismo.

4.5 Parámetros de corte.

Los parámetros de corte varían de acuerdo con la región, la formación geológica, el campo y el pozo, para esta investigación, se utilizan los parámetros de corte para yacimientos no convencionales establecidos por PEMEX (2012) y HalliBurton (2012), también, se consideran los utilizados en la cuenca de Burgos por Cocker (2002).

Los hidrocarburos contenidos en los yacimientos no convencionales se encuentran dentro de formaciones muy compactas y de muy baja porosidad, por lo que es necesario ajustar el cut-off correspondiente a esta propiedad, este proceso se realizó utilizando los valores de porosidad efectiva establecidos por Sanders (1998) para lutitas y calizas.

De esta manera, los parámetros de corte para los pozos analizados en esta tesis son:

- Espesor mínimo del intervalo analizado: 30 metros.
- Volumen de arcilla: <40%.
- Porosidad efectiva: >5%.
- Saturación de agua: <70%.
- Contenido orgánico total: >2%.

Estos criterios deben programarse para poder visualizar de manera gráfica las secciones de interés para los intervalos de cada pozo, una vez hecho esto, se identifican dos tipos de zonas, la zona marcada en color verde indica un posible yacimiento de acuerdo a los parámetros establecidos y la zona roja es la zona de paga que cumple con las discriminantes y es de interés comercial.

4.6 Identificación de los intervalos prospectivos.

Esta metodología utiliza los parámetros de corte con la finalidad de otorgarle al analista un criterio cuantitativo basado en variables calculadas, de la misma manera, podrá hacer un análisis cualitativo de acuerdo al conocimiento de las condiciones geológicas de la zona con la finalidad de proponer intervalos con potencial de yacimiento no convencional y zonas de producción de hidrocarburos.

CAPITULO V. RESULTADOS.

5.1 Generalidades de los pozos.

Tabla 5.1 Generalidades de los pozos.

Pozo	País	Estado	Municipio	Provincia petrolera	Formación geológica	Edad geológica
A	México	Tamaulipas	San Fernando	Burgos	Pimienta	Jurásico Superior - Tithoniano
B	México	Nuevo León	Los Herreras	Burgos	Pimienta	Jurásico Superior - Tithoniano
C	México	Tamaulipas	Burgos	Burgos	Pimienta	Jurásico Superior - Tithoniano
D	México	Coahuila	Hidalgo	Burgos	Eagle Ford	Cretácico Superior - Turoniano

5.2 Control de calidad de registros.

Originalmente, se contó con 6 archivos de pozo, de los cuales, 5 de ellos (Pozos A, B, C, D y E) cumplieron con los registros mínimos para poder realizar una evaluación petrofísica no convencional, sin embargo, se prescindió del Pozo E debido a que se ubica en la provincia petrolera de Tampico-Misantla, región que se encuentra fuera de la delimitación geográfica de esta investigación, por su parte, el Pozo F, no cumplió con los requisitos, la tabla 5.2 muestra el control de calidad realizado para estos pozos.

Tabla 5.2 Control de calidad de registros geofísicos.

	Rayos Gamma	Resistividad	Densidad	Sónico	Neutrón	Caliper	RG Espectral	PEF	¿Cumple con los requisitos mínimos?
Pozo A	✓	✓	✓	✓	✓	x	x	✓	Sí
Pozo B	✓	✓	✓	x	✓	x	x	✓	Sí
Pozo C	✓	✓	x	x	✓	x	x	x	Sí
Pozo D	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Sí
Pozo E	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x	x	*Sí
Pozo F	x	✓	x	x	x	x	x	x	No

A pesar de que el Pozo E cumple con los requisitos mínimos, fue descartado debido a que se encuentra en la provincia petrolera de Tampico-Misantla.

De esta manera se determina que, los pozos A, B, C y D, son los que se utilizan para esta investigación.

5.3 Presentación de registros geofísicos de pozos.

Después de verificar las curvas disponibles de los cuatro pozos, colocarlas en el carril correspondiente, editar el mallado y las escalas, seleccionar el color para cada registro y señalar la formación de interés con respecto a la profundidad, se obtiene el área de trabajo para la interpretación de los registros geofísicos de pozo.

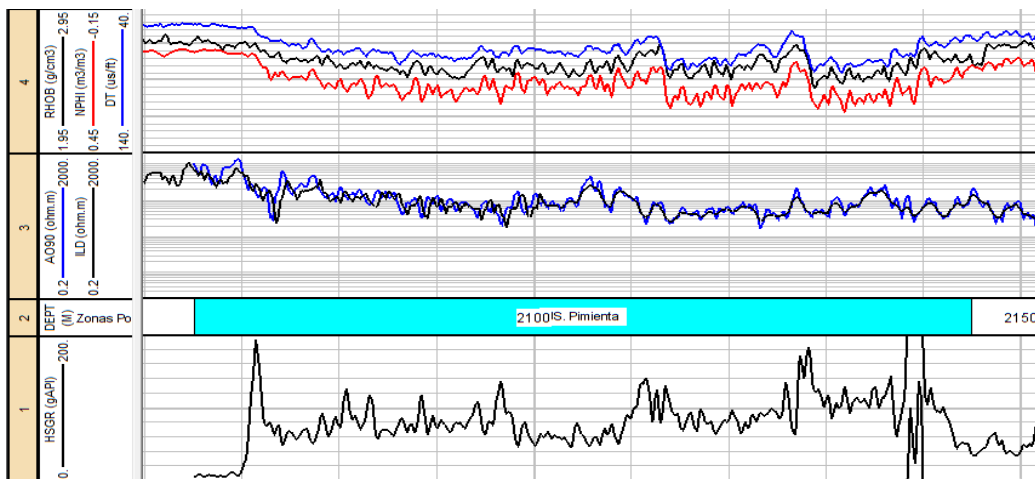


Fig 5.1 Registros geofísicos del Pozo A.

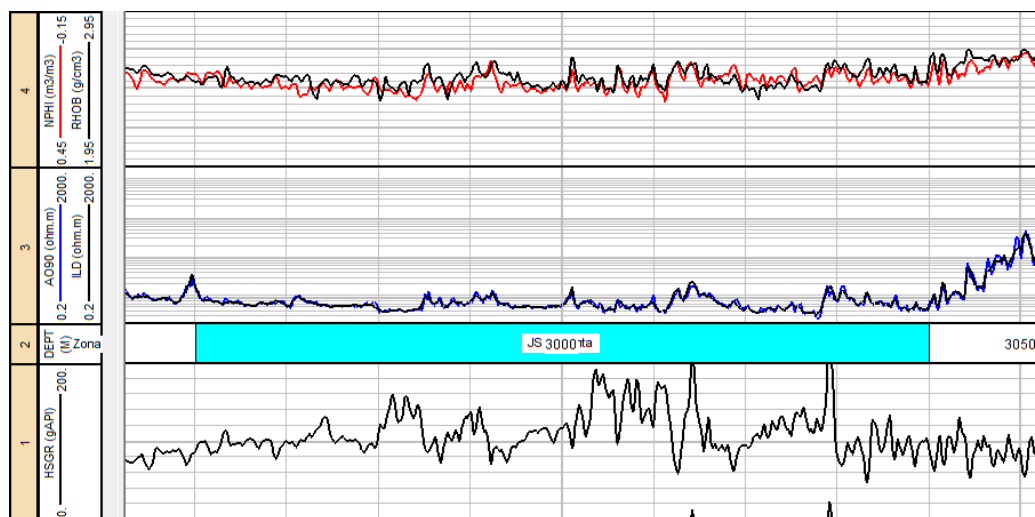


Fig 5.2 Registros geofísicos Pozo B.

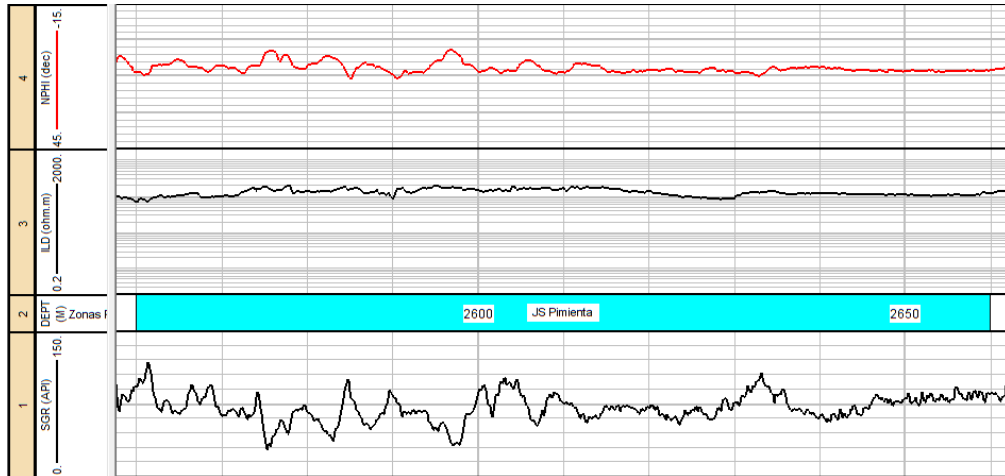


Fig 5.3 Registros geofísicos Pozo C.

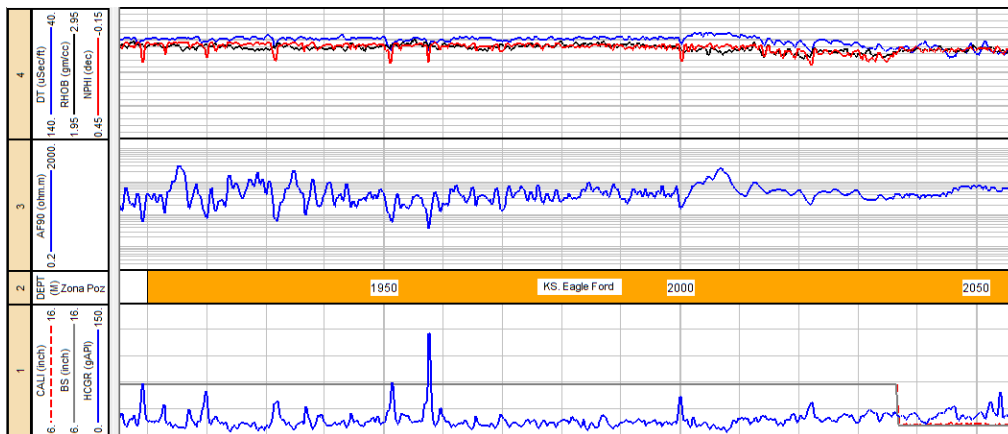


Fig 5.4 Registros geofísicos Pozo D.

5.4 Caracterización petrofísica.

5.4.1 Pozo A.

5.4.1.1 Pozo A - Volumen de arcilla.

El cálculo de volumen de arcilla, se utilizó el registro de rayos gamma, donde el intervalo se zonificó en 4 zonas para su análisis, obteniendo la siguiente curva.

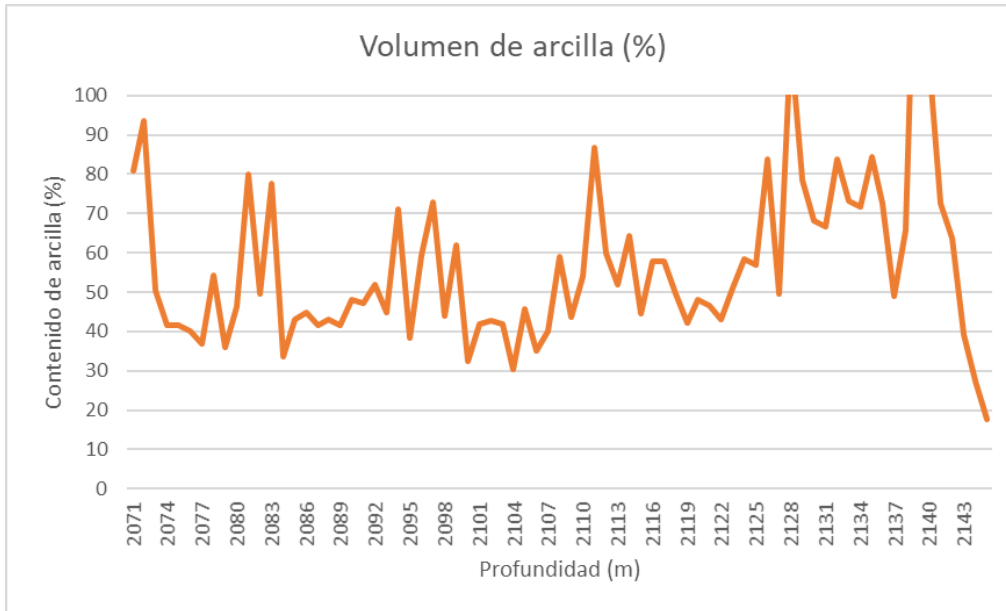


Fig 5.5 Volumen de arcilla Pozo A.

El volumen de arcilla es alto en todo el intervalo, los valores oscilan entre 30% y 100%, los picos de arcilla más elevados se relacionan a la presencia de la roca lutita, mientras que los picos menores corresponden a la roca matriz con contenido arcilloso, hacia el final del intervalo se observa una notable disminución de esta curva, este comportamiento indica la transición de rocas con contenido de arcilla a otra formación más limpia.

5.4.1.2 Pozo A - Porosidades

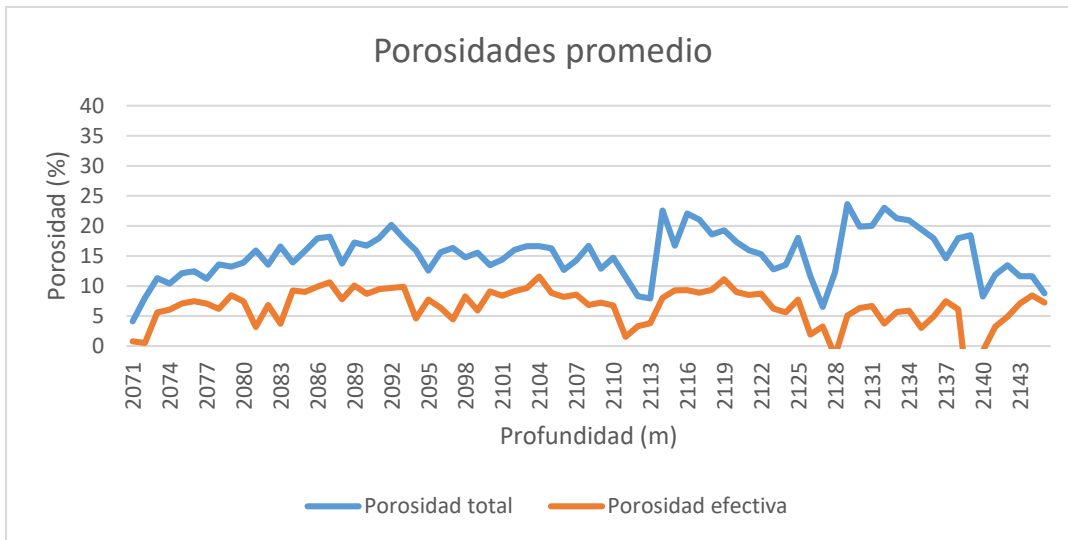


Fig 5.6 Porosidades promedio total y efectiva Pozo A.

La porosidad total promedio calculada mediante los registros sónico, densidad y neutrones, muestra valores entre 5% y 24%, estas porosidades fueron corregidas por efecto de arcilla obteniendo así la porosidad efectiva, por lo tanto, en las secciones del intervalo con mayor presencia de arcilla se observa una disminución notable en la porosidad efectiva con respecto a la total, la porosidad efectiva en este intervalo oscila entre 0 y 10%.

5.4.1.3 Pozo A - Saturación de agua.

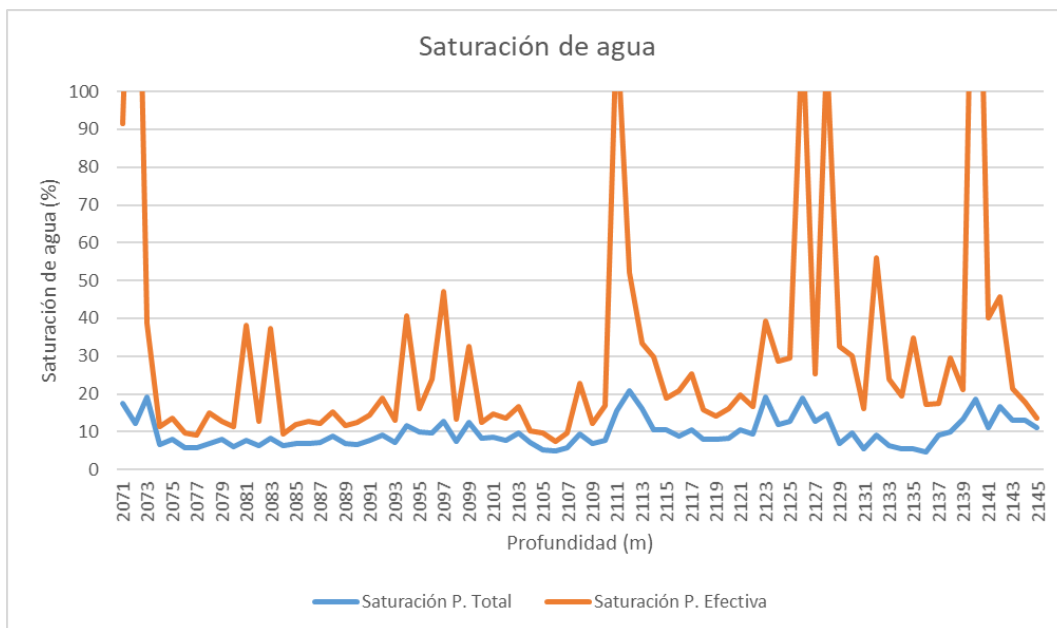


Fig 5.7 Saturación de agua Pozo A.

La saturación de agua en este intervalo es, en general, baja, los resultados de la saturación calculada utilizando la porosidad total se encuentran entre 5% y 20%, haciendo uso de la porosidad efectiva, se identifican puntos donde la saturación de agua llega hasta el 100%, no obstante, las saturaciones continúan siendo bajas, la mayor parte de la curva se comporta entre el 10% y 30%.

5.4.1.4 Pozo A - COT

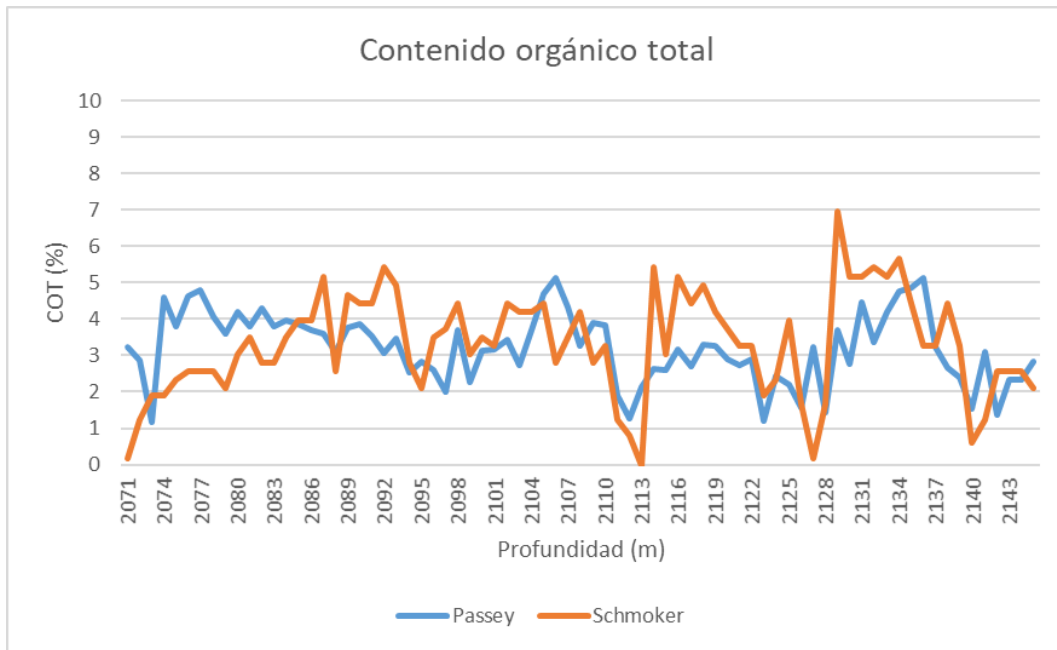


Fig 5.8 COT Pozo A.

La curva de COT calculada mediante la técnica de Passey muestra resultados que van desde 1% hasta el 5%, la curva de Schmoker indica valores desde 0% hasta 7%, el comportamiento de las dos curvas es muy similar, ambas se encuentran en promedio por arriba del 2% de COT, lo que le otorga a este intervalo la categoría de zona rica en contenido orgánico.

5.4.1.5 Pozo A - Evaluación de la formación

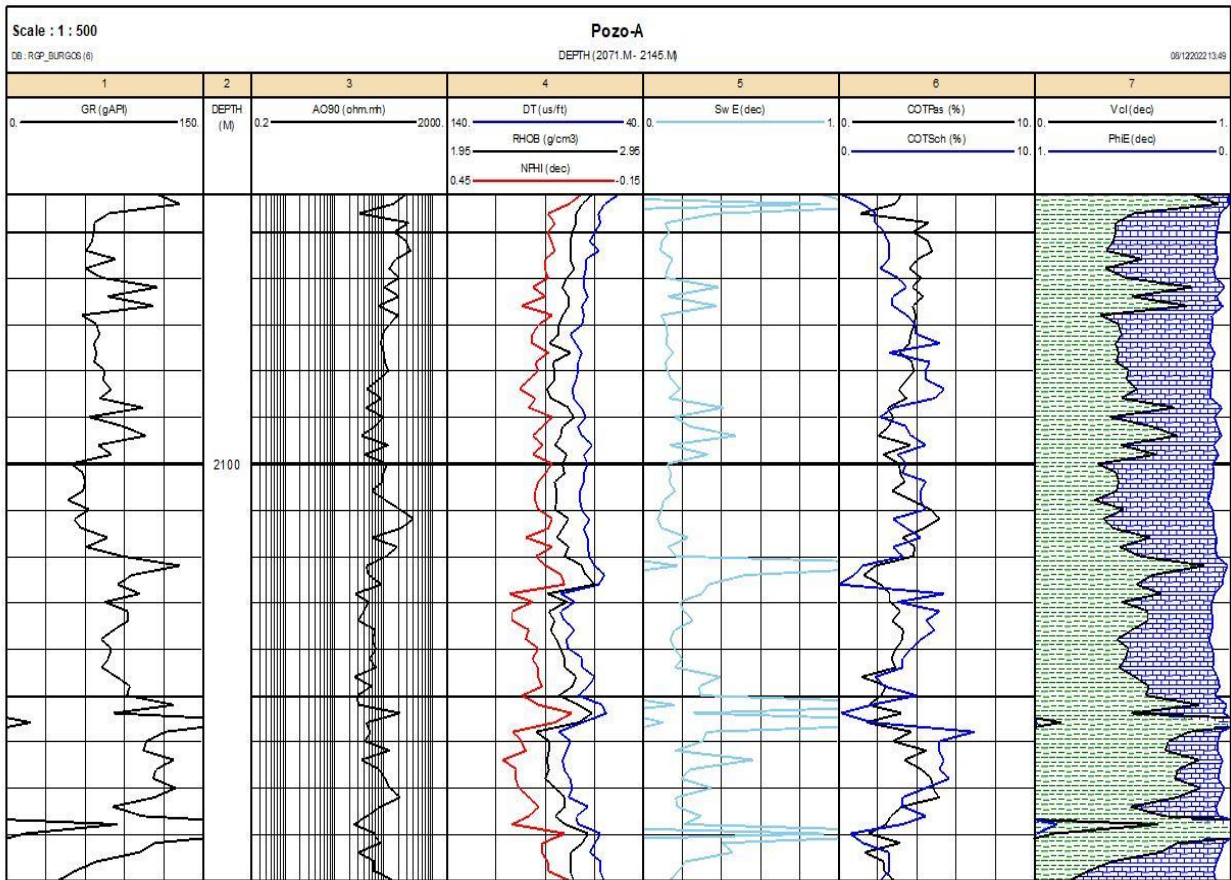


Fig 5.9 Evaluación de la formación para el Pozo A.

En general, se aprecian conteos altos del registro de rayos gamma en el intervalo, las lecturas tienen un mínimo de 50 gAPI, lo cual es un indicador del alto contenido de arcilla en la formación, también, es un indicador del contenido de materia orgánica dentro de las rocas.

Los valores de resistividad corresponden al registro AO90, estos son los valores leídos en la zona virgen de la formación, el intervalo presenta un pico mínimo de 25 ohm•m y un pico máximo de 400 ohm•m, el promedio es aproximadamente de 100 ohm•m, esto se relaciona a una formación carbonatada.

El registro sónico muestra valores entre los 60-83 us/ft, al inicio de la formación se aprecia un menor tiempo de viaje, incrementándose a lo largo del intervalo analizado y

disminuyendo hacia el final, los valores típicos de una formación carbonatada oscilan entre 43-47 us/ft, pero debido a la presencia de arcilla, este valor se ve incrementado ya que el tiempo de tránsito a través de la lutita es mayor, este comportamiento se observa en las mayores velocidades de este registro, que coinciden con los picos más altos de arcilla calculados.

La separación entre las curvas de densidad y neutrones, es un indicador de una matriz carbonatada, los valores del registro de densidad se encuentran entre los 2.50 y 2.60 g/cm³, esto se puede deber al contenido de arcilla que existe dentro de la matriz rocosa de una roca caliza, también, se puede deber a la presencia de contenido orgánico, que es menos denso que la matriz.

El registro de neutrones muestra un intervalo con porosidades altas, con un punto mínimo de 0.7 y un punto máximo de 0.28, esto se debe a la presencia de lutita, dicha roca puede almacenar una gran cantidad de agua en sus poros, por lo tanto, la herramienta detecta el contenido de hidrógeno y se ve reflejado notablemente en los conteos altos de esta curva.

Se aprecian algunos picos con saturaciones del 100% en 2072, 2111, 2125, 2128 y 2140 m, estos puntos coinciden con los picos más altos de arcilla, por lo que estas saturaciones corresponden a este efecto, con excepción de estos puntos se aprecian saturaciones bajas en el intervalo, en promedio del 20%.

El parámetro calculado mediante las técnicas de Passey y Schmoker muestra un contenido orgánico total superior a 2% en prácticamente todo el intervalo, con excepción de algunos puntos, por lo tanto, se puede considerar como una zona rica en contenido orgánico.

En el séptimo carril se puede observar la litología porcentual calculada para el intervalo en estudio además de la porosidad efectiva, se pueden reconocer intervalos más pequeños para analizar la litología.

Tabla 5.3 Litología porcentual del pozo A.

Intervalo	Litología
2071-2073m	90% lutita, 10% caliza
2073-2080m	60% caliza, 40% lutita
2080-2084m	70% lutita, 30% caliza
2084-2093m	55% caliza, 45% lutita
2093-2098m	70% lutita, 30% caliza
2098-2110m	60% caliza, 40% lutita
2110-2112m	85% lutita, 15% caliza
2112-2125m	50% caliza, 50% lutita
2125-2137m	80% lutita, 20% caliza
2137-2141m	100% lutita
2141-2145m	50% caliza, 50% lutita

5.4.1.6 Pozo A – Intervalos prospectivos

Después de la aplicación de los parámetros de corte establecidos en el apartado 4.5, se obtuvieron los siguientes resultados, el intervalo señalado en verde indica la zona de yacimiento del intervalo y el intervalo en rojo es la zona de paga.

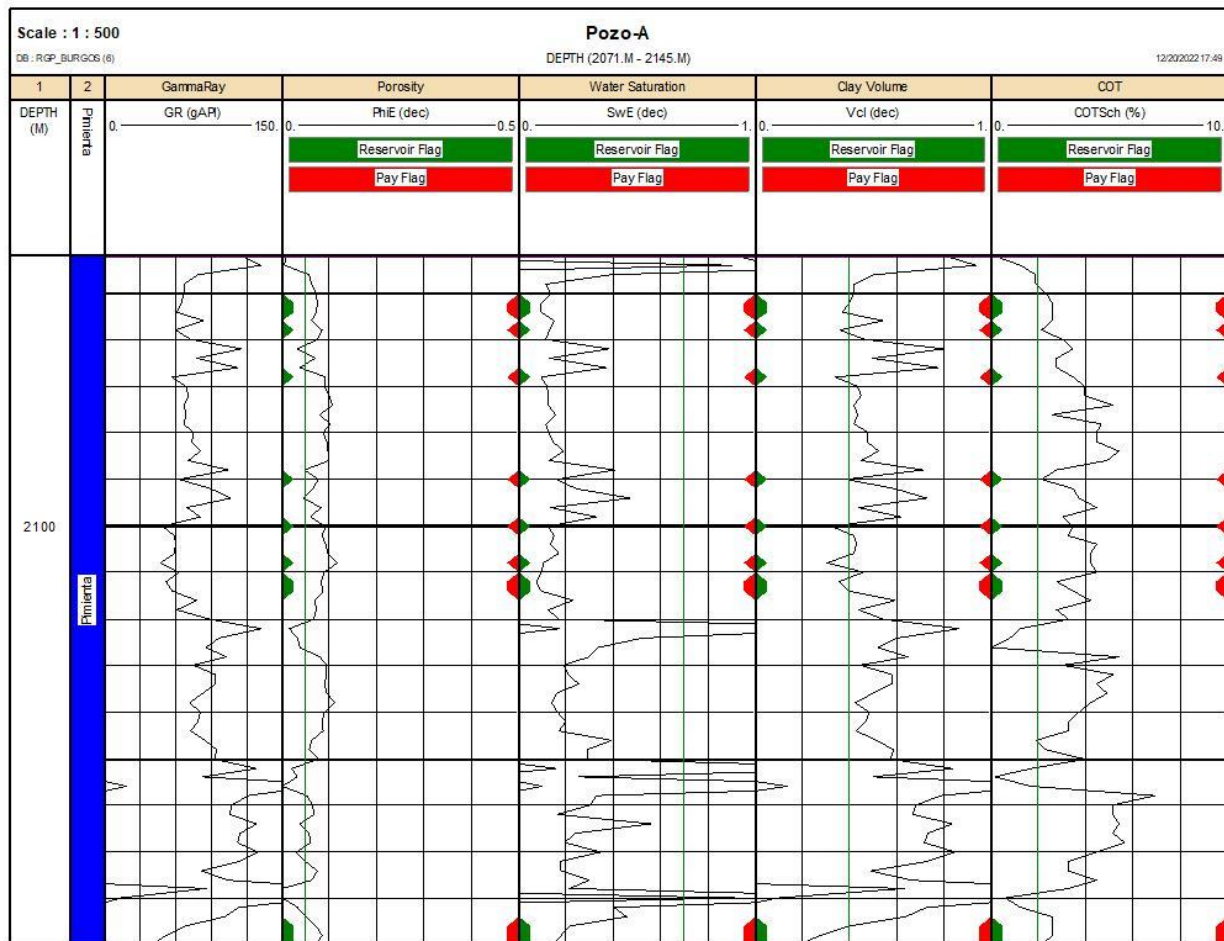


Fig 5.10. Aplicación de los parámetros de corte en el Pozo A.

Tabla 5.4 Grosor de intervalos para el pozo A.

Grosor total del intervalo	Grosor de la zona de yacimiento	Grosor de la zona de paga
74.00 metros	11.50 metros	11.50 metros

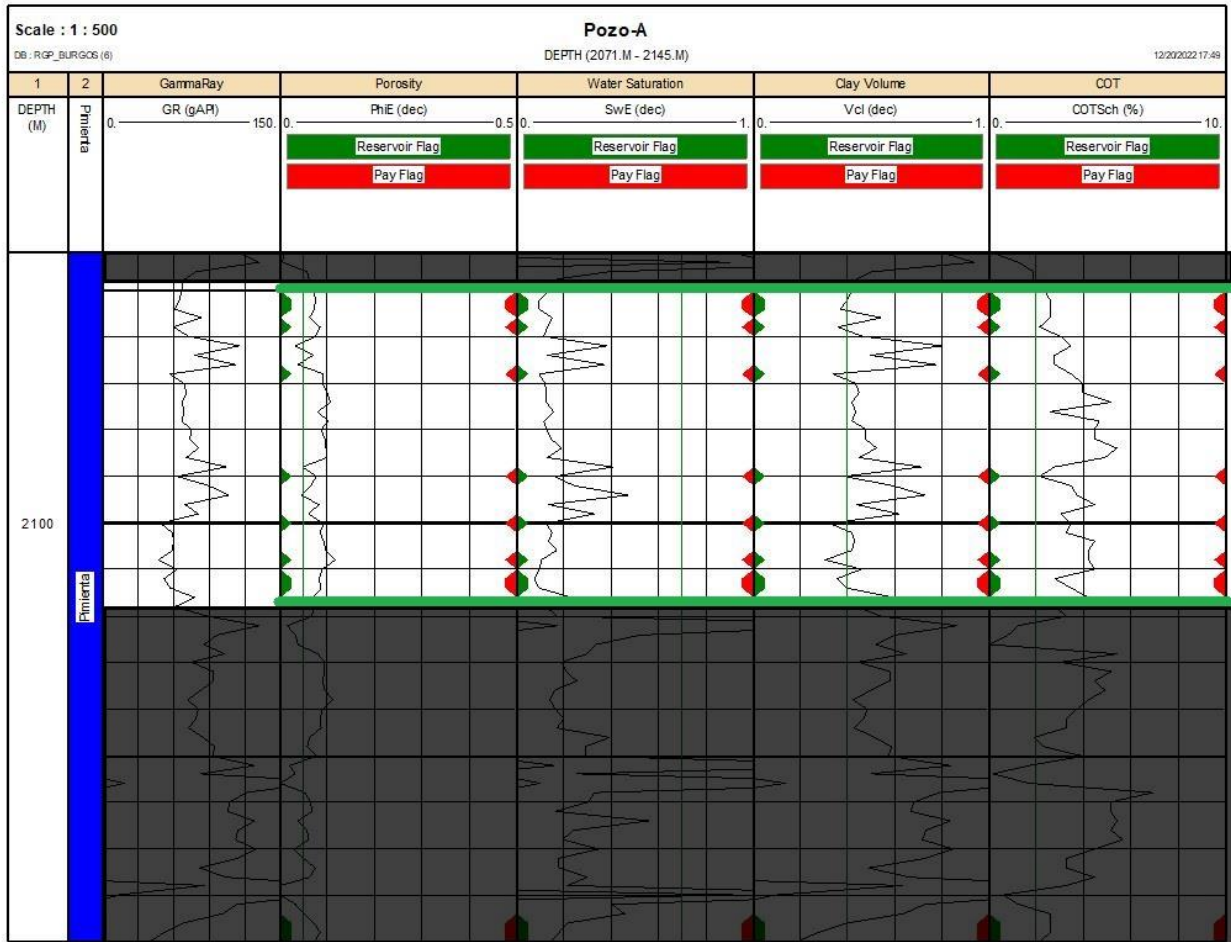


Fig 5.11 Intervalos prospectivos del Pozo A.

El grosor del intervalo analizado en el pozo A es de 74 metros, después de la aplicación de los parámetros de corte, se identifican un total de 11.5 metros de zona de yacimiento y la misma cantidad para zona de paga, sin embargo, una parte de esta zona (2142-2145 m) se encuentra alejada 36 metros del punto de interés más cercano, por lo que se considera como una sección que no podría aportar una cantidad significativa de hidrocarburo, de esta manera, el intervalo prospectivo para este pozo se encuentra entre 2075-2108 m, como lo indica la figura 5.11.

Gracias a la información de la CNH (2020), se conoce el dato de la reflectancia de la vitrinita y también se conoce el tipo de kerógeno, con esta información se realiza una correlación para determinar el tipo de hidrocarburo esperado en la formación de interés de acuerdo a la clasificación propuesta por Tissot & Welte (1984).

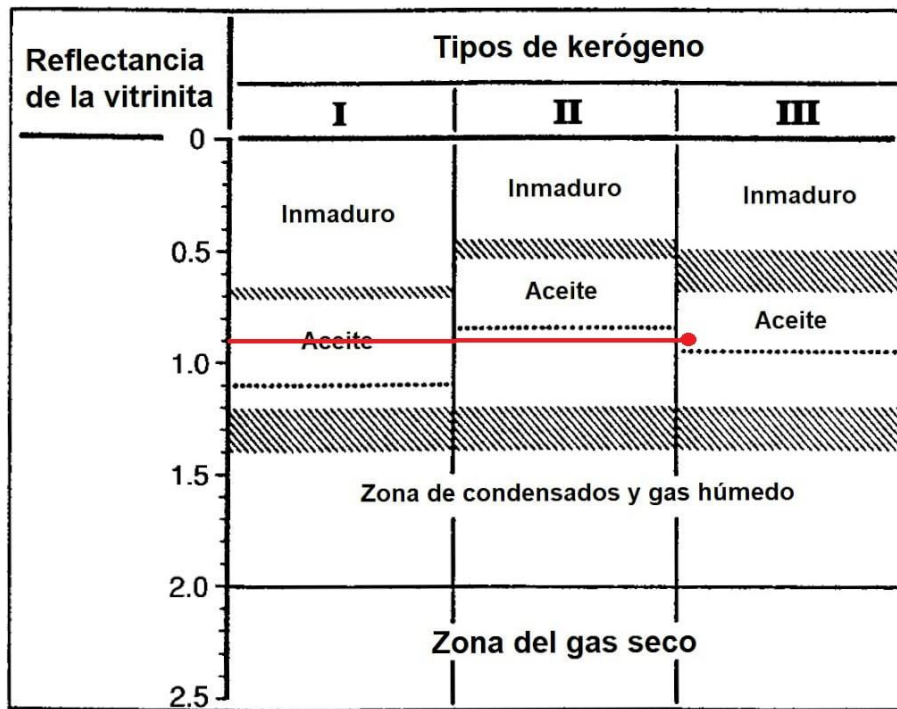


Fig 5.12 Correlación geoquímica para el Pozo A.

El valor de R_0 para el Pozo A, en la formación Pimienta, en la cuenta de Burgos, es de 0.9%, además, el kerógeno presente es Tipo III, por lo tanto se espera que el hidrocarburo presente dentro de este yacimiento no convencional sea aceite de lutitas.

5.4.2 Pozo B.

5.4.2.1 Pozo B – Volumen de arcilla

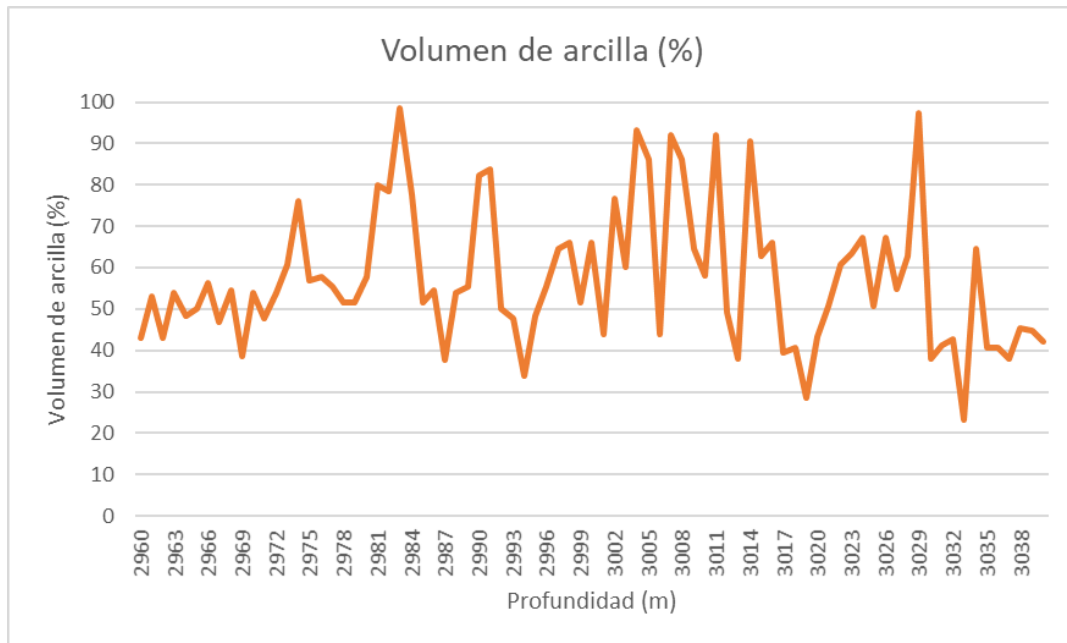


Fig 5.12 Volumen de arcilla Pozo B.

Se aprecia un porcentaje muy alto de arcilla en la formación, el valor mínimo es de 22% llegando a máximos de 99%, se aprecian diversos picos arcillosos a lo largo del intervalo, los más altos pueden corresponder a roca lutita, mientras que los picos menores a rocas con alto contenido de arcilla dentro de sus poros.

5.4.2.2 Pozo B – Porosidades

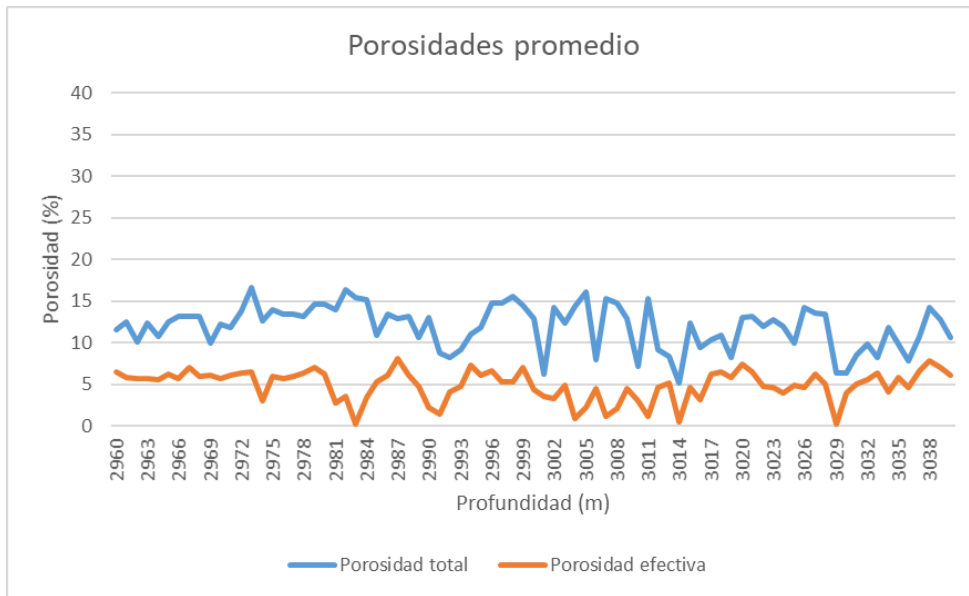


Fig 5.13 Porosidades promedio total y efectiva Pozo B.

La porosidad total promedio calculada mediante los registros de densidad y neutrones, indican valores entre 5% y 17% en la formación, una vez aplicada la corrección por arcilla, se obtiene la porosidad efectiva promedio, ésta indica que, en toda la formación la porosidad se encuentra por debajo del 8%.

5.4.2.3 Pozo B – Saturación de agua

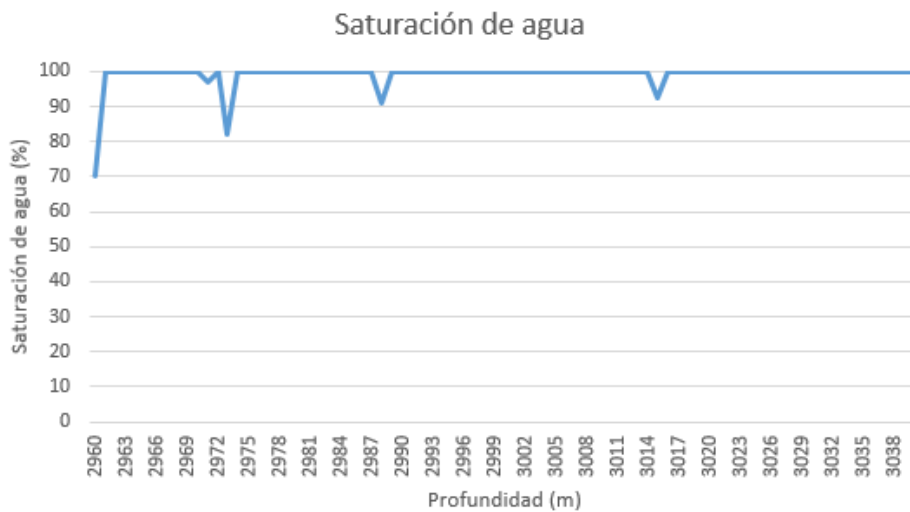


Fig 5.14 Saturación de agua Pozo B.

En la imagen 5.14, se muestra el cálculo de la saturación de agua usando la porosidad total, en donde se obtienen porcentajes de saturación muy altos en la formación, si se utiliza la porosidad efectiva, se obtiene un 100% de S_w en todo el intervalo, esto significa que los poros de las rocas se encuentran llenos de agua.

5.4.2.4 Pozo B - COT

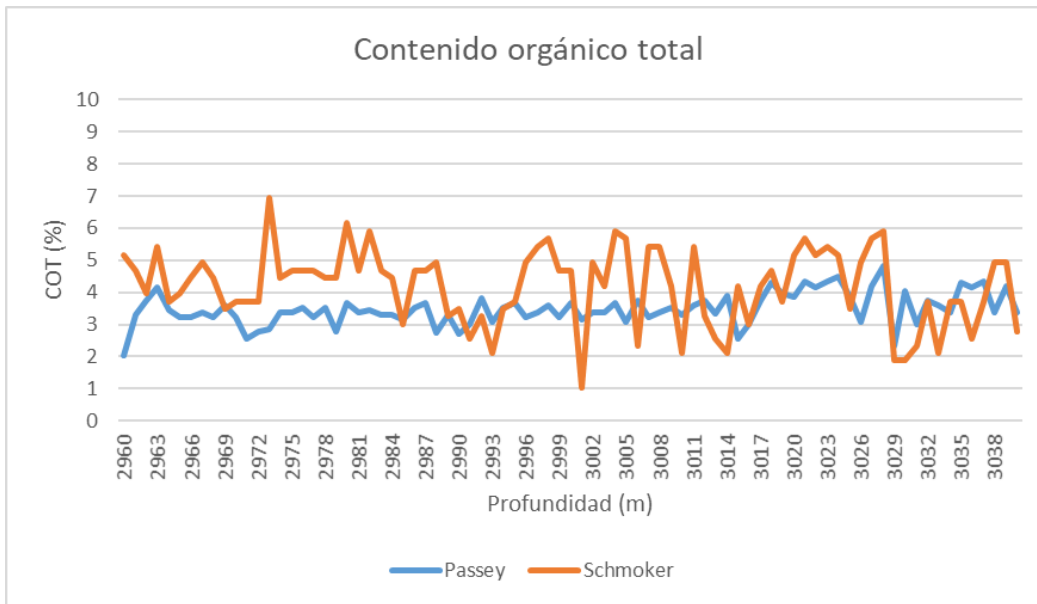


Fig 5.15 COT Pozo B.

El cálculo de contenido orgánico total con la técnica de Passey, entrega resultados que van entre 2% y 4.5%, por otra parte, la curva calculada mediante Schmoker oscila entre 1% y 7%, ambas curvas entregan resultados en promedio entre 3% y 4%, por lo que se considera a esta formación como muy rica en contenido orgánico.

5.4.2.5 Pozo B - Evaluación de la formación

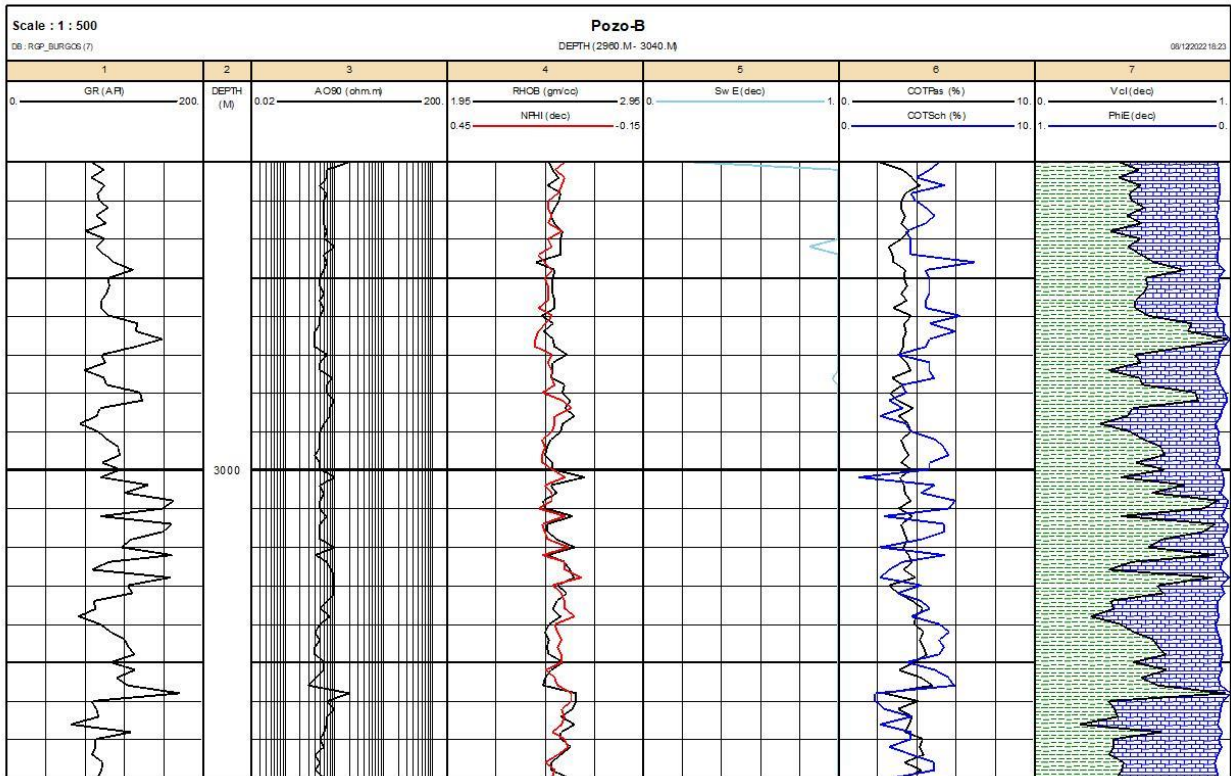


Fig 5.16 Evaluación de la formación para el Pozo B.

Los conteos de rayos gamma en el intervalo analizado en este pozo son altos, exceptuando puntos particulares, los valores se encuentran por encima de los 100 gAPI, lo que indica una abundante presencia de arcilla en esta zonificación, los conteos radiactivos medidos por el registro, también sugiere la presencia de contenido orgánico.

Las resistividades medidas por la herramienta multifasorial son muy bajas, ningún punto en el intervalo supera los 2 ohm•m, por lo que se relaciona a rocas que contienen agua dentro de sus poros, en consecuencia, son muy conductivas y poco resistivas, como lo son las lutitas.

La curva del registro de densidad tiene un comportamiento similar a lo largo del intervalo, se encuentra dentro del rango 2.4-2.6 g/cm³, valores típicos que se relacionan con arcillas, otro aspecto a destacar es que la separación entre las curvas de densidad y neutrones es mínima, este comportamiento se asocia a una matriz de roca caliza.

El registro de neutrones indica porosidades que oscilan entre 10% y 18%, si bien, pueden representar valores superiores a los que se encuentran de manera típica en formaciones carbonatadas, esta porosidad se puede ver incrementada debido a la presencia de arcilla.

Los valores de saturación de agua superan la escala para esta propiedad, por lo que la formación se encuentra 100% saturada de agua, el hecho de tener resistividades muy bajas otorga sustento a estos resultados, ya que es una relación inversamente proporcional, a menor resistividad, mayor saturación de agua.

El contenido orgánico total calculado, indica concentraciones altas, la técnica de Passey indica concentraciones en promedio de 3%, mientras que, con Schmoker son del 4%, mediante ambas técnicas se llega a la conclusión de que se trata de una zona muy rica en contenido orgánico.

A continuación, se muestran los resultados de la litología porcentual calculada para este intervalo en el Pozo B.

Tabla 5.5 Litología porcentual para el pozo B.

Intervalo	Litología
2960-2970m	50% caliza, 50% lutita
2970-2975m	75% lutita, 25% caliza
2975-2980m	50% caliza, 50% lutita
2980-2985m	80% lutita, 20% caliza
2985-2988m	50% caliza, 50% lutita
2988-2992m	70% lutita, 30% caliza
2992-3000m	60% caliza, 40% lutita
3000-3015m	70% lutita, 30% caliza
3015-3022m	65% caliza, 35% lutita
3022-3028m	50% caliza, 50% lutita
3028-3030m	90% lutita, 10% caliza
3030-3040m	60% caliza, 40% lutita

5.4.2.6 Pozo B – Intervalos prospectivos

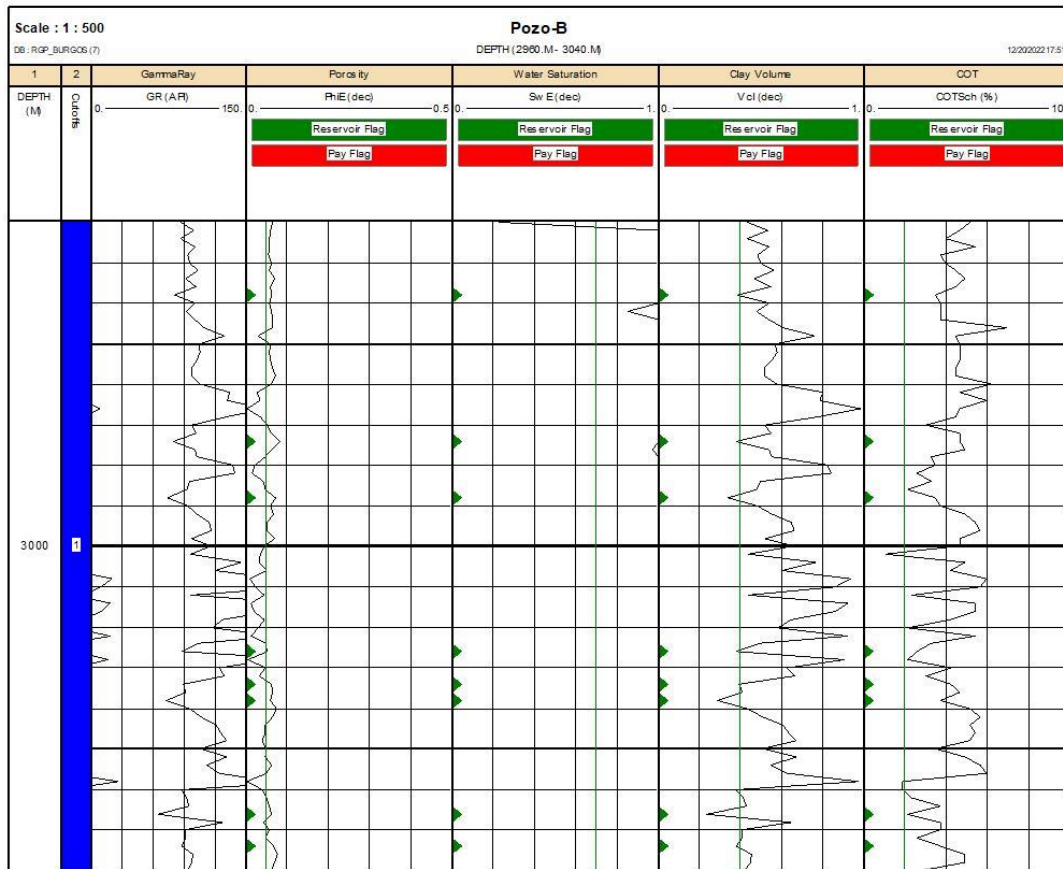


Fig 5.17 Aplicación de parámetros de corte para el pozo B.

Tabla 5.6 Grosor de los intervalos del pozo B.

Grosor total del intervalo	Grosor de la zona de yacimiento	Grosor de la zona de paga
80.00 metros	8.00 metros	0.00 metros

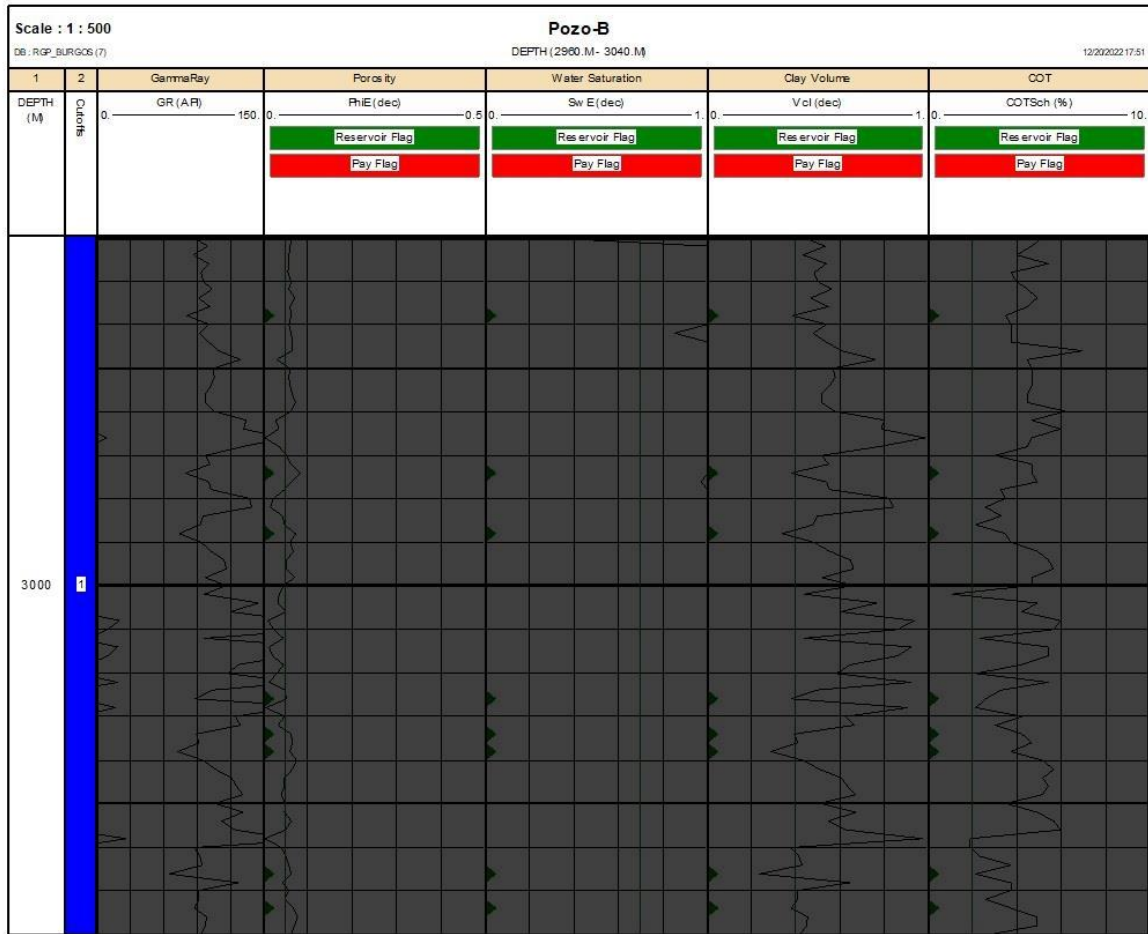


Fig 5.18 Intervalos prospectivos del Pozo B.

El grosor total del intervalo analizado en el pozo B fue de 80 metros, después de la aplicación de los intervalos de corte, se reconocen 8 metros de zona de yacimiento y 0 metros de zona de paga, si bien, algunos parámetros como la porosidad y el COT son favorables en algunos puntos del intervalo, esta formación se encuentra completamente saturada de agua, por lo que se considera que no existen intervalos prospectivos dentro de esta formación.

5.4.3 Pozo C.

5.4.3.1 Pozo C – Volumen de arcilla

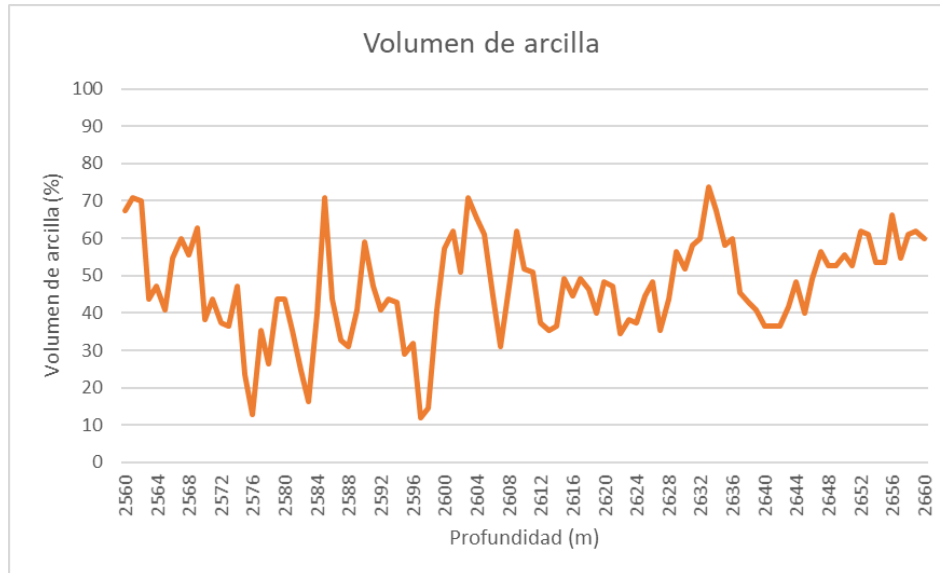


Fig 5.19 Volumen de arcilla Pozo C.

El contenido de arcilla en el intervalo analizado indica una formación con alto contenido de arcilla, al inicio del intervalo, entre 2560-2576 m se observa una disminución de la curva, por lo que esta sección corresponde a una formación con menor contenido de arcilla que el resto del intervalo, ya que, la curva se incrementa gradualmente hasta el final del intervalo principal en 2660 m, no aprecian puntos 100% arcillosos pero los picos más elevados se asocian a estratos de lutitas.

5.4.3.2 Pozo C – Porosidades

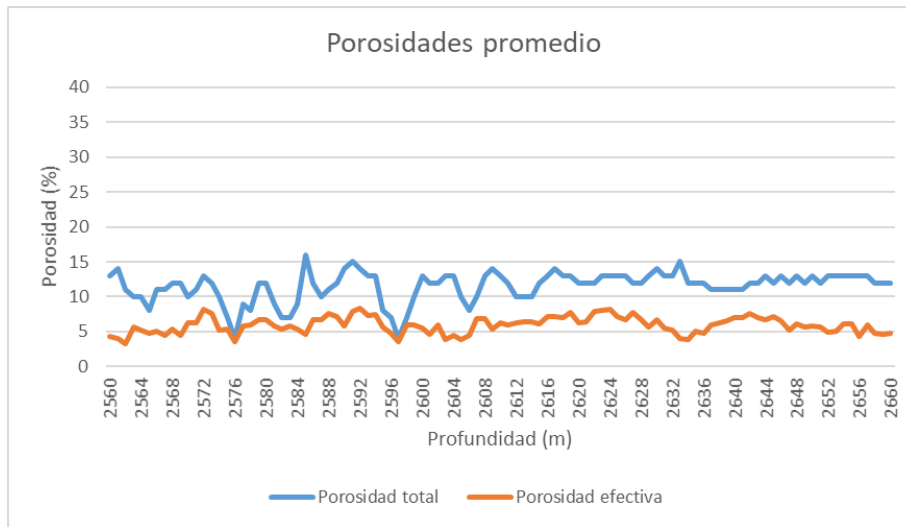


Fig 5.20 Porosidades promedio total y efectiva Pozo C.

La porosidad total otorgada por el registro de neutrones indica valores entre 5% y 16% en el intervalo analizado de este pozo, posteriormente, se calculó la porosidad efectiva, donde se aprecia que la curva oscila entre 4% y 8%, los puntos más arcillosos sufren un decremento mayor en la porosidad, lo que comprueba que el efecto de arcilla ha sido eliminado correctamente.

5.4.3.3 Pozo C – Saturación de agua

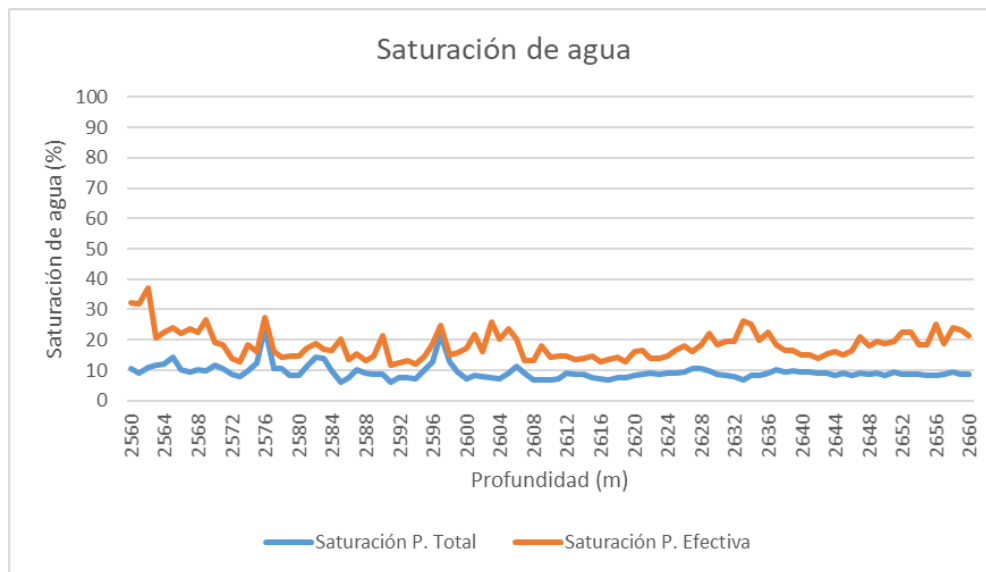


Fig 5.21 Saturación de agua Pozo C.

La saturación de agua calculada con la porosidad total muestra resultados que van desde 8% hasta el 20%, por su parte, con la porosidad efectiva se aprecia que la curva se encuentra entre 11% y 38%, ambos resultados indican que la saturación de agua en la formación es baja.

5.4.3.4 Pozo C – COT



Fig 5.22 COT Pozo C.

El contenido orgánico total fue calculado únicamente mediante la técnica de Passey, ya que para utilizar Schmoker es necesario el registro de densidad y este pozo carece de él.

El COT en la formación muestra mínimos de 0%, y máximos de 1.9%, existen varios intervalos pequeños dentro de la formación que se encuentran por encima del 1% de COT, estas zonas se consideran con potencial rico en contenido orgánico y son las de mayor interés bajo esta propiedad en el pozo.

5.4.3.5 Pozo C - Evaluación de la formación

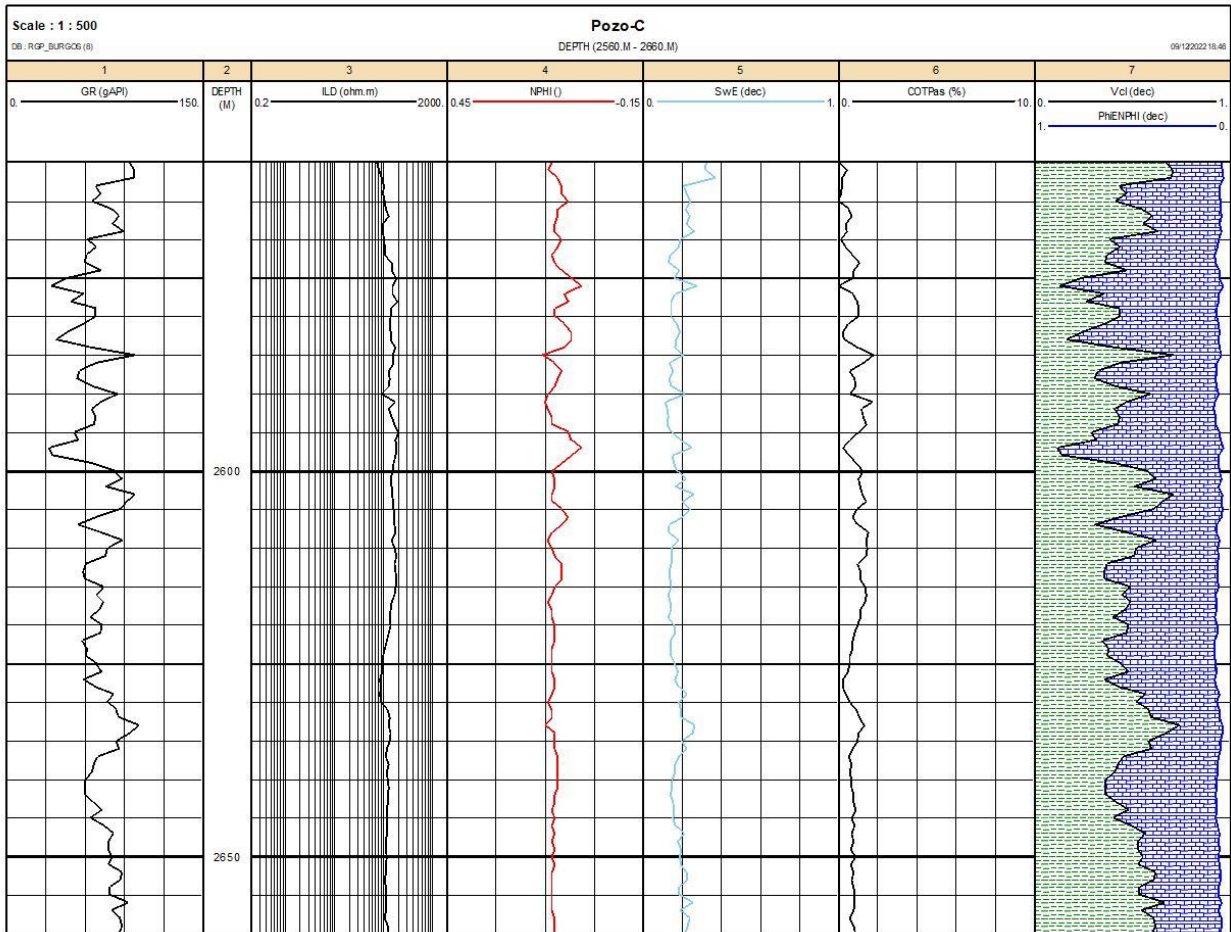


Fig 5.23 Evaluación de la formación para el Pozo C.

El registro de rayos gamma indica conteos entre 30 y 80 gAPI, si bien, no son los valores típicos de una arcilla 100% pura, sí sugiere la presencia de la misma en esta formación, de cualquier forma, esta información debe relacionarse con otros registros.

Los valores de resistividad leídos por la herramienta de inducción profunda (ILD) generan una curva que supera los 100 ohm•m a lo largo del intervalo, esto se encuentra dentro del rango de formaciones carbonatadas, por lo que la matriz puede corresponder a este tipo de rocas.

El comportamiento de la curva NPHI es similar a lo largo de los 100 metros, promediando un 12% de porosidad, dentro de los carbonatos, este valor es superior a los que

regularmente corresponden a una dolomía, por otro lado, entra dentro del rango de la roca caliza, por lo que se determina una matriz de esta roca.

La saturación dentro del intervalo es en general, baja, el punto de saturación más alto se encuentra al inicio del intervalo donde alcanza un pico máximo de 38%, posteriormente la curva de saturación disminuye, oscilando entre valores de 18-24%.

Las zonas donde el contenido orgánico total calculado es menor al 1% se consideran zonas de poco interés, ya que el nivel de COT es regular a pobre, sin embargo, las zonas en donde el intervalo registra conteos superiores a 1% se consideran ricas en contenido orgánico, por tanto, son de interés en yacimientos no convencionales.

Se muestran los resultados de la litología porcentual calculada para este intervalo.

Tabla 5.7 Litología porcentual para el pozo C.

Intervalo	Litología
2560-2570m	60% lutita, 40% caliza
2570-2582m	65% caliza, 35% lutita
2582-2588m	50% caliza, 50% lutita
2588-2599m	70% caliza, 30% lutita
2599-2607m	60% lutita, 40% lutita
2607-2628m	65% caliza, 35% lutita
2628-2637m	60% lutita, 40% caliza
2637-2660m	55% lutita, 45% caliza

5.4.3.6 Pozo C – Intervalos prospectivos.

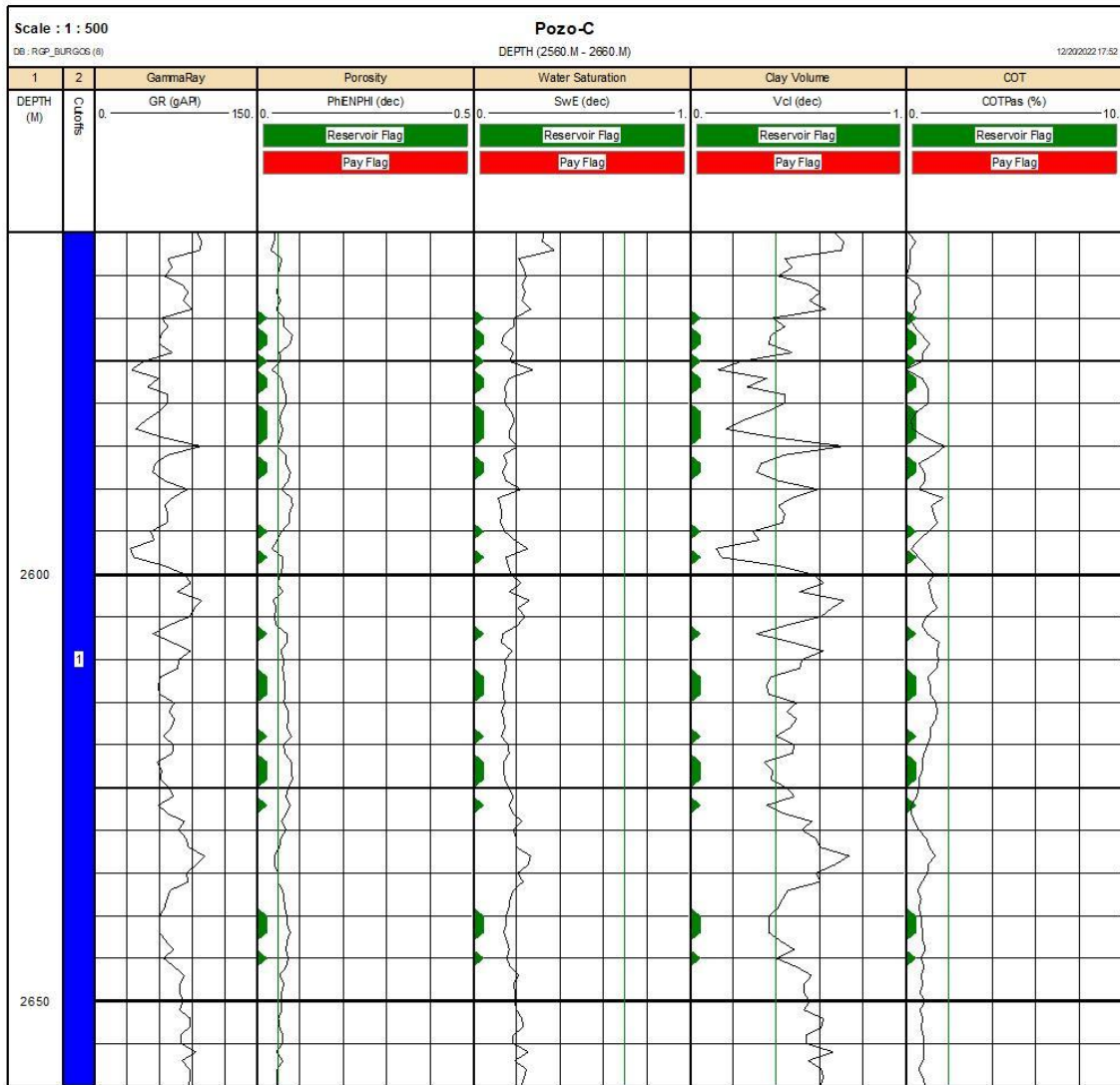


Fig 5.24 Aplicación de los parámetros de corte para el Pozo C.

Tabla 5.8 Grosor de los intervalos para el pozo C.

Grosor total del intervalo	Grosor de la zona de yacimiento	Grosor de la zona de paga
100.00 metros	27.00 metros	0.00 metros

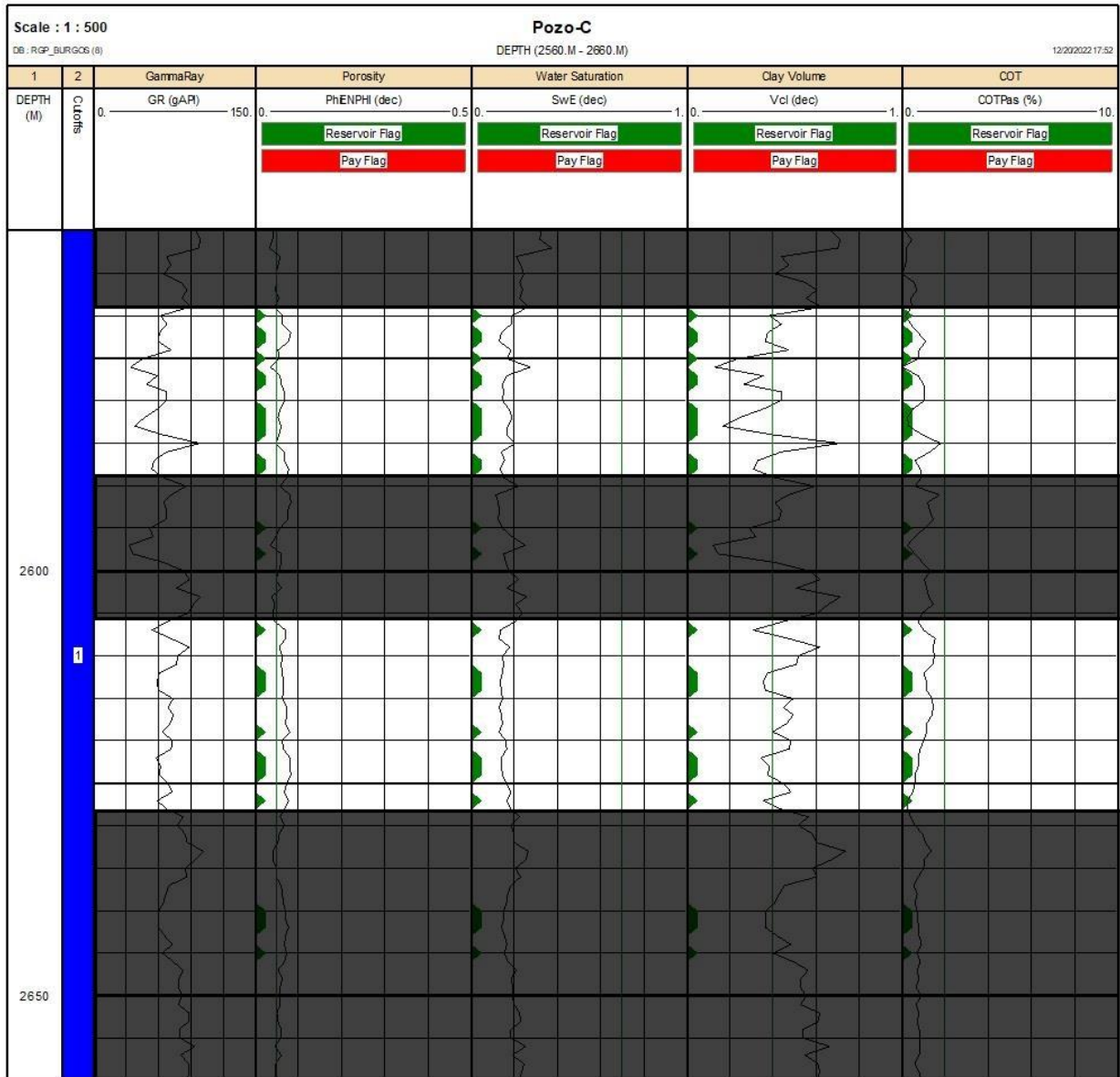


Fig 5.25 Intervalos prospectivos del pozo C.

El grosor total del intervalo analizado en el Pozo C fue de 100 metros, después de la aplicación de los parámetros de corte, se identifican 27 metros de zona de yacimiento y 0 metros de zona de paga, esto se debe a que el contenido orgánico total no llega al mínimo de corte correspondiente al 2%, según las características de los intervalos propuestos, estos se pueden clasificar como un yacimiento no convencional, sin embargo, NO se recomiendan para la producción.

De acuerdo con PEMEX (2012), una zona con por lo menos 1% de COT, se considera como una zona rica en materia orgánica, por lo que se sugiere complementar el análisis de los intervalos con otras técnicas que permitan evaluar la calidad del intervalo para producir hidrocarburos.

- Intervalo 1. 2569-2589 m. (20 metros).
- Intervalo 2. 2606-2628 m. (22 metros).

5.4.4 Pozo D.

5.4.4.1 Pozo D – Volumen de arcilla.

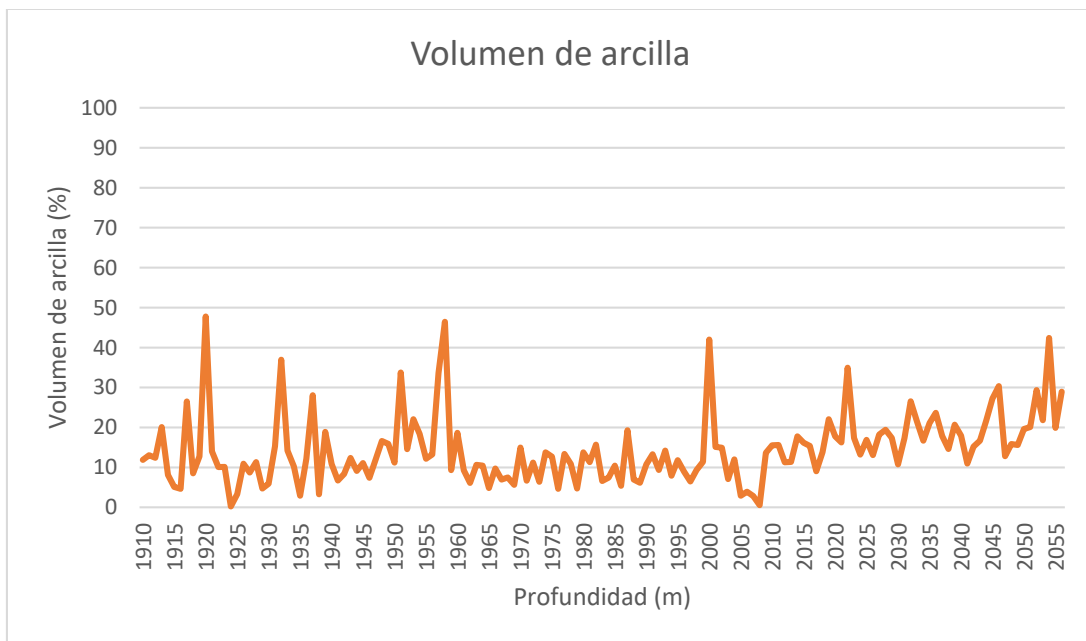


Fig 5.26 Volumen de arcilla Pozo D.

La curva de contenido arcilla muestra resultados que tiene mínimos de 0% hasta un máximo de 48%, en su mayoría, el comportamiento de la curva está entre el 10% y 20% de arcilla, por lo que la presencia de la misma es baja y la formación analizada es relativamente limpia, con algunos picos arcillosos.

5.4.4.2 Pozo D – Porosidades.

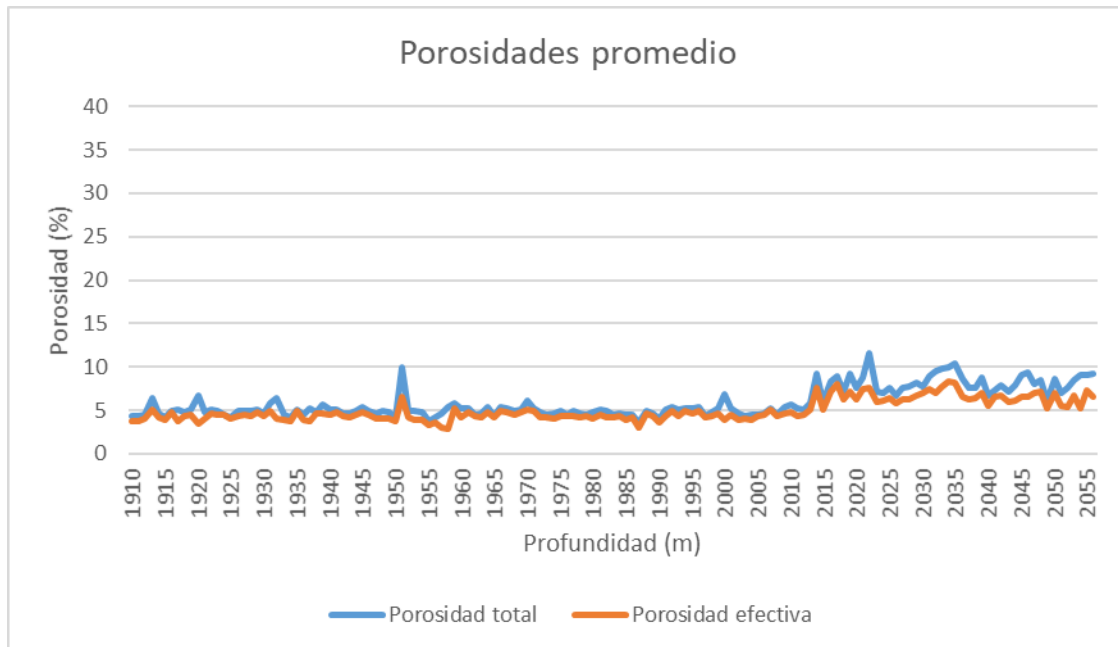


Fig 5.27 Porosidades promedio total y efectiva Pozo D.

La porosidad total promedio fue calculada con los registros sónico, densidad y neutrones, en el intervalo 1910-2010 m, la porosidad total indica en promedio un 5%, entre 2010-2056 m, la porosidad incrementa situándose entre 5% y 11%, posteriormente se calculó la porosidad efectiva, debido a la poca presencia de arcilla en la formación, el comportamiento de esta curva es muy similar, entre 1910-2010m, la porosidad efectiva promedio es de 4%, en el intervalo 2010-2056 m, se incrementa ubicándose entre 5% y 8%, por lo que la porosidad en todo el intervalo es baja.

5.4.4.3 Pozo D - Saturación de agua.

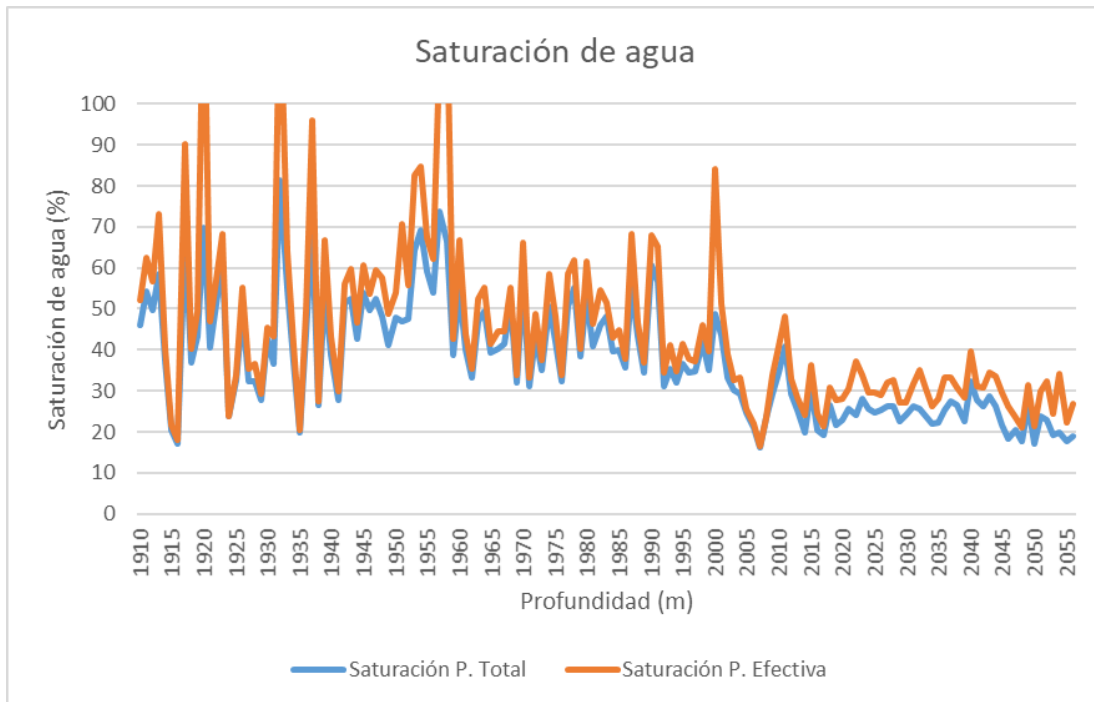


Fig 5.28 Saturación de agua Pozo D.

La saturación calculada utilizando la porosidad total indica que las mayores saturaciones se encuentran al inicio del intervalo, entre 1910-2000 m se observa un mínimo de 18% y un máximo de 81%, entre 2000-2056 m, la saturación de agua disminuye ubicándose entre 18 y 40%, debido a la poca presencia de arcilla, la saturación de agua es similar utilizando tanto la porosidad total como la efectiva, con ésta última la saturación se ve incrementada en los picos de arcilla más altos calculados.

5.4.4.4 Pozo D – COT.

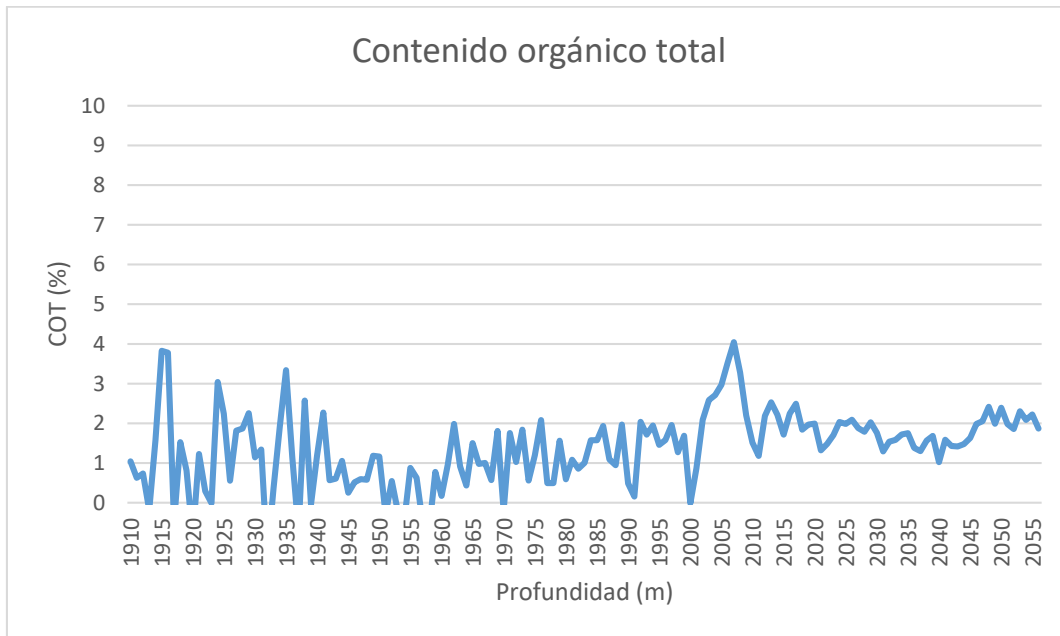


Fig 5.29 COT Pozo D.

El contenido orgánico total fue calculado únicamente mediante la técnica de Passey, ya que, aunque se cuenta con el registro de densidad para la técnica de Schmoker, los parámetros necesarios para su aplicación fueron insuficientes.

En el intervalo 1910-2000 m, se observa que la curva de COT presenta varios picos que van desde 0% hasta 3.9%, a partir de 2000 m, se identifica una zona donde el COT supera el 1% y se extiende hasta el final del intervalo, en 2056 m, esta zona se clasifica como rica en contenido orgánico.

5.4.4.5 Pozo D – Evaluación de la formación.

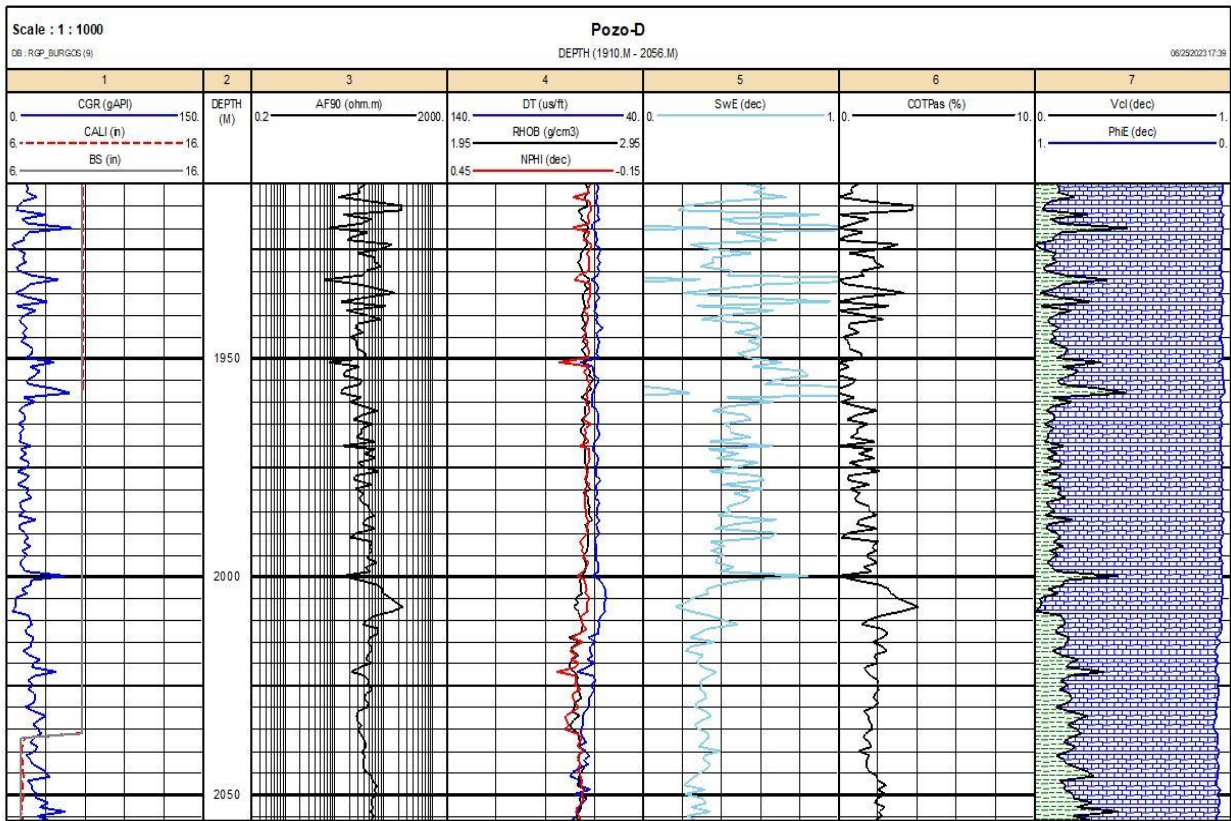


Fig 5.30 Evaluación de la formación para el Pozo D.

El registro de espectrometría de rayos gamma muestra conteos bajos de radiactividad en la formación, en promedio ronda los 10 gAPI entre 1910-2000 m, con algunos picos que superan por muy poco esta línea, entre 2000-2056 m, los conteos muestran un ligero aumento, ya que promedian 20 gAPI, en general, se trata de una formación con poca presencia de arcilla.

En la primera mitad del intervalo, es decir, entre 1910-1980 m, los valores de resistividad se encuentran entre los 20-50 ohm•m, en la segunda mitad, entre 1980-2050 m, las resistividades se incrementan, donde la curva oscila entre 60-100 ohm•m, alcanzando un punto máximo de 241 ohm•m.

La velocidad de tránsito registrada es muy similar en el intervalo 1910-2000 m, pues oscila entre los 62-65 us/ft, dicha velocidad muestra un aumento entre 2000-2013 m,

llegando a 59 us/ft, en el tramo final, 2013-2056 m, la curva del registro sónico se inclina hacia la izquierda hasta alcanzar valores entre 68-75 us/ft.

La curva de densidad mantiene un comportamiento entre 2.65-2.68 g/cm³ dentro del intervalo 1910-2000 m, después, se aprecia una disminución de esta propiedad, pues, entre 2000-2056 m, llega hasta un mínimo de 2.57 g/cm³ y un máximo de 2.64 g/cm³, este último intervalo coincide con el aumento de conteos de RG, adicionalmente, se observa que la separación entre las curvas correspondientes a los registros densidad y neutrones tienen una separación mínima entre sí, por lo que la matriz se asocia con una roca caliza.

La porosidad que se observa mediante el registro de neutrones es muy baja, entre 1910-2000 m, la porosidad máxima observada es de 5%, el promedio en este intervalo es del 2%, posteriormente, se nota un ligero incremento entre 2000-2056 m, donde se promedia un 6%.

En el tramo del intervalo 1910-1950 m, se observan datos de saturación muy variables que oscilan entre 20% y 100%, los puntos 100% saturados de agua coinciden con los picos más altos de arcilla en la formación, este tramo tiene un promedio de $S_w=50\%$, después, entre 1950-2000 m, se observa un decremento que llega hasta 40%, finalmente, entre 2000-2056 m, el promedio se encuentra en 30%.

De acuerdo con la curva de COT calculada mediante la técnica de Passey, se observa que el potencial de este intervalo es regular en las zonas donde el $COT < 1\%$, sin embargo, hay zonas donde el $COT > 2\%$ que son de interés para un posible yacimiento debido a su potencial rico en contenido orgánico, por lo que el intervalo que comprende desde 2000-2056m de profundidad es un prospecto importante.

Se muestran los resultados de litología porcentual calculadas para este intervalo.

Tabla 5.9 Litología porcentual para el pozo D.

Intervalo	Litología
1910-1919m	90% caliza, 10% lutita
1919-1923m	60% caliza, 40% lutita
1923-1930m	90% caliza, 10% lutita
1930-1934m	70% caliza, 30% lutita
1934-1950m	90% caliza, 10% lutita
1950-1959m	80% caliza, 20% lutita
1959-1999m	90% caliza, 10% lutita
1999-2003m	70% caliza, 30% lutita
2003-2009m	100% caliza
2009-2048m	85% caliza, 15% lutita
2048-2056m	80% caliza, 20% lutita

5.4.4.6 Pozo D – Intervalos prospectivos.

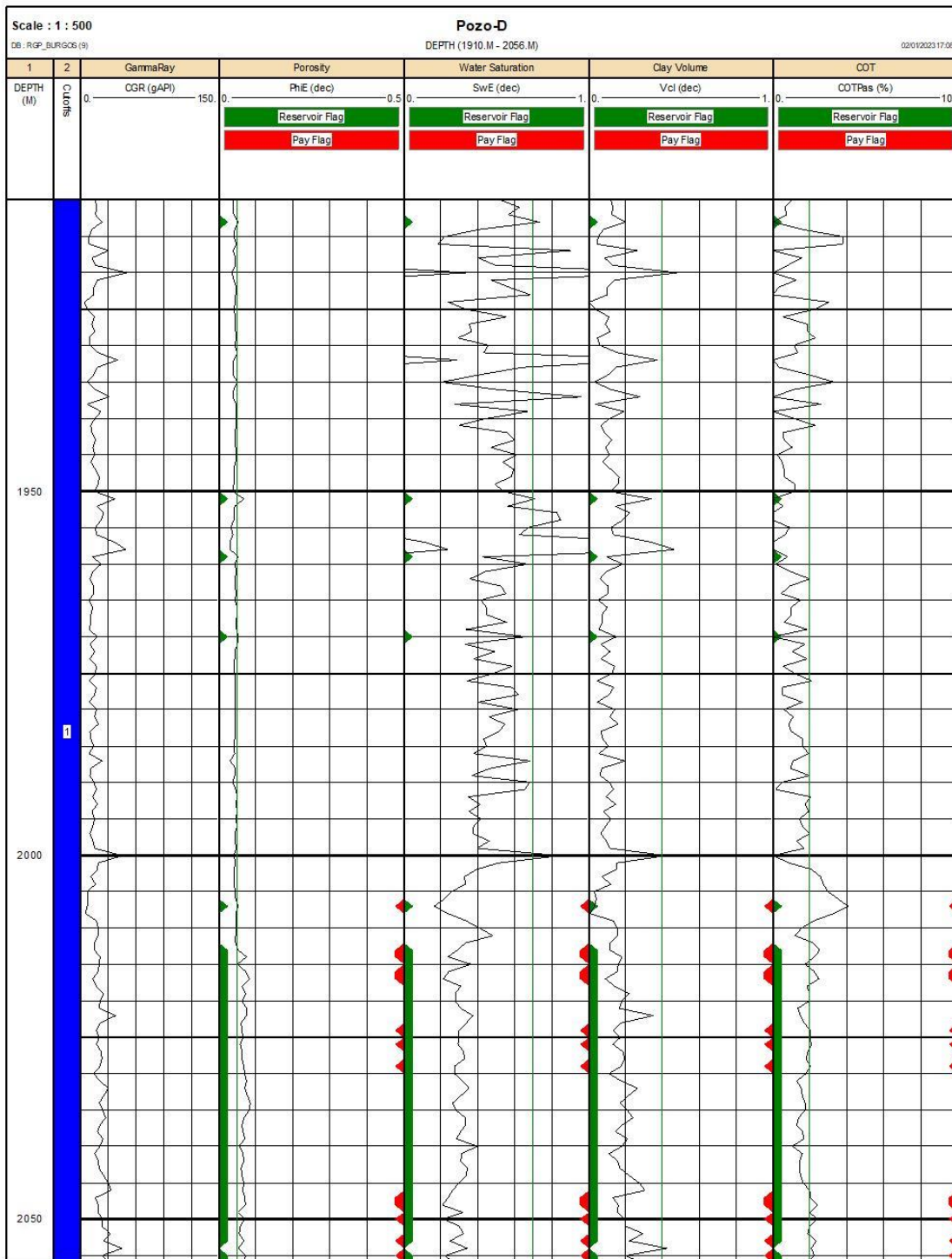


Fig 5.31 Aplicación de los parámetros de corte del Pozo D.

Tabla 5.10 Grosor de los intervalos para el pozo D.

Grosor total del intervalo	Grosor de la zona de yacimiento	Grosor de la zona de paga
146.00 metros	47.50 metros	13.00 metros

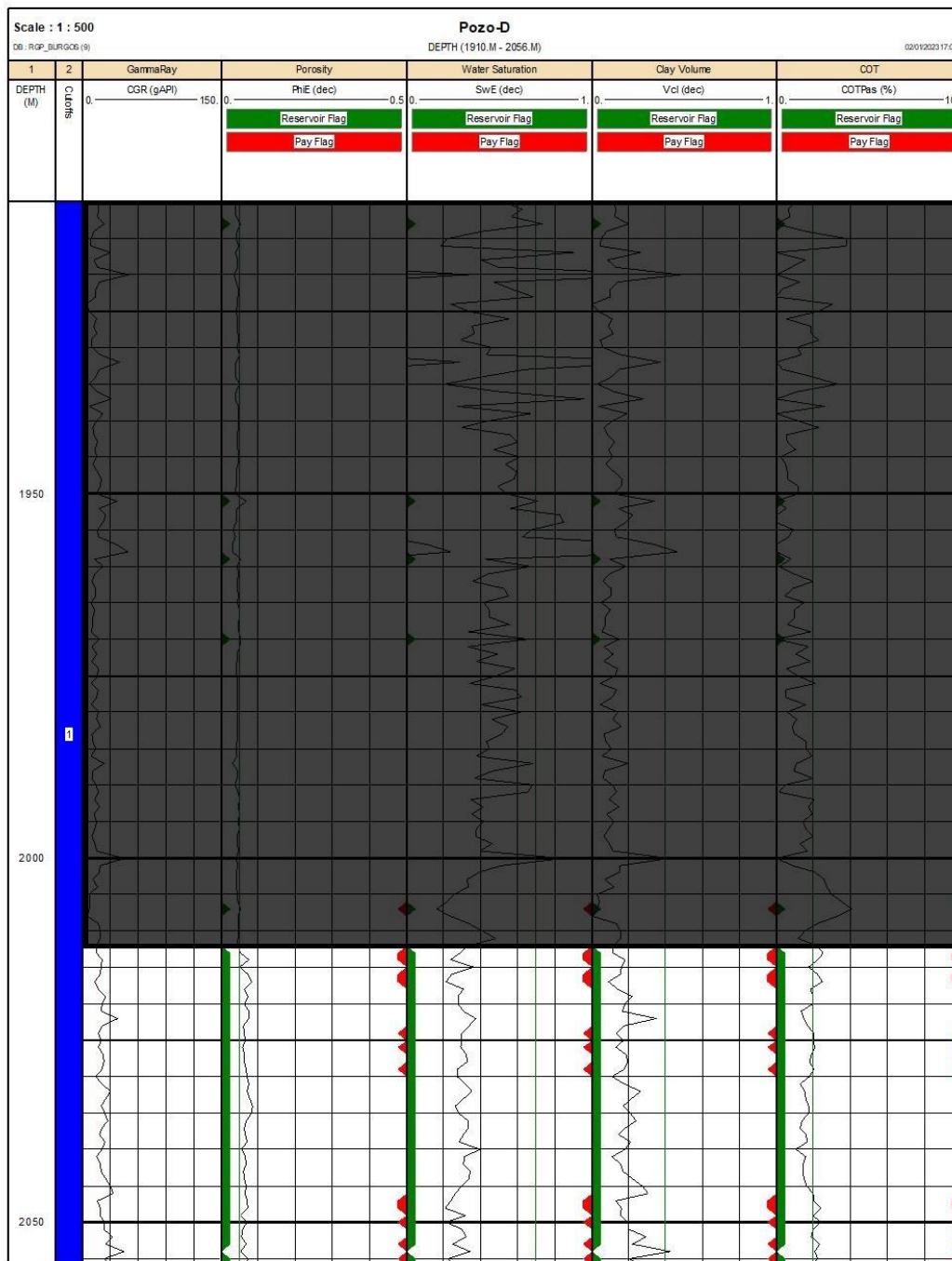


Fig 5.32 Intervalos prospectivos del Pozo D.

El grosor total de la formación Eagle Ford, analizada en el pozo D, fue de 146 metros, donde, después del corte, los resultados indican 47.50 metros de zona de yacimiento y 13 metros de zona de paga, aquí se reconoce un intervalo prospectivo que inicia a la profundidad de 2012 m y termina en 2056 m, si bien, existen zonas que no superan el corte de 2% de COT, se considera una zona rica ya que los valores de la curva superan el 1%, lo que justifica el interés en el intervalo propuesto para la producción.

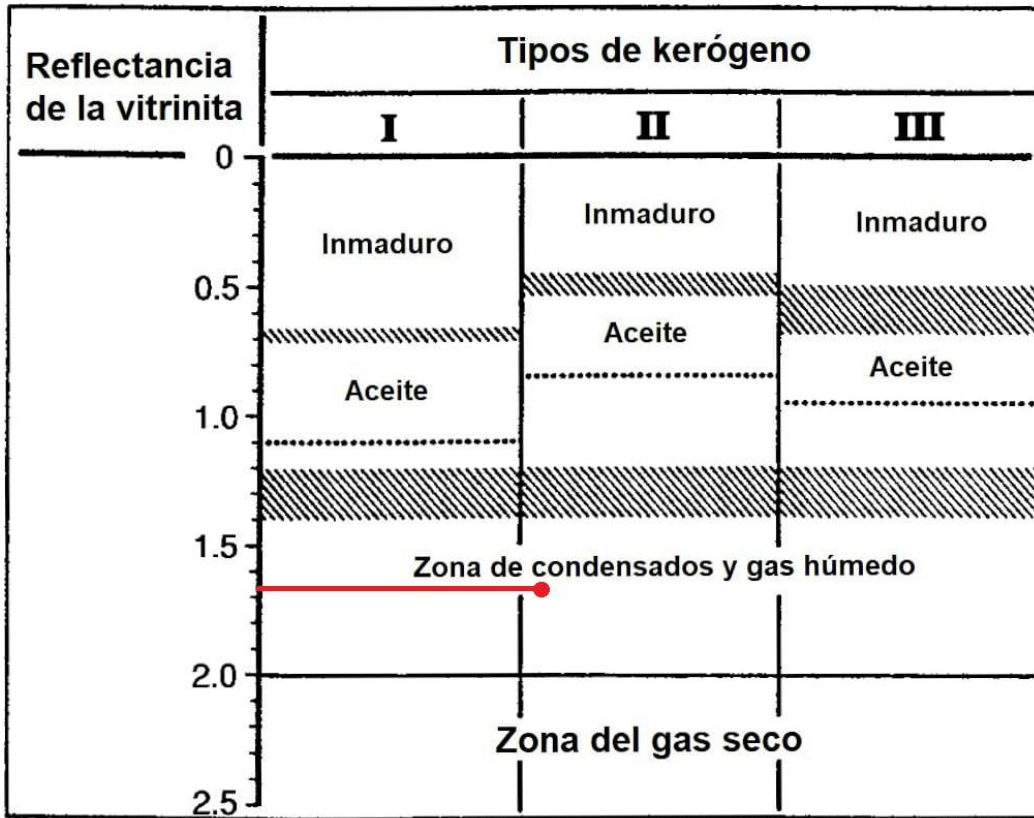


Fig 5.33 Correlación geoquímica para el Pozo D.

El valor de la reflectancia de la vitrinita para el pozo D, en la formación Eagle Ford, en la cuenca de Burgos, es de 1.67%, además, el kerógeno contenido en la roca generadora es de tipo II, entonces, se espera producir gas húmedo y condensados, por lo tanto, el yacimiento no convencional corresponde a uno de gas de lutitas.

CONCLUSIONES.

El objetivo principal de esta tesis fue realizar la caracterización petrofísica utilizando una metodología para yacimientos no convencionales con base en la información geológica-geofísica disponible, dicha metodología, fue aplicada exitosamente en cuatro pozos ubicados en la cuenca de Burgos, obteniendo resultados equiparables que coinciden con los informes geológicos de la provincia petrolera.

Los registros geofísicos de pozo proporcionaron información valiosa acerca de las propiedades de las rocas, la cual, permitió definir el tipo de litología y calcular las propiedades petrofísicas que se utilizaron para la caracterización de los intervalos en la formación, por lo que es importante trabajar con la mayor cantidad de registros disponibles para cada pozo.

En el pozo A, se identificó un espesor de 11.50 metros correspondiente a zona de yacimiento y la misma cantidad para zona de paga, por lo tanto, este pozo es apto para realizar pruebas de producción en el intervalo propuesto (2075-2108 m), donde, la información geoquímica indica que el hidrocarburo esperado será aceite de lutitas.

Se propusieron intervalos prospectivos para el pozo C, sin embargo, éste presentó la ausencia de los registros sónico y densidad, esto tiene una influencia en los resultados, ya que el contenido orgánico total sólo fue calculado mediante el registro de neutrones y la curva resultante de este proceso fue la que determinó la inexistencia de zonas de paga al no superar el parámetro de corte correspondiente, por lo que la formación se determinó con interés para continuar con la exploración más no así para pruebas de producción.

En el pozo D, se reconocieron 47.50 metros de zona de yacimiento y 13 metros de zona de paga, por lo que, el intervalo propuesto entre 2012-2056 metros de profundidad, se considera como idóneo para realizar pruebas de producción, la información geoquímica señala que el hidrocarburo esperado para este pozo será gas húmedo y condensados.

El estudio permitió comprobar que las formaciones Eagle Ford y Pimienta tienen las condiciones ideales para ser consideradas como yacimientos no convencionales, ya que las secuencias de lutitas calcáreo-carbonosas ricas en materia orgánica funcionan como

roca generadora, almacenadora, sello y trampa, ocasionando que la migración del hidrocarburo sea inexistente o mínima, dentro de la misma formación en la que fue generado.

El contenido orgánico total fue calculado mediante las técnicas de Schmoker y Passey a partir de la información geológica de la cuenca de Burgos y los registros geofísicos de resistividad y neutrones, es recomendable calcular el COT con todos los registros de porosidad con los que se cuenten para comparar los modelos generados por cada uno de ellos, estos métodos deben de tomarse como una aproximación y deben ser calibrados con mediciones de núcleos siempre que sea posible.

La metodología utilizada es de tipo secuencial, por lo que es de suma importancia verificar la calidad de los datos y la literatura utilizada con la finalidad de disminuir el error acumulado en los cálculos y generar un modelo adecuado.

RECOMENDACIONES.

Los cuatro pozos utilizados en esta tesis son verticales, se recomienda extender la metodología a los segmentos horizontales de cada uno de los pozos para continuar con la búsqueda de intervalos prospectivos en las formaciones Eagle Ford y Pimienta.

Complementar la caracterización haciendo uso de datos de permeabilidad, índices de fragilidad, presión e información sísmica para obtener un análisis más detallado acerca de la distribución de los fluidos y la geometría de la formación.

Generar registros sintéticos a partir de archivos disponibles para expandir la gama de registros geofísicos para los pozos que carecen de alguna propiedad que pueda aportar información relevante sobre la formación en estudio.

Los parámetros de corte fueron establecidos con base en estudios preexistentes, por lo que se recomienda extender esta investigación, ya que los cutoff pueden cambiar de acuerdo a las condiciones geológicas del campo, del pozo o el objetivo que se esté buscando cumplir.

Los resultados obtenidos corresponden a la fase de exploración de los pozos perforados, debido a la prospectividad que muestran las formaciones debe darse continuidad a las fases de desarrollo y evaluación para valorar la rentabilidad del proyecto y calcular las reservas disponibles de aceite y gas de lutitas.

Utilizar datos geoquímicos de laboratorio para reducir la incertidumbre de las ventanas de generación de hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA.

- ACP. (2014). Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. *Asociación Colombiana del Petróleo #12.*
- Alpizar, R. (2014). *Cuenca de Burgos*. Ciudad de México: Cámara Nacional de la Industria de la Transformación.
- Best, E., & Monroy, J. (2008). Caracterización geológica de un yacimiento petrolero en la cuenca de Burgos-proyecto de inversión Delta del Bravo. *Tesis de licenciatura*. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. Obtenido de <https://repositorio.unam.mx/contenidos/3431238>
- Boyer, C. (2006). Producing gas from its source. *Oilfield Review*, 36-49.
- Cantú, A. (2001). The Taraises Formation (Berriasian-Valanginian) in northeastern Mexico: Subsurface and outcrop studies. *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems: AAPG Memoir 75*, 353-370.
- Chan, P. (2010). A Process to Evaluate Unconventional Resources. *Society of Petroleum Engineers 134602.*
- Charsky, A., & Herron, S. (2013). Accurate, Direct Total Organic Carbon (TOC) Log from a New Advanced Geochemical Spectroscopy Tool: Comparison with Conventional Approaches for TOC Estimation. *AAPG Annual Convention and Exhibition: Search and Discovery Article #41162.*
- CNH. (2012). Atlas geológico recursos no convencionales (Lutita gas/aceite). *Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.*
- CNH. (2020). Atlas geológico Cuencas Sabinas Burgos. *Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.*
- CNH. (2021). Actividad petrolera en plays no convencionales. *Sistema de Información de Hidrocarburos - CNH.*
- Cocker, M. (2002). Integrated Study Workflow for Field Development and Rehabilitation in the Burgos Basin. *Society of Petroleum Engineers SPE 74366.*
- De Antuñano, S. (2009). The Yegua Formation, Gas Play in the Burgos Basin, Mexico. *Petroleum systems in the southern Gulf of Mexico: AAPG Memoir 90*, 49-77.
- De Antuñano, S., & Amezcua, N. (2003). Coalbed Methane Resources of the Sabinas Basin, Coahuila, Mexico. *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics: AAPG Memoir 79*, 395-402.

- Echanove, E. (1986). Geología petrolera de la Cuenca de Burgos (Parte I) Consideraciones geológico-petroleras. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*.
- Eguiluz de Antuñano, S. (2001). Geologic Evolution and Gas Resources of the Sabinas Basin in Northeastern Mexico. *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonic, sedimentary basin, and petroleum systems: AAPG Memoir 75*, 241-270.
- Eguiluz de Antuñano, S. (2011). Sinópsis geológica de la cuenca de Burgos, noreste de México: producción y recursos petroleros. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* .
- Ekwere, J. (2012). Petrophysics. USA: *Department of Petroleum & Geosystems Engineering*.
- Fann. (2017). Model 88C Resistivity Meter Instruction Manual. *Manual No. 207980, Revision F*.
- Garduza, V. M. (2019). Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros A.C. Volumen LXI Número 2*.
- Glorioso, J. C., & Rattia, A. (2012). Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. *SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition*.
- González, G. R., & Holguín, Q. (1992). Las rocas generadoras de México. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros v. 42*, 9-23.
- Halliburton. (2012). Caracterización Petrofísica No Convencional en Yacimientos de Lutitas Gasíferas. *Informe HalliBurton*.
- Holditch, S. A. (2016). World recoverable unconventional gas resources assesment. *Unconventional Gas and Oil Resources Handbook*, 53-70.
- Hood, A. (1975). Organic Metamorphism and the generation of Petroleum. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 986-996.
- Ingham, J. P. (2013). Building stone. *Geomaterials under Microscope*, 21-50.
- Martínez, J. F. (2015). Estudio estratigráfico-geoquímico en petróleo y gas de lutitas de la formación Eagle Ford, Noroeste de Villa Hidalgo, Estado de Coahuila, Noreste de México. (*Tesis de maestría*). Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F.
- Monroy-Ayala, N. (2007). Applications of Electric Logs and Geomechanical Models to Optimize Drilling and Well Completions in the Burgos Basin. *Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference*.

- Ortiz, A., & Tolson, G. (2006). Evolución Geológica-Estructural de la Región Arcabuz-Culebra. Oeste de la Cuenca de Burgos. Noreste de México. *Tesis doctoral*. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F.
- Padilla, R. J. (1986). Post-Paleozoic tectonics of Northeast Mexico and its role in the evolution of the Gulf of Mexico. *Geofísica Internacional*, 157-206.
- Passey, Q. (1990). A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin V. 74 No. 12* , 1774-1794.
- PEMEX. (2012). Aceite y gas en lutitas: Avances en la evaluación de su potencial en México . *Informe de Petróleos Mexicanos Exploración y Producción*.
- Pérez, G. A. (1992). Geologic evolution of the Burgos Basin, Northeastern Mexico. *Tesis doctoral*. RICE University.
- Pérez, H. (2014). Evaluación del potencial del pozo A-1 del play no convencional Jurásico Superior (Formación Pimienta) en la cuenca de Burgos. *Tesis de licenciatura*.
- Pérez, J. M. (2006). Interpretación sismoestratigráfica de la distribución de las arenas de la formación Midway, (Paleoceno inferior), en el campo Velero, Cuenca de Burgos, NE de México. *Tesis de maestría*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Peters, K. (2016). Geochemistry applied to evaluation of unconventional resources. *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook*, 71-126.
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. *The Petroleum System From Source to Trap: AAPG Memoir 60*, 93-120.
- Pindell, J. L., & Kennan, L. (2009). Tectonic evolution of the Gulf of Mexico, Caribbean and northern South America in the mantle reference frame. *The Origin and Evolution of the Caribbean Plate: Geological Society of London Special Publication 328*, 1-55.
- QSA Global. (2020). Radioisotopes and Alternatives - an Industry Perspective on Well Logging.
- Ramos, H. (2008). Registros geofísicos en México. *Schlumberger Offshore Services*.
- Sanders, L. L. (1998). *A Manual of Field Hydrogeology*. Michigan: Prentice Hall.
- Schlumberger. (2005). Principios de evaluación e interpretación de registros geofísicos para perforadores. *Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C.*

- Schmoker, J. W. (1983). Organic Carbon in Bakken Formation, United States Portion of Williston Basin. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin* V.67 No.12, 2165-2174.
- SENER. (2017). Fractura Hidráulica: Actualidad de la Explotación de Hidrocarburos en México. *Dirección General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos*.
- Smocker, J. W. (2005). Geological Survey Assessment Concept for Continuous Petroleum Accumulations. *Petroleum Systems and Geologic Assessment of Oil and Gas in the Southwestern Wyoming Province, Wyoming, Colorado and Utah*.
- Suro, V. (2012). Yacimientos No Convencionales: Shale gas/oil. *Informe del Instituto Mexicano del Petróleo*.
- Téllez, M. (2011). Evaluación Geológico-Geoquímico de las lutitas gasíferas del Play K. Eagle Ford-Agua Nueva, en la Plataforma de Tamaulipas y la Cuenca de Sabinas y Burgos: un Play No Convencional. *Informe inédito PEMEX*, 1-70.
- Tissot, B., & Welte, D. (1984). *Petroleum formation and Occurrence* (Vol. Second Revised and Enlarged Edition).
- Zee, Y. (2016). Unconventional resources from exploration to production. *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook*, 3-52.
- Zou, C. (2017). Meaning of Unconventional Petroleum Geology. *Unconventional Petroleum Geology*, 49-95.