



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO DE INGENIERÍA.
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS
NATURALES – PERFORACIÓN.

Caracterización estática de la formación Pimienta mediante el análisis
de registros geofísicos y correlaciones empíricas.

TESIS

QUE PARA OPTAR EL GRADO DE MAESTRO DE INGENIERÍA.

PRESENTA:

EDER AUGUSTO CUEVAS MARTÍNEZ.

TUTOR

M. en I. MARIO GERARDO GARCÍA HERRERA IMP

Ciudad de México, Marzo del 2018.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. SAMANIEGO VERDUZCO FERNANDO, UNAM.

Secretario: DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO, IMP.

Vocal: M.I. GARCÍA HERRERA MARIO GERARDO, IMP.

1 er. Suplente: M.C. ORTIZ RAMIREZ JAIME, PEMEX.

2 do. Suplente: M.I. MORALES SALAZAR JUAN PEDRO, UNAM.

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: CIUDAD UNIVERSITARIA,
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, CIUDAD DE MEXICO 2017.

TUTOR DE TESIS:

M. en I. GARCIA HERRERA MARIO GERARDO

FIRMA

INDICE

FIRMA _____	ii
Introducción _____	I
Objetivo: _____	III
Abstract _____	IV
Capítulo I: Planeación de la metodología de la caracterización estática. _____	1
1.1 Planeación de la caracterización estática. _____	1
1.2 Delimitación del tema. _____	3
1.3 Recolección de información. _____	4
1.4 Selección de las disciplinas de estudio. _____	5
1.5 Análisis de las disciplinas de estudio. _____	5
1.6 Identificación del modelo propuesto. _____	7
1.7 Evaluación de los resultados obtenidos con la metodología Caracterización Estática. _____	8
Capítulo II: Descripción geológica de la formación Pimienta. _____	9
2.1 Descripción geológica. _____	9
2.2 Cuenca Tampico – Misantla. _____	9
2.2.1 Ubicación de la cuenca. _____	9
2.3 Marco tectónico estructural. _____	10
2.3.1 Sistema petrolero de la cuenca Tampico - Misantla. _____	11
2.3.2 Marco estratigráfico de las formaciones. _____	14
2.4 Formación Pimienta. _____	16
2.4.1 Columna geológica. _____	16
2.4.2 Descripción litológica. _____	17
2.4.2.1 Descripción litológica de muestras de afloramiento. _____	18
2.4.3 Características geológicas. _____	27
Capítulo III: Análisis de los registros geofísicos en el Pozo C-14. _____	28
3.1 Análisis de registros geofísicos. _____	28
3.2 Diagrama de flujo del manejo de registros geofísicos. _____	29
3.3 Estudio de los registros geofísicos. _____	30
3.3.1 Registro de rayos gama. _____	32
3.3.1.1 Análisis del registro de rayos gamma en la formación Pimienta. _____	32
3.3.2 Registro sísmico _____	33
3.3.2.1 Aplicación de registro sísmico de la formación Pimienta. _____	34
3.3.3 Registro resistivo _____	35

3.3.3.1	Análisis del registro resistivo de la formación Pimienta.	35
3.3.4	Registro de densidad.	37
3.3.4.1	Análisis de registro de densidad de la formación Pimienta.	37
3.3.5	Registro neutrón compensado.	38
3.3.5.1	Análisis de registro neutrón compensado de la formación Pimienta.	39
Capítulo IV: Características petrofísicas de la formación Pimienta.		40
4.1	Características petrofísicas.	40
4.2	Volumen de arcilla.	40
4.3	Porosidad.	44
4.3.1	Métodos para calcular la porosidad.	44
4.3.2	Análisis de los resultados de los métodos de porosidad.	45
4.3.2.1	Aplicación de las metodologías de porosidad la formación Pimienta.	46
4.3.2.2	Análisis de metodologías de porosidad formación Pimienta.	47
4.3.3	Porosidad efectiva formación Pimienta.	53
4.4	Resistividad de formación.	54
4.4.1	Factor de formación.	55
4.4.2	Método de inversión de Archie.	55
4.4.3	Análisis de la resistividad de formación.	56
4.5	Saturación de formación.	58
4.5.1	Saturación de hidrocarburos.	59
4.6	Permeabilidad.	63
Capítulo V: Predicción de las propiedades geomecánicas dinámicas y el perfil de geopresiones de la formación Pimienta.		66
5.1	Propiedades geomecánicas.	66
5.1.1	Módulos elásticos.	66
5.1.1.1	Lentitud de Tiempo de Tránsito – Velocidad de Onda.	68
5.1.1.2	Correlaciones empíricas para estimar la velocidad onda de corte.	69
5.1.2	Relación de Poisson.	71
5.1.3	Módulo de Young.	72
5.1.4	Módulo de Compresibilidad.	73
5.1.5	Módulo de Corte.	74
5.1.6	Relación de los módulos elásticos.	75
5.1.7	Resistencia a la compresión no confinada.	76
5.2	Perfil de geopresiones en el Terciario – Cretácico – Jurásico.	81
5.2.1	Esfuerzo de sobrecarga.	81
5.2.1.1	Esfuerzo de sobrecarga pozo C-14.	87

5.2.2	Presión de poro. _____	89
5.2.2.1	Determinación de presión de poro. _____	92
5.2.2.1.1	Presión de poro método de Eaton. _____	93
5.2.2.1.2	Presión de poro método de Atashbari _____	96
5.2.2.2	Presión de poro pozo C-14. _____	99
5.2.3	Presión de fractura. _____	101
5.2.3.1	Presión de fractura pozo C-14. _____	102
5.2.4	Esfuerzos horizontales. _____	103
5.2.4.1	Esfuerzo horizontal mínimo. _____	107
5.2.4.2	Esfuerzo horizontal máximo. _____	116
Capítulo VI: Evaluación de resultado de la caracterización estática. _____		119
6.1	Evaluación de Resultados. _____	119
6.1.1	Análisis de registros geofísicos de la formación Pimienta. _____	119
6.1.2	Análisis de las características petrofísicas de la formación Pimienta. _____	121
6.1.3	Análisis de las propiedades geomecánicas dinámicas de la formación Pimienta. _____	122
6.1.4	Análisis de las geopresiones de la formación Pimienta. _____	124
7.2	Resultado final de los estudios de la formación Pimienta. _____	126
CONCLUSIONES _____		129
RECOMENDACIONES _____		132
BIBLIOGRAFÍA _____		133
Anexo 1 Columna estratigráfica de las cuencas en lutitas orgánicas. _____		135
Anexo 2 Distribución de la formación Pimienta en otras cuencas petroleras. _____		136
Anexo 3 Planeación de la perforación direccional. _____		137
Anexo 4 Programa de fluidos de perforación. _____		138

Figuras

<i>FIG. 1 Diseño de la metodología de la caracterización.</i>	<i>2</i>
<i>FIG. 2 Ubicación de la provincia petrolera Tampico-Misantla.</i>	<i>9</i>
<i>FIG 3 Elementos tectónicos de la provincia petrolera Tampico -Misantla.</i>	<i>10</i>
<i>Figura 4 Sistema Petrolero Jurásico Inferior – Jurásico Medio de la provincia petrolera Tampico-Misantla Fuente: PEMEX Exploración - Producción.....</i>	<i>11</i>
<i>FIG. 5 Sistema petrolero Tithoniano – Kimmeridgiano – Cretácico – Paleógeno – Neógeno de la provincia petrolera Tampico-Misantla</i>	<i>13</i>
<i>FIG. 6 Columna estratigráfica de la provincia petrolera Tampico – Misantla.....</i>	<i>15</i>
<i>FIG. 7 Ingeniero en Geología Rogelio Ramos Aracén.</i>	<i>18</i>
<i>FIG. 8 Ubicación del afloramiento de la Fm. Pimienta en el Mpio. Huehuetla en el Edo. Hidalgo.</i>	<i>19</i>
<i>FIG. 9 Afloramiento Carretera No 53 de la Formación Pimienta primera sección.</i>	<i>20</i>
<i>Fuente: Autor.</i>	<i>20</i>
<i>FIG. 10 Afloramiento Carretera No 53 de la Formación Pimienta segunda sección.</i>	<i>20</i>
<i>FIG. 11 Afloramiento de Calizas con intercalaciones de Lutitas de esquisto.</i>	<i>21</i>
<i>FIG. 12 Representación del grosor de Lutitas en el afloramiento de la Fm. Pimienta.</i>	<i>22</i>
<i>FIG. 13 Apreciación de la Formación Pimienta en afloramiento.</i>	<i>23</i>
<i>FIG. 14 Apreciación de las Lutitas negras en la Formación Pimienta.</i>	<i>23</i>
<i>FIG. 15 Espesor de 30 mm de Lutitas Negras en el afloramiento de la Formación Pimienta.</i>	<i>24</i>
<i>FIG. 16 Muestra 1: Roca Caliza arcillosa grisácea con presencia de nódulos de pedernal oscuro.</i>	<i>25</i>
<i>FIG. 17 Muestra 2: Roca integrada de capaz de Lutitas Negras con presencia de Limolita en la Cima.</i>	<i>26</i>
<i>FIG. 18 Ubicación de las coordenadas geográficas del Pozo C-14 en el Campo Tamaulipas.</i>	<i>28</i>
<i>FIG. 19 Metodología para el análisis de registros geofísicos.</i>	<i>29</i>
<i>FIG. 20 Conjunto de registros geofísicos del pozo C-14.....</i>	<i>31</i>
<i>FIG. 21 Registro Rayos Gama pozo C-14. Fuente: Autor.</i>	<i>33</i>

FIG. 22 Registro Sónico pozo C-14. Fuente: Autor.	34
FIG. 23 Registro Resistivo pozo C-14.....	36
FIG. 24 Registro Densidad pozo C-14. Fuente: Autor.	38
FIG. 25 Registro Neutrón pozo C-14. Fuente: Autor.....	39
FIG. 26 Grafica de Relación Índice de Rayos Gamma – Volumen de Arcillosidad.....	43
FIG. 27 Análisis de Porosidad en la Formación Pimienta Fuente: Autor	49
FIG. 28 Respuesta de Métodos de Porosidad de acuerdo a los fluidos contenidos al tipo de formación. Fuente: PEMEX Exploración – Producción.....	51
FIG. 29 Lecturas seleccionadas en la relación de baja resistividad – porosidad efectiva	57
FIG. 30 Selección de la Resistividad Verdadera para la Saturación de la Formación Pimienta	60
FIG. 31 Relación del registro de resistividad - saturación de agua en la Formación Pimienta.	62
FIG. 32 Permeabilidad de Timur y Morris-Biggs en la Formación Pimienta.....	65
FIG. 33 Comportamiento de Velocidad de Corte por ecuaciones empíricas.	70
FIG. 34 Relación de Poisson de C - 14.....	72
FIG. 35 Modulo de Young en el pozo C-14.....	73
FIG. 36 Modulo de Compresibilidad en el pozo C-14.....	74
FIG. 37 Modulo de corte en el pozo C-14.....	75
FIG. 38 Grafica de relación UCS – Tiempo de Transito (Calizas – Lutitas).	78
FIG. 39 Grafica de relación UCS – Modulo de Young (Calizas – Lutitas).....	79
FIG. 40 Grafica de relación UCS – Porosidad (Calizas – Lutitas).	79
FIG. 41 Resistencia a la compresión uniaxial en el pozo C-14.....	80
FIG. 42 Tendencia de porosidad media de la costa del golfo de Estados Unidos.	82
FIG. 43 Curva de densidad equivalente para las costas del golfo de Estados Unidos.	84
FIG. 44 Tendencia de las lecturas del registro densidad en pozo C-14.....	84
FIG. 45 Tendencia de porosidad media del área de la Cuenca Tampico - Misantla.....	86
FIG. 46 Relación densidad equivalente de formación con la tendencia de la lectura del registro densidad en el pozo C – 14.	88

FIG. 47 Esfuerzo de sobrecarga MPa en el pozo C-14.	89
FIG. 48 Relación de lecturas de registro sísmico con lecturas de lutitas y líneas de tendencias en el pozo C-14.....	94
FIG. 49 Perfiles de la presión de poro por el método de Eaton en g/cm³ en el pozo C-14.	95
FIG. 50 Análisis de las compresibilidades de poro y bulto de la formación para la presión de poro por el método de Atashbari.....	97
FIG. 51 Perfiles de la presión de poro por el método de Atashbari en g/cm³ en el pozo C-14.....	99
FIG. 52 Presión de poro calibrado en g/cm³ aplicado en el pozo C-14.	100
FIG. 53 Presión de poro - Esfuerzo de sobrecarga en MPa aplicado en el pozo C-14. ...	100
FIG. 54 Presión de poro – Presión de fractura – Esfuerzo de sobrecarga en gr/cm³ aplicado en el pozo C-14	102
FIG. 55 Presión de poro – Presión de fractura – Presión de sobrecarga en MPa aplicado en el pozo C-14	102
FIG. 56 Esquema de E. M. Anderson para la clasificación de los regímenes de fallas..	103
FIG. 57 Mapa mundial de esfuerzos – regiones internacionales.	105
FIG. 58 Mapa mundial de esfuerzos – región centro América.....	106
FIG. 59 Mapa mundial de esfuerzos – Golfo de México.	107
FIG. 60 Métodos de esfuerzo horizontal mínimo en gr/cm³ aplicado en el pozo C-14.	109
FIG. 61 Método de esfuerzo horizontal mínimo Hottman & Johnson en gr/cm³ aplicado en el pozo C-14.	111
FIG. 62 Método de esfuerzo horizontal mínimo módulos elásticos dinámicos en gr/cm³ aplicado en el pozo C-14.	113
FIG. 63 Relación de métodos de esfuerzo horizontal mínimo en gr/cm³ aplicado en el pozo C-14.	114
FIG. 64 Esfuerzo horizontal mínimo calibrado en gr/cm³ aplicado en el pozo C-14.	115
FIG. 65 Esfuerzo horizontal mínimo en MPa aplicado en el pozo C-14.....	115
FIG. 66 Esfuerzo horizontal máximo en g/cm³ aplicado en el pozo C-14.....	117
FIG. 67 Esfuerzo horizontal máximo en MPa aplicado en el pozo C-14.....	118

FIG. 68 Conjunto de registros geofísicos aplicado en el pozo C-14 en la Formación Pimienta. 120

FIG. 69 Conjunto de Características Petrofísicas de la Formación Pimienta. 122

FIG. 70 Conjunto de Propiedades Geomecánicas de la Formación Pimienta. 124

FIG. 71 Conjunto de Geopresiones de la Formación Pimienta. En el Jurásico Superior.. 126

TABLAS

TABLA 1. OPERADORES DEL DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DEL MODELO DE CARACTERIZACIÓN.	1
TABLA 2 PARÁMETROS DE ENTRADA DEL MODELO DE CARACTERIZACIÓN DE FORMACIÓN.	7
TABLA 3 CUADRO CLASIFICATIVO DE LAS CARACTERÍSTICAS ESTÁTICAS DE LA FORMACIÓN.	8
TABLA 4. COLUMNA GEOLÓGICA DEL POZO C-14. (PEMEX).	16
TABLA 5 DATOS GENERALES DE LA UBICACIÓN DEL AFLORAMIENTO DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.	18
TABLA 6. CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA GENERADORA JÚRASICO SUPERIOR TITHONIANO PIMIENTA (SOCIEDAD DE GEOLOGOS MEXICANOS 2007).	27
Tabla 7 Datos generales del pozo C-14.	28
TABLA 8. RESPUESTA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE LA ROCA MATRIZ (BAKER – HUGHES).	30
TABLA 9. RESPUESTA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE LA ROCA MATRIZ (SCHLUMBERGER).	30
TABLA 10. RESPUESTA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE LA ROCA MATRIZ (UNAM –DICT)	30
TABLA 11. RESPUESTA GENERAL DE REGISTROS GEOFISICOS DE LA ROCA MATRIZ.	31
TABLA 12. VALOR DE LA ROCA MATRIZ PARA LA APLICACIÓN DE METODOLOGIAS DE POROSIDAD EN LA FORMACIÓN PIMIENTA.	47
TABLA 13. APLICACIÓN DE METODOLOGIA DE POROSIDAD – DENSIDAD FORMACIÓN PIMIENTA.	48
TABLA 14. APLICACIÓN DE METODOLOGIA DE POROSIDAD – SÓNICO FORMACIÓN PIMIENTA.	48
TABLA 15. VALORES DE POROSIDAD PROMEDIO DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.	50
TABLA 16. RESPUESTA DE ESTUDIOS DE POROSIDAD FORMACIÓN PIMIENTA.	52
TABLA 17. RESPUESTA FINAL DE POROSIDAD FORMACIÓN PIMIENTA.	53
TABLA 18. CONJUNTO DE VALORES PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN (PEMEX).	55
TABLA 19. VALORES DE RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.	58

TABLA 20. VALORES DE SATURACION DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.	61
TABLA 21. RELACIÓN ENTRE LOS MÓDULOS ELÁSTICOS EN UN MATERIAL ISOTRÓPICO.	67
TABLA 22. ECUACIONES EMPIRICAS DE LOS MÓDULOS ELÁSTICOS DINAMICOS.	67
TABLA 23. VALORES CARACTERISTICOS DE LA LENTITUD DE ONDAS COMPRESIONALES (Δt_c) Y LENTITUD DE ONDA DE CORTE (Δt_s).	68
TABLA 24. RESULTADO DE LAS RELACIÓN DE MODULOS ELASTICOS CON LAS ECUACIONES EMPIRICAS.	75
TABLA 25. REGIMENES DE FALLAS Y MAGNITUD DE ESFUERZOS RELATIVOS.	104
TABLA 26. RESPUESTA DE LECTURAS PROMEDIO DE LOS REGISTROS GEOFISICOS DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.	120
TABLA 27. RESPUESTA PROMEDIO DE LAS CARACTERISTICAS PETROFÍSICAS DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.	122
TABLA 28. RESPUESTA PROMEDIO DE LA PROPIEDADES GEOMECHANICAS DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.	124
TABLA 29. RESPUESTA PROMEDIO DE GEOPRESIONES DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.	126
TABLA 30. CUADRO CLASIFICATIVO DE RESPUESTA DE LAS CARACTETISTICAS DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.	128

Introducción

La caracterización de yacimientos petroleros, proporciona información completa y detallada de las propiedades de las formaciones, generando beneficios en las actividades de perforación para ejercer una mejor navegación del perfil de las geopresiones, optimizando los fluidos de control, mayor tasa de penetración, disminución de costos por mal manejo de equipo, entre otros.

Sin embargo, los estudios de caracterización por lo general son muy complejos, por el hecho que requiere de datos directos por diversas fuentes de medición de las formaciones (pruebas de pozo, registros geofísicos, mediciones de laboratorios especializados, análisis de cuencas, etc.) y de información generada durante las operaciones de perforación.

Para investigadores o estudiantes académicos que requieran realizar estudios de caracterización, dado que los equipos especializados de laboratorio que se necesitan son en casos inaccesibles, se requiere planear y diseñar metodologías de caracterización de modo empíricas, con el fin de tener un concepto e idea de las propiedades de las rocas.

El presente trabajo tiene como objetivo presentar una metodología de caracterización estática de yacimientos petroleros a partir del manejo de lecturas de registros geofísicos y correlaciones empíricas, en el cual genera la posibilidad de obtener buenos resultados de la formación a estudiar.

La complejidad del diseño de la metodología de caracterización estática fue el determinar los factores que están involucrados en los estudios de formación, como son relaciones estratigráficas, litología, porosidad, permeabilidad, módulos elásticos, resistencia de esfuerzos de la roca, esfuerzos in-situ y geopresiones entre otros.

La formación que se determinó caracterizar es la formación Pimienta, por el hecho que presenta un interés de ser una roca generadora, formando parte de la demanda del hidrocarburo en formaciones de Lutitas, el cual estas rocas son el tipo de rocas sedimentarias más abundantes en el planeta, y a su vez porque el sector energético tiene los ojos puestos sobre el gas shale o gas proveniente de lutitas.

La información con la que cuenta el diseño de la metodología es un programa de perforación. El pozo de estudio de este trabajo de investigación es el pozo C-14, el cual está ubicado aproximadamente a 25 Km al NO (Noroeste) de la Ciudad de Tampico, en el Estado de Tamaulipas.

El objetivo de estudio del Pozo C-14 fue conocer el Jurásico San Andrés, con el fin de explotar comercialmente yacimientos no convencionales en donde también se encuentra la Formación Pimienta.

Este trabajo se dividió en siete capítulos que se detallan a continuación:

Capítulo I Planeación de la metodología de la caracterización estática.

En este capítulo se expone el desarrollo de las etapas y las fuentes de información que se requirieron para diseñar la metodología de la caracterización estática.

Capítulo II Descripción geológica de la formación Pimienta.

En este capítulo se estudian los aspectos estructurales, sedimentológicos y estratigráficos de la formación Pimienta y a su vez, de la Cuenca a la que pertenece.

Capítulo III Análisis de los registros geofísicos del Pozo C-14.

En este capítulo se analizan las lecturas de los registros geofísicos realizados en el pozo C-14, para tener una perspectiva de los parámetros de la formación Pimienta.

Capítulo IV Características petrofísicas de la formación Pimienta.

Este capítulo presenta el procedimiento de la aplicación de correlaciones empíricas para interpretar las características petrofísicas de la formación Pimienta.

Capítulo V Predicción de las propiedades geomecánicas y el perfil de geopresiones de la formación Pimienta.

En este capítulo se estudiaron las capacidades de los módulos elásticos de las propiedades geomecánicas de la Formación Pimienta y a su vez, se muestran los métodos aplicados para tener una perspectiva del perfil de las geopresiones de la formación Pimienta.

Capítulo VI Evaluación de resultado de la caracterización estática.

Este capítulo presenta la eficiencia de la metodología de caracterización, para una mejor toma de decisiones de proyectos futuros de perforación de la formación Pimienta.

Objetivo:

- Realizar una metodología de caracterización estática desde una perspectiva Geológica, Petrofísica, Geomecánica y de Geopresiones, utilizando registros geofísicos de un pozo exploratorio en la Cuenca Tampico-Misantla (Pozo C-14) para determinar las condiciones y los recursos prospectivos de hidrocarburos de la Formación Pimienta.

- Desarrollar en el lector nociones básicas de la interpretación de las lecturas de los registros geofísicos, como también de las correlaciones empíricas en las disciplinas (Geología, Petrofísica y Geomecánica) de estudio de los yacimientos petroleros.

- Establecer las características estáticas de un yacimiento no convencional de aceite y gas proveniente de una roca generadora con intercalaciones de lutitas, identificando sus propiedades petrofísicas, geomecánicas y geopresiones, por medio de la relación del análisis de lecturas de registros geofísicos con la aplicación de métodos de correlaciones empíricas.

Abstract

The characterization of hydrocarbon formations provides complete and detailed information on the properties of the formations, which generates benefits in drilling activities, such as better navigation of the geopresion profile, optimization of control fluids, higher penetration rate, decrease of costs for mismanagement of equipment, among others.

However, the characterization studies are usually of high cost, because it requires direct data of various parameters of the formations (well tests, geophysical records, specialized laboratory measurements, watershed analysis, etc.) and information generated during drilling operations.

For researchers or academic students who require characterization studies, given the costs they present and the specialized laboratory equipment needed, they become inaccessible; for this reason it is necessary to plan and design methodologies of characterization in an empirical way, in order to have a in concept of the properties of the rocks.

The present work aims to present a methodology of a petroleum reservoir characterization model based on the management of readings of geophysical records, experimental studies and empirical correlations, in which precise results of the training to be studied are obtained.

This work is very useful for academic purposes, because it develops in the researcher the knowledge both of the interpretation of the readings of the geophysical records, as well as having notion of experimental correlation in the fields of studies of the deposits (Geology, Petrophysics, and Geomechanics, etc.).

The complexity of the desing of the characterization model was to determine the factors that are involved in the formation studies, such as stratigraphic relations, lithology porosity, permeability, elastic modulus, rock stress resistance, in situ stress and geopressure between other, which are required for the development process of a characterization model.

The studied well of this research work is the well C-14, which is located approximately 25 Km to the NW of the Tampico City, in the State of Tamaulipas, whose objective of sttudy was the Jurassic San Andres, in order to commercially exploit non-conventional deposits where the Pimienta Formation is also found.

This work was divided in seven chapters that are detailed below:

Chapter I Planning the methodology of static characterization.

In this chapter the development of the stages and the sources of information that were required to design the methodology of the static characterization model is exposed.

Chapter II Geological description of the Pimienta Formation.

In this chapter we study the structural, sedimentary and stratigraphic aspects of the Pimienta Formation and the basin to which it belongs.

Chapter III Analysis of the geophysical logs of well C-14.

In this chapter we analyze the reading of the geophysical logs made in the Pimienta Formation, in order to have a perspective of the parameters of the rock.

Chapter IV Petrophysical characteristics of the Pimienta Formation.

This chapter presents the procedure for applying petrophysical models to interpret the petrophysical characteristics of the Pimienta Formation.

Chapter V Prediction of the geomechanical properties and the geopressure profile of the Pimienta Formation.

In this chapter the capacities of the elastic modules of the geomechanical properties of the Pimienta Formation were studied and in turn, the applied methods are shown to have a perspective of the profile of the geopressure of the Pimienta Formation.

Chapter VII Evaluation of results of the static characterization.

This chapter presents the efficiency of the characterization methodology for better decision making of future drilling projects in the Pimienta Formation.

Capítulo I: Planeación de la metodología de la caracterización estática.

1.1 Planeación de la caracterización estática.

El concepto de los estudios de caracterización de yacimientos petroleros, es tener una perspectiva de las propiedades de la formación, con el fin de producir el hidrocarburo que se encuentra depositado en una formación almacenadora. Para los estudios de caracterización se recurren a diversos medios de investigación que comúnmente no son de acceso fácil.

La fuente de información con la que se contó son registros geofísicos, un programa de perforación, muestra de afloramiento y estudios de correlaciones empíricas. En este capítulo se desarrollara una planeación de investigación que permita desarrollar una metodología de caracterización estática con el análisis de lecturas de registros geofísicos.

La planeación del proyecto se representara por medio de un diagrama de flujo. Los operadores de los procesos del diagrama se presentaran en la **Tabla 1** y en la **FIG. 1** se muestra el diagrama del diseño de la metodología de la caracterización.

TABLA 1. OPERADORES DEL DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DEL MODELO DE CARACTERIZACIÓN.	
SIMBOLO	FUNCIÓN
	Representa el inicio y fin de programa.
	Cualquier tipo de introducción de datos o información que vaya a ser procesada.
	Cualquier tipo de operación o proceso que pueda originar un cambio de valor en la información utilizada.
	Toma de Decisión, indica operaciones lógicas o de comparación entre datos (normalmente 2) y en función de resultado de la misma determina (normalmente sí y no) cuál de los distintos caminos alternativos del programa se debe seguir.
	Indicador de dirección o línea de flujo, indica el sentido de la ejecución de las operaciones.
	Se utiliza para representar resultados o datos respuesta.

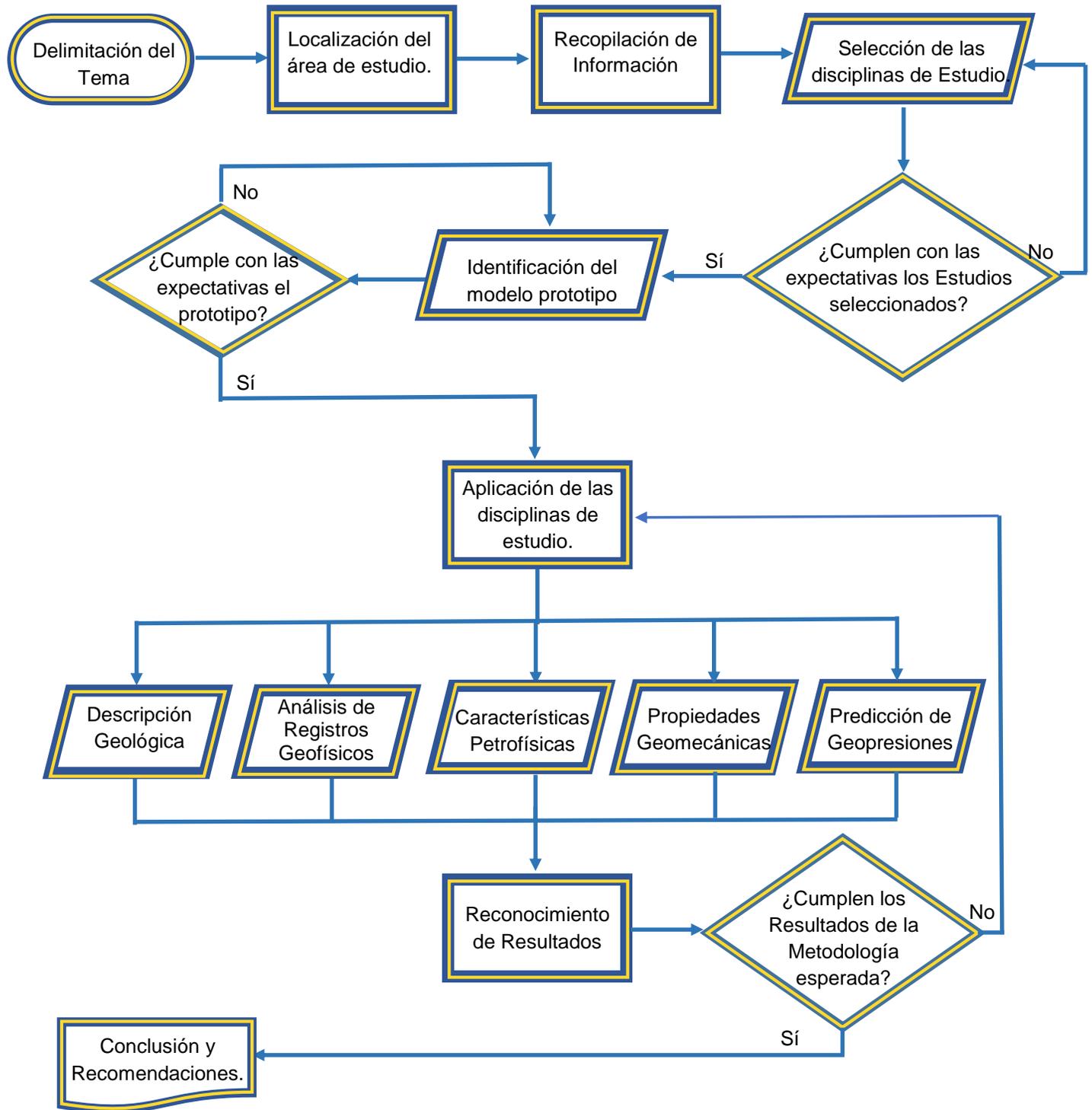


FIG. 1 Diseño de la metodología de la caracterización.

Fuente: Autor.

Este esquema sirve como guía para el diseño de la metodología, con el fin de mostrar los procesos del estudio de caracterización estática en la formación Pimienta. Las disciplinas de investigación involucradas en los estudios de caracterización estática deben de operar de una manera integral, ordenada y sistemática, es por eso por lo que la construcción de la metodología se realiza por etapas, las cuales se identifica a continuación:

- ***Delimitación del Tema.***
- ***Recolección de Información.***
- ***Selección de las Disciplinas de Estudio.***
- ***Identificación de la Metodología Propuesta.***
- ***Evaluación de Resultados.***

1.2 Delimitación del tema.

Estudios de las rocas generadoras en México, realizados por la coordinación de exploración de Petróleos Mexicanos, han establecido que las rocas generadoras más importantes, y ampliamente distribuidas en México corresponden a calizas arcillosas y lutitas calcáreas marinas del Jurásico Superior ^[1].

Aparentemente, la mayoría de los yacimientos de petróleo del Mesozoico están relacionadas genéticamente con rocas del Jurásico Superior, especialmente del Tithoniano, que forma parte es la formación Pimienta.

La formación Pimienta, se cataloga como una de las rocas generadoras principales de hidrocarburos por su alto contenido de recursos prospectivos de aceite y gas. La cuenca petrolera donde se estudió a la formación Pimienta es la Provincia Petrolera Tampico – Misantla, que posee una media de 2.5 MMMbpce de volumen de hidrocarburos ^[2].

Por el hecho que la formación Pimienta, está conformada por intercalaciones de lutitas, se cataloga como un yacimiento no convencional, debido a que estas rocas son ricas en materia orgánica pero con baja permeabilidad.

Siendo un yacimiento no convencional, los hidrocarburos contenidos en este tipo de formaciones yacen en grandes volúmenes con características físico/químicas difícil de extraer de manera convencional, por la cual requieren de la implementación de nuevas técnicas y tecnologías, que a su vez necesitan determinar las propiedades petrofísicas y geomecánicas de la formación Pimienta.

Es por esta razón, que es necesario realizar un estudio de caracterización estática, que permita conocer las propiedades petrofísicas, geomecánicas y de geopresiones; sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, al tratar de recurrir a estudio de esta roca por medio de laboratorios y equipos especializados, estos usualmente no son de fácil accesibilidad.

Por esta razón el perfil de este trabajo de investigación es presentar una metodología de caracterización estática que funcione como una guía y de estudio de caracterización mediante el análisis de registros geofísicos, datos de correlaciones empíricas y el análisis de muestras de afloramiento, con el fin de tener un perfil aproximado de las características de la formación a estudiar.

1.3 Recolección de información.

Uno de las etapas más importantes durante el diseño de la metodología de caracterización de rocas es la búsqueda y recolección de información. Entre mayor veracidad muestre la información que se esté utilizando, la metodología será precisa en sus respuestas, y asegurara la probabilidad de éxito en la participación de las operaciones de perforación.

Los estudios de caracterización de formaciones con hidrocarburos recurren a diversas fuentes de información, tales como son los estudios de exploración, perforación y durante la producción del yacimiento, los cuales proporcionan información relevante para conocer el comportamiento del yacimiento.

La información que comúnmente se utiliza, proviene de las fuentes de información siguientes:

- Registros Geofísicos.
- Muestras de Rocas.
- Pruebas de Producción.
- Estudios de Laboratorio.
- Historial de Perforación.
- Programa de Operaciones.
- Registro de Barrenas.
- Artículos y Trabajos de Investigación.

La información con la que se cuenta son los registros geofísicos, programa de perforación, muestra de roca y artículos de investigación relacionados con los estudios de caracterización de rocas. Los registros geofísicos son una de las fuentes de información fundamentales para el diseño apropiado de la metodología de caracterización estática, por el hecho que utiliza mediciones por medio de sondas, que proporcionan mediciones directas de la formación.

El análisis de las muestra de roca, no se refiere a los recortes o núcleos tomados durante la perforación del pozo, sino a toma de un afloramiento análogo para la formación de interes, la cual solo servirá para relacionar las características geológicas mediante un análisis geológico. La información proporcionada por artículos de investigación presenta confianza por haber sido publicados por compañías petroleras e instituciones académicas reconocidas en el mundo.

Los estudios realizados en el programa de perforación, brindan una perspectiva general tanto del pozo como de la formación de interés, que en este caso es la formación Pimienta. Cabe mencionar que en el caso de la información proporcionada por registros geofísicos, es necesario conocer el estado del pozo, debido a que la utilización del tipo de sondas dependerá si el registro se llevó a cabo en un agujero descubierto o entubado [3].

De este modo el análisis de la información por medio de las áreas de estudios establecidas, no solo genera una metodología de caracterización estática de yacimientos, sino que proporcionara al ingeniero perforador un conocimiento en relación a la interpretación de datos relacionado a las rocas de su interés.

1.4 Selección de las disciplinas de estudio.

Es necesario aclarar, que no todo depende de que la información sea precisa y detalla; sino también, que tipos de diversas áreas de estudio se apliquen. Se puede asumir que la clave para diseñar una buena metodología para la caracterización estática de las formaciones, depende de la integración de los elementos y técnicas de las áreas de estudio.

Los campos de estudios que se seleccionaron están en función a la fuente de información disponible, y a su vez al análisis de metodologías de caracterización que ocuparon ciertas áreas de estudios para estudiar a los yacimientos petroleros, las cuales se proponen a continuación:

- Geología
- Petrofísica
- Geomecanica
- Geopresiones

1.5 Análisis de las disciplinas de estudio.

El desarrollo de la metodología de caracterización estática se lleva a cabo mediante la selección y aplicación de distintas disciplinas, a través de las cuales analizaran la información recopilada, con el fin de generar resultados confiables. Por lo tanto, se asume que la eficacia de la metodología de caracterización estática depende de la selección de las técnicas adecuadas.

La estrategia de evaluación será en función de los objetivos que cumpla cada disciplina de estudio; por lo tanto, es necesario argumentar y justificar el motivo del porqué se escogen ciertos puntos. Para evaluar y determinar los elementos que constituyen a la Formación Pimienta, se describen a continuación las disciplinas de estudios designados.

Disciplina de Estudio: Geología.

El análisis de los estudios geológicos permitirá conocer los atributos de las formaciones, como los aspectos estructurales, sedimentológicos y estratigráficos del yacimiento entre otros; Los puntos desde la perspectiva de la Geología para la formación Pimienta son los siguientes:

- | | |
|--|-------------------------------------|
| 1) Ubicación de la cuenca petrolera. | 4) Sistema petrolero. |
| 2) Marco tectónico estructural. | 5) Columna geológica. |
| 3) Marco estratigráfico de la formación. | 6) Características de la formación. |

Disciplina de Estudio: Registros Geofísicos.

Los registros geofísicos proporcionan un diagnóstico confiable relacionado con las condiciones de las formaciones que están en el subsuelo, generando información continua de todo el pozo. Los puntos desde la perspectiva del análisis de los registros geofísicos aplicados en la formación Pimienta son los siguientes:

- | | |
|-----------------------------|-----------------------|
| 1) Registro de Rayos Gamma. | 4) Registro Densidad. |
| 2) Registro Sónico. | 5) Registro Neutrón. |
| 3) Registro Resistivo. | |

Disciplina de Estudio: Petrofísica.

El conocimiento de la porción de hidrocarburo contenido en una formación depende del producto de ciertas estimaciones para las características petrofísicas, por medio de las cuales evalúan la productividad del yacimiento. Los puntos desde la perspectiva de la petrofísica para la Formación Pimienta son los siguientes:

- | | |
|-------------------------------------|--------------------------------|
| 1) Volumen de Arcilla (V_{sh}). | 4) Saturación (S). |
| 2) Porosidad (ϕ). | 5) Permeabilidad (κ). |
| 3) Resistividad ($Ohms$). | |

Disciplina de Estudio: Geomecánica.

La prevención a los problemas que se presentan durante las operaciones de perforación se puede hacer por medio del estudio de la deformación de las rocas por medio de módulos elásticos. Los puntos desde la perspectiva de la Geomecánica para la Formación Pimienta son los siguientes:

- | | |
|---|---|
| 1) Relación de Poisson (ν). | 4) Módulo de Corte (G). |
| 2) Módulo de Young (E). | 5) Esfuerzo de Compresión Uniaxial (UCS). |
| 3) Módulo de Compresibilidad (λ). | |

Estudio de Geopresiones.

La predicción de las geopresiones no es una disciplina como tal, sin embargo se establece como un estudio, el cual, nos permite lograr llegar a una profundidad del yacimiento objetivo, evitando problemas y generando beneficios durante la operación de perforación.

Los puntos desde la perspectiva de la predicción de Geopresiones para la Formación Pimienta son los siguientes:

- 1) Esfuerzo de Sobrecarga (σ_s).
- 2) Presión de Poro (P_p).
- 3) Presión de Fractura (P_f).
- 4) Esfuerzos Horizontales (SH_{max} y SH_{min}).

1.6 Identificación del modelo propuesto.

El proceso de la metodología de la investigación tiene como objetivo, diseñar el modelo de caracterización estática mediante la incorporación de la fuente de información disponible y los campos de estudios seleccionados. El sistema de caracterización que establecimos se aprecia en la **Tabla 2**.

TABLA 2 PARÁMETROS DE ENTRADA DEL MODELO DE CARACTERIZACIÓN DE FORMACIÓN.				
Datos Geológicos	Registros Geofísicos	Características Petrofísicas	Propiedades Geomecánicas	Predicción de Geopresiones
<ul style="list-style-type: none"> •Análisis de la cuenca petrolera. – Ubicación de la cuenca. – Marco tectónico estructural. – Marco estratigráfico de la formación. – Sistema petrolero. – Columna geológica. •Características de la formación. – Composición y textura de la roca. 	<ul style="list-style-type: none"> •Análisis de registros geofísicos. – Rayos Gamma. ($^{\circ}API$) – Sónico. (Δt_c) – Resistivo. (Ω) – Densidad. (ρ) – Neutrón Compensado. (Φ) 	<ul style="list-style-type: none"> •Análisis de propiedades petrofísicas. – Volumen de arcilla. (VSh) – Porosidad. (Φ) – Resistividad. (Ohms) – Saturación. (S) – Permeabilidad. (k) 	<ul style="list-style-type: none"> •Análisis de características geomecánicas. – Relación de Poisson. (ν) – Modulo de Compresibilidad. (K) – Modulo de Young. (E) – Modulo de Corte. (G) – Resistencia a la compresión uniaxial. (UCS) 	<ul style="list-style-type: none"> •Análisis del perfil de geopresiones. – Esfuerzo de Sobrecarga. (σ_s) – Presión de Poro. (P_p) – Presión de Fractura. (P_f) – Esfuerzos Horizontales (σ_{Hmax} y σ_{Hmin}).

1.7 Evaluación de los resultados obtenidos con la metodología Caracterización Estática.

La evaluación de los resultados de las disciplinas de estudios aplicados en la metodología de caracterización estática, está en función de los parámetros que se establezcan para la Formación Pimienta, la cual los resultados de la evaluación se presentaran por medio de un cuadro clasificativo, **Tabla 3**, para obtener una perspectiva del potencial de la Formación Pimienta desde cada área de estudio.

TABLA 3 CUADRO CLASIFICATIVO DE LAS CARACTERISTICAS ESTATICAS DE LA FORMACIÓN.	
(Características)	Roca Generadora
D E S C R I P C I Ó N G E O L O G I C A .	
<i>Cuenca Petrolera</i>	✓
<i>Nomenclatura</i>	X
<i>Litología.</i>	✓
<i>Espesores</i>	X
<i>Edad</i>	✓
<i>Ambiente de Depósito</i>	X
<i>Importancia Económica</i>	✓
R E G I S T R O S G E O F I S I C O S .	
<i>R. Rayos Gamma</i>	X
<i>R. Sónico</i>	✓
<i>R. Resistivo.</i>	X
<i>R. Densidad</i>	✓
<i>R. Neutrón</i>	X
C A R Á C T E R I S T I C A S P E T R O F I S I C A S .	
<i>Volumen de arcilla</i>	✓
<i>Porosidad</i>	X
<i>Porosidad efectiva</i>	✓
<i>Resistividad (agua)</i>	X
<i>Saturación</i>	Agua ✓
	Hidrocarburo X
<i>Permeabilidad</i>	✓
P R O P I E D A D E S G E O M E C A N I C A S .	
<i>C. de Poisson</i>	✓
<i>M. Young</i>	X
<i>M. Incompresibilidad</i>	✓
<i>M. Rigidez</i>	X
<i>UCS</i>	✓
G E O P R E S I O N E S .	
<i>Presión de Sobrecarga</i>	X
<i>Presión de Poro</i>	✓
<i>Presión de Fractura</i>	X
<i>Esfuerzo Horizontal</i>	Mínimo ✓
	Máximo X

Capítulo II: Descripción geológica de la formación Pimienta.

2.1 Descripción geológica.

Una disciplina como la Geología comúnmente está relacionada con la exploración de yacimientos, por el hecho que se estudian los aspectos estructurales, sedimentológicos y estratigráficos del yacimiento. Para el desarrollo del proyecto presenta una gran aportación, para el entendimiento y justificación de las condiciones de la formación Pimienta.

Este capítulo es una descripción geológica breve, la cual se divide en dos aspectos: Descripción de Cuenca Tampico-Misantla y descripción de la Formación Pimienta. La primera por el hecho de tener un conocimiento de la cuenca a la que pertenece y a su vez de todos los factores que influyeron en su desarrollo y sus propiedades; La segunda es un análisis enfocado especialmente a la formación Pimienta, como descripción litológica, aspectos y características.

2.2 Cuenca Tampico – Misantla.

La Provincia Petrolera Tampico-Misantla (PPTM), por los estudios de campos descubiertos se ha catalogado como una cuenca productora de hidrocarburos de aceite y gas asociado. Diversas correlaciones concuerdan que las rocas que dieron origen a los aceites pertenecen a las rocas del Jurásico Superior, esto se puede observar en el **Anexo 1** en donde se presentan a las rocas generadoras del jurásico, que en este caso se observa a la Formación Pimienta.

2.2.1 Ubicación de la cuenca.

La Provincia Petrolera Tampico-Misantla (PPTM), de manera geográfica se ubica en los límites del sur del Estado de Tamaulipas, parte central de Veracruz, en el borde Este de los Estados de San Luis Potosí, Hidalgo, Norte de Puebla y oeste del Golfo de México [4].

La **FIG. 2** muestra la ubicación de la provincia petrolera Tampico – Misantla, respecto a sus límites geográficos.

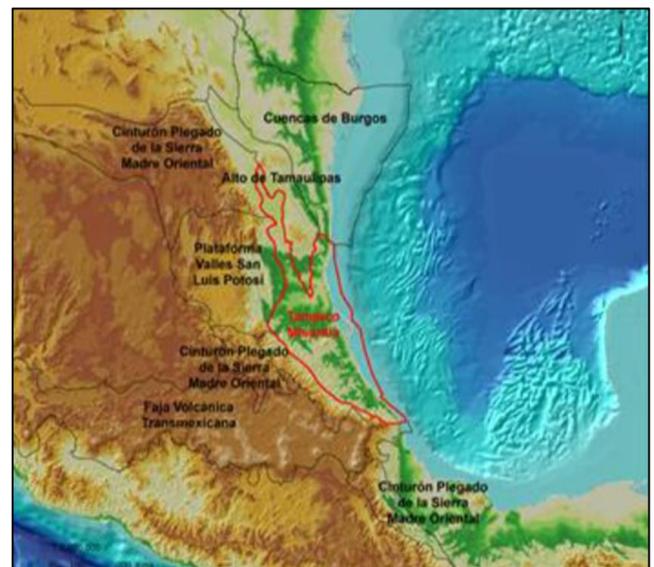


FIG. 2 Ubicación de la provincia petrolera Tampico-Misantla.

Fuente: PEMEX Exploración - Producción.

2.3 Marco tectónico estructural.

La Provincia Petrolera Tampico-Misantla es una cuenca de margen pasivo cuya geometría de bloques de basamento está relacionada a la etapa de apertura del Golfo de México y que evolucionó a una cuenca de antepaís formada en el Paleógeno, cuando el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental fue emplazado al occidente de la cuenca [5].

La Provincia Petrolera Tampico-Misantla está conformada por elementos tectónico-estructurales y estratigráficos los cuales se pueden apreciar en la **FIG. 3**:

Límite Norte.
Alto de Tamaulipas.
Homoclinal de San José de las Rusias.

Límite Sur.
Paleocañon Bejuco – La Laja.
Alto de la Sierra de Tantima.
Paleocañon de Chicontepec.
Franja Volcánica Transmexicana.

Límite Este.
Alto de Arriague.
Alto de la plataforma de Tuxpan.

Límite Oeste.
Frente tectónico del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental.

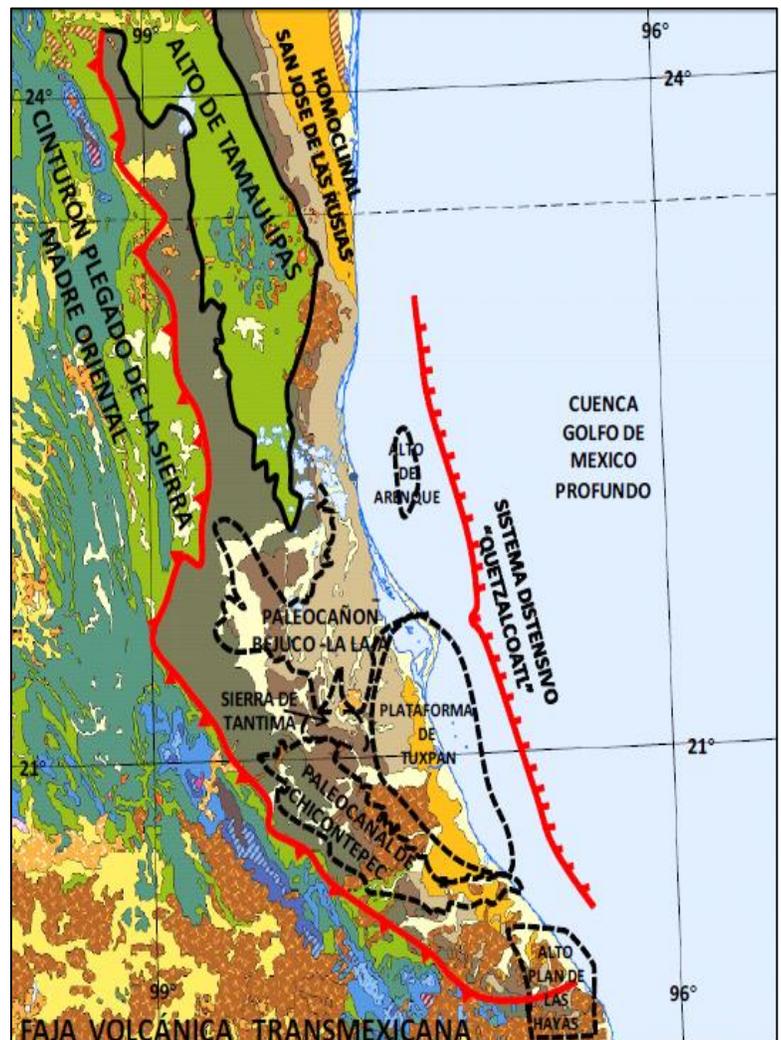


FIG. 3 Elementos tectónicos de la provincia petrolera Tampico - Misantla.

Fuente: PEMEX Exploración - Producción.

2.3.1 Sistema petrolero de la cuenca Tampico - Misantla.

Por medio de estudios Geoquímicos en la Cuenca Tampico – Misantla, se identificaron rocas generadoras en los Sistemas Jurásico Inferior-Medio y Jurásico Superior Thitoniano – Kimmeridgiano - Cretácico – Paleógeno – Neógeno [6]; A continuación se presentara los estudios realizados por PEMEX (E&P) de las rocas generadoras en los Sistemas Petroleros en la Cuenca Tampico – Misantla.

Sistema Petrolero Jurásico Inferior – Jurásico Medio.

Las rocas generadoras del Jurásico Inferior-Medio son representadas por la formación Huayacocotla, éstas tienen material orgánico disperso de maduró a sobremaduró para generar hidrocarburos; Se les conocen por la presencia de lutitas carbonosas alternantes con areniscas, limolitas y calizas arcillosas de ambiente transicional marino-lacustre, presenta un espesor variable de 50 -1150 m, siendo el espesor promedio de 400 m.

El contenido de Carbónico Orgánico Total (COT) varía entre 0.1 y 4.6 % con potencial de pobre a excelente. El Índice de Hidrógeno (IH) varía de 53 en frente de la Sierra Madre Oriental hasta 542 mg HC/g COT hacia oriente predominando valores menores a 300, lo que corresponde a una mezcla de kerógenos II/II precursor de gas y aceite.

Aunque es muy probable que las lutitas del Jurásico Inferior-Medio no sea la roca generadora predominante de los hidrocarburos de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, ésta se considera que provee los aceites y gases acumulados en las areniscas y limolitas del Jurásico Medio.

Este Sistema Petrolero se ubica en el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, en el cual se muestra en la **FIG. 4**.

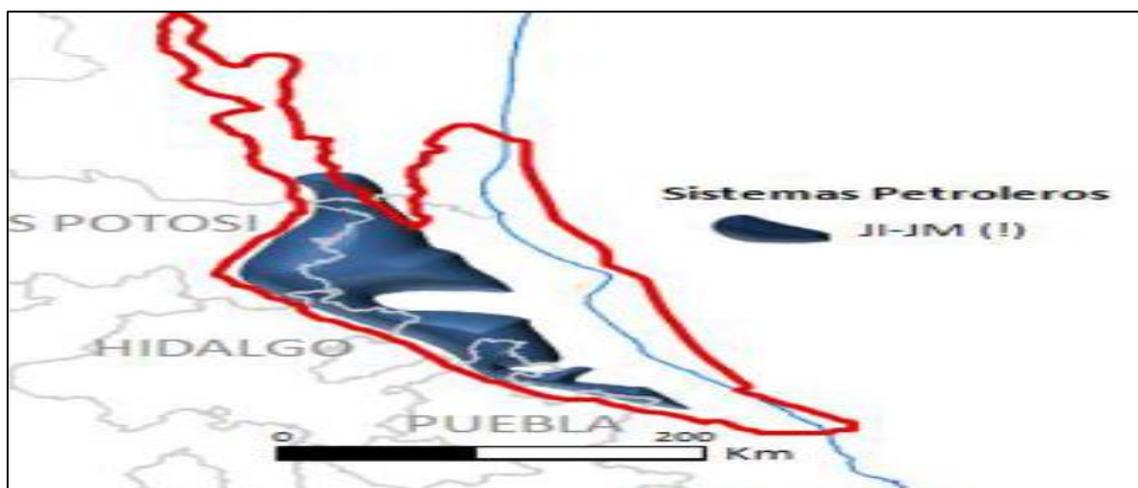


FIG. 4 Sistema Petrolero Jurásico Inferior – Jurásico Medio de la provincia petrolera Tampico-Misantla
Fuente: PEMEX Exploración - Producción.

Sistema Petrolero Tithoniano – Kimmeridgiano – Cretácico – Paleógeno – Neógeno.

Las rocas generadoras del Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno están relacionadas con las formaciones Santiago, Taman y Pimienta de edad Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano respectivamente, este último es el principal subsistema generador de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla.

Las rocas del Jurásico Superior están representadas por calizas arcillosas del ambiente marino de cuenca, su distribución regional abarca toda la cuenca, el espesor promedio de estas rocas generadoras es de 550 m.

Estas rocas han sido caracterizadas por varias técnicas geoquímicas, las cuales indicaron que la formación Santiago (Oxfordiano) tiene el mayor potencial remanente en el sur de la cuenca, mientras Tamán (Kimmeridgiano) y Pimienta (Tithoniano) predominan en su porción norte.

Las rocas generadoras del Jurásico Superior (Oxfordiano a Tithoniano) han sido englobadas por qué en todas ellas se ha reconocido intervalos importantes de riqueza orgánica que proveen aceite y gas, y a su vez presentan arcillosidad en rocas matriciales, esto se puede apreciar en el **Anexo 2** presenta la distribución de rocas generadoras presentes las lutitas en diversas cuencas petroleras ubicadas en región norte.

Es necesario saber que es difícil diferenciar el aporte de cada una de las rocas generadoras, por la cual se estudia de manera individual las características geoquímicas de cada roca generadora.

Roca generadora: Jurásico Superior Oxfordiano (formación. Santiago)

Constituido por lutitas carbonatadas negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, mudstones arcillo-piritizados y horizontes con nódulos calcáreos. Sus espesores varían entre 10 y 755 m. El COT y de Hidrocarburos potenciales (S₂) varía entre regular y excelente, 0.5-6.3% y 0.2-39.1 mg/g. El kerógeno original predominante es del tipo II que va desde maduro hasta sobremaduró. El índice de Hidrógeno (IH) está entre 21 y 1079.

Roca generadora: Jurásico Superior Kimmeridgiano (formación Tamán)

Compuesto por mudstones arcillosos, lutitas calcáreas laminares y escasas limolitas, de manera general de buena estratificación. Sus espesores varían entre 3 y 998 m. El COT se encuentra entre 0.1 y 5.4%, mientras los valores de S₂ fluctúan entre 15 y 925 mg/g.

Roca generadora: Jurásico Superior (formación Pimienta)

Compuesta por mudstones arcillosos negros, ligeramente piritizados, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal. Sus espesores varían entre 3 y 485 m.

El COT se encuentra entre 0.4 y 6.5% y el S2 entre 0.2 y 43.4 mg hc/g Cot. El IH varía entre 18 y 959. La riqueza orgánica está relacionada con el kerógeno una tendencia de madurez de los tipos I y II, encontrándose dentro de la ventana de aceite.

Mediante estos estudios se plantea que las áreas del sistema petrolero Thitoniano – Kimmeridgiano – cretácico – paleógeno – neógeno es la roca generadora es principalmente del Jurásico Superior Tithoniano.

Este sistema se ubica en los límites al sur de Tampico, al Occidente de Poza Rica, al oriente de la plataforma continental del Golfo de México, en el extremo sur del Alto de Tamaulipas, y en el paleocanal de Chicontepec, este sistema se puede apreciar en la **FIG. 5**.

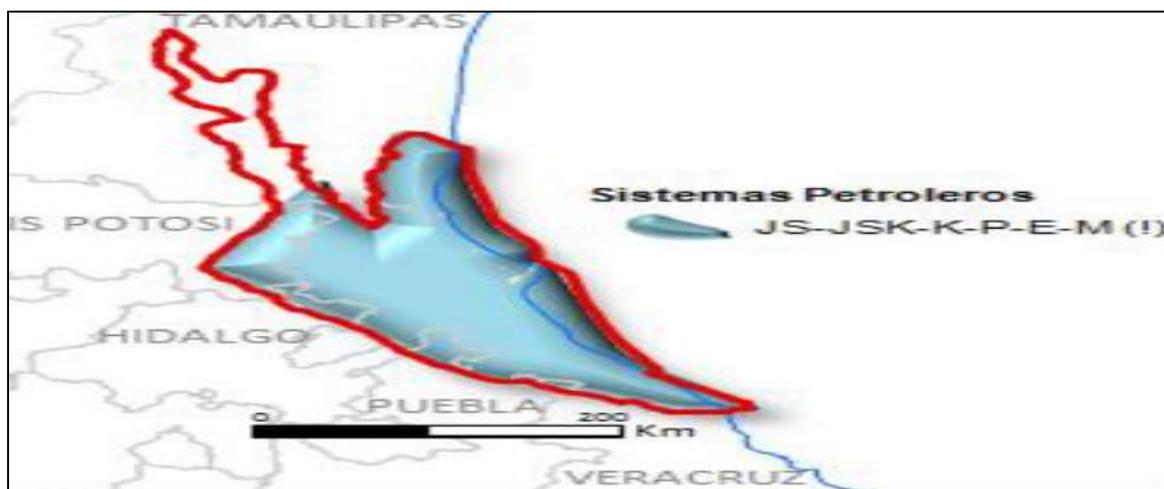


FIG. 5 Sistema petrolero Tithoniano – Kimmeridgiano – Cretácico – Paleógeno – Neógeno de la provincia petrolera Tampico-Misantla

Fuente: PEMEX Exploración - Producción.

Las rocas generadoras del Tithoniano que yacen en superficie, se le denominan de diversas maneras, debido a que depende de la ubicación geográfica, en el norte a esta roca generadora se le conoce como la formación La Casita, en el centro-oriental del país se le conoce como formación Pimienta, en el sureste formación Tepexilotla y en el sur formación Malpaso.

2.3.2 Marco estratigráfico de las formaciones.

La columna sedimentaria de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, descansa discordantemente sobre un basamento que subyace discordantemente la formación Huayacocotla en la porción occidental, en la porción oriental la formación Cahuasas y a la formación Huizachal del Triásico en las áreas adyacentes al Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental [7].

Durante el Jurásico Medio inicia la depositación de los sedimentos de la formación Huehuetepec relacionados con la apertura del Golfo de México. En el Calloviano, se estableció un ambiente de plataforma abierta representada por la formación Tepexic, que posteriormente gradúa verticalmente en la formación Santiago, que corresponde a una de las secuencias generadoras de hidrocarburos en la cuenca.

Entre tanto, en el Kimmeridgiano continua el depósito el sedimento de aguas profundas en los depocentros y en los altos de basamento se desarrollaron plataformas con depósitos de cuerpos formados de la formación San Andrés.

El depósito de la formación San Andrés se llevó a cabo en un ambiente de alta energía posiblemente sobre una plataforma tipo rampa, formando depocentros de la cuenca donde se depositan los sedimentos de las formaciones Chipoco y Tamán de ambientes de rampa media a externa respectivamente.

Las formaciones San Andrés, Chipoco y Tamán sobreyacen en forma concordante a la secuencia del Oxfordiano. Una nueva transgresión provoca que las facies de la formación Tamán cubran a las formaciones Chipoco y San Andrés, para pasar posteriormente en el Tithoniano a las facies de la formación Pimienta.

A principios del Tithoniano culmina la formación Tamán, que cambia gradualmente a la formación Pimienta, estos depósitos cambian transicionalmente hacia algunas porciones de la Plataforma de Tuxpan donde se encuentra la formación La Casita. Toda la secuencia comprendida del Jurásico Medio al Tithoniano corresponde a un sistema transgresivo de segundo orden, sobre esta secuencia se encuentra la formación Tamaulipas Inferior.

Durante el Cretácico Medio y el Cretácico Tardío, se deposita una secuencia tectonoestratigráfica de margen pasiva, siendo en el Cretácico Tardío se presentan formaciones Tamabra y Tamaulipas superior. A finales del Cenomaniano y principios del Turoniano se depositaron la formación Agua Nueva, San Felipe y Mendez.

Y finalmente en el Neógeno se depositaron las formaciones Guayabal, Chapopote-Tantoyuca, Palma Real Inferior, Palma Real Superior, Coatzintla, Escolín y Tuxpan, por medio de una tectonosecuencia de margen pasivo. La secuencia de la columna estratigráfica de la Cuenca Tampico Misantla se muestra en la **FIG. 6**, en donde se puede observar la formación Pimienta.

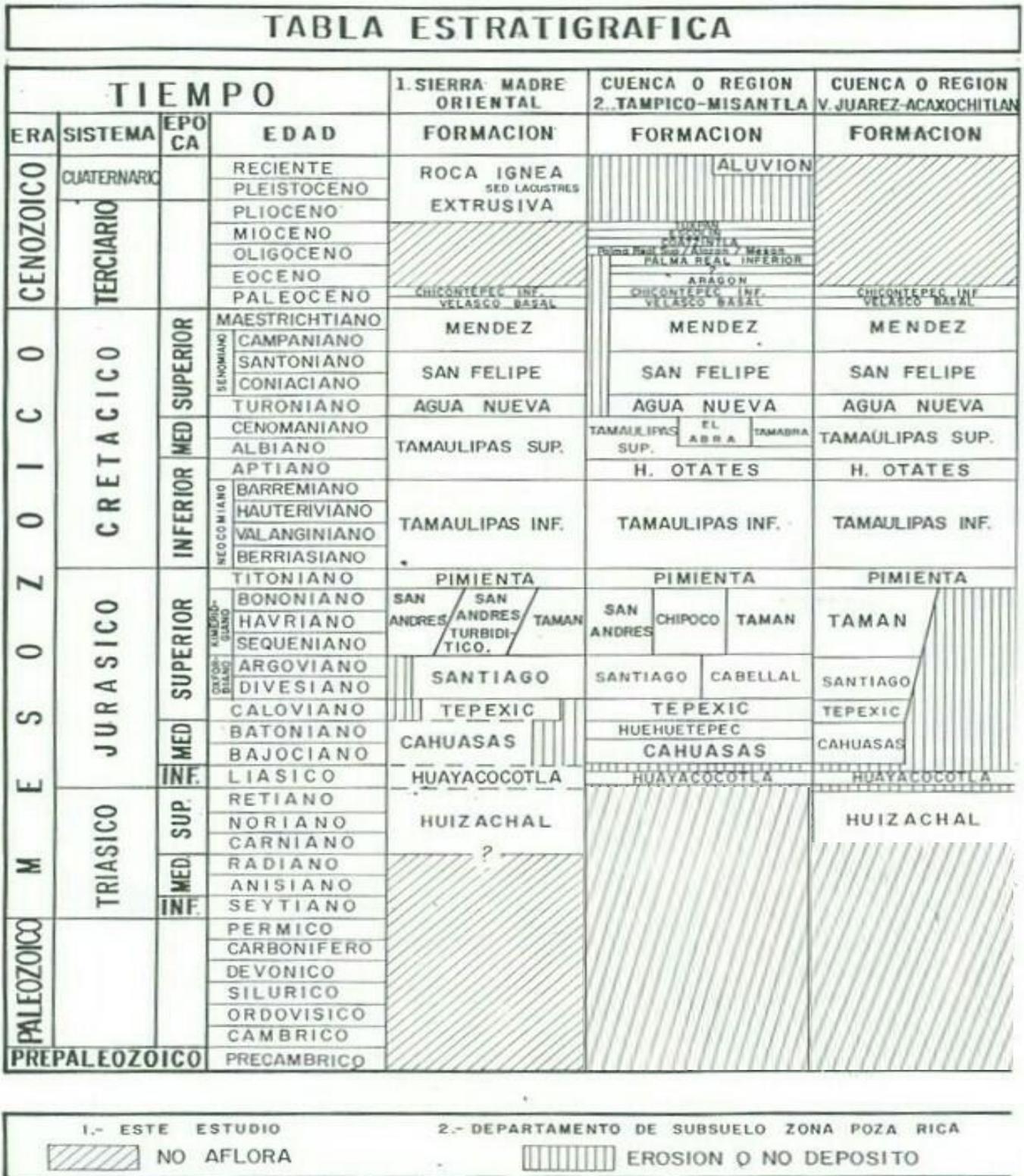


FIG. 6 Columna estratigráfica de la provincia petrolera Tampico – Misantla.

Fuente: Olivella Ledezma UNAM DEPI abril/93.

2.4 Formación Pimienta.

La formación Pimienta es una unidad calcáreo-arcillosa, diversos autores y estudios la consideran la principal roca generadora de México, en específico en la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, donde PEMEX (Petróleos Mexicanos) ha realizado estudios y al analizar el potencial de esta roca generadora, se estableció que es un yacimiento no convencional de hidrocarburos de aceite y gas en lutitas.

2.4.1 Columna geológica.

El conocimiento de la columna geológica en donde se encuentra la formación Pimienta, es generada por los trabajos realizados en el Pozo C-14, brindándonos información acerca de las secuencias litológicas de las rocas sedimentarias relacionadas con la formación Pimienta. La Columna Geológica programada, se generó durante la operación de Perforación del pozo C-14 con una profundidad de 2081 m, apreciándose en la **Tabla 4** y se visualiza en el **Anexo 3**.

TABLA 4. COLUMNA GEOLÓGICA DEL POZO C-14. (PEMEX).

Formación	Profundidad Vertical (m.v.b.n.m)	Profundidad Vertical (m.v.b.m.r)	Profundidad Desarrollada (m.d.b.m.r)	Espesor (m)	Litología.
<i>Palma real Superior</i>	6	Aflora	Aflora	1056	Margas de color gris verdoso, trazas de bentonita y lutita gris.
<i>Méndez</i>	1062	1074	1101	114	Caliza gris claro. Arcillosas muy escasos fragmentos de lutita negra lig. Carbonosa, eventuales fragmentos de bentonita gris
<i>San Felipe</i>	1176	1188	1224	80	Caliza gris claro. Arcillosas muy escasos fragmentos de lutita negra lig. Carbonosa, eventuales fragmentos de bentonita gris.
<i>Agua Nueva</i>	1256	1268	1310	68	Caliza café oscuro a negra arcillosa bandeada con lutitas negra carbonosa laminar muy escasa caliza gris arcillosa.
<i>Tamaulipas Superior</i>	1324	1328	1375	68	Caliza gris claro a crema criptocristalina muy escasos fragmentos de caliza blanca cretosa.
<i>Tamaulipas Inferior</i>	1392	1404	1456	569	Caliza blanca cremosa criptocristalina escasa calcarenitas por regular impregnación de aceite, porosa muy y eventualmente fragmentos de pedernal.
<i>Pimienta</i>	1813	1825	1909	37	Caliza café oscuro microcristalina ligeramente arcillosa con algunos fragmentos bandeados con lutita negra y esporádico pedernal café oscuro.
<i>San Andrés</i>	1850	1862	1949	123	Caliza oolíticas de grano medio fino, en matriz arcillo calcárea.

2.4.2 Descripción litológica.

La descripción litológica es la identificación detallada de las características geológicas (cemento, matriz), físicas (color, tamaño-distribución de granos, forma geométrica, grado de compactación, dureza) y mineralógicas (principales-secundarias), de la roca, tomando en consideración el tipo de roca.

El beneficio de tener conocimiento de la litología de las formaciones geológicas, nos permite entender el comportamiento de las presiones normales – anormales en la roca, que a su vez, nos ayuda a reducir los problemas durante las operaciones de perforación, y de ese modo hacer una buena planeación para alcanzar la formación objetivo.

Diversos estudios de investigación describen de diversas maneras a la formación Pimienta, esto se debe a que depende si el estudio de esta roca se haya realizado en superficie o subsuelo, dado a que esta formación se encuentra en otras provincias petroleras, permitiendo ser correlacionada de manera regional.

La formación Pimienta al realizarle un análisis litológico comparado con otra roca en otra región debe de presentar propiedades similares como litológicas, petrofísicas, paleontológicas etc., sin embargo, lo que son las características estructurales y geoquímicas varían debido al hecho que interfieren diversos factores que se sitúan dependiendo de su ubicación geográfica.

Como se mencionó en el subcapítulo 2.3.1 Columna Geológica de la zona de estudio (Pozo C-14), se tomó en cuenta para el aporte de información para la descripción litológica de la formación Pimienta, sin embargo esta se encuentra en el subsuelo; para enriquecer la información de este capítulo, tomaremos en cuenta descripciones litológicas que se hayan realizado en superficie.

Descripción litológica subsuelo.

PEMEX (2013) describe a la formación Pimienta de manera general en la Cuenca Tampico Misantla perteneciente al sistema petrolero *Thitoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno*, como una roca compuesta por mudstones arcillosos negros, ligeramente piritizados, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal. Sus espesores varían entre 3 y 485 m.

Descripción litológica en superficie.

Heim (1926) definió a la formación Pimienta como una secuencia de calizas arcillosas negras y grises oscuras estratificadas, con intercalaciones de cuerpos delgados de lutitas negras, con capas de pedernal negro y café oscuro.

Rogelio Ramos Aracén (2014) describe a la formación Pimienta como una secuencia de mudstones gris oscuro a negro con capas de mudstones arcillosos gris oscuro a negro con nódulos de pedernal de color café oscuro hay zonas donde se presentan zonas de dolomitización.

La **FIG. 7** presenta al ingeniero Rogelio Ramos Aracén dando una explicación geológica de los afloramientos de formaciones, como la formación Pimienta, en el estado de Hidalgo.



FIG. 7 Ingeniero en Geología Rogelio Ramos Aracén.

Fuente: Autor.

2.4.2.1 Descripción litológica de muestras de afloramiento.

Como se había mencionado anteriormente las diversas descripciones litológicas de la formación Pimienta son similares; Para corroborar las perspectivas litológicas que se tiene de la formación, presentaremos imágenes del afloramiento de esta formación y muestras con sus respectivas descripciones geológicas.

El afloramiento de la formación Pimienta proviene del *Sistema Petrolero Jurásico Inferior-Jurásico Medio, perteneciente de la Cuenca Tampico-Misantla*, se ubica en el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, localizándose en el municipio de Huehuetla en el Estado de Hidalgo. En la **Tabla 5** se presentan los datos generales de la ubicación del afloramiento de la formación Pimienta.

TABLA 5 DATOS GENERALES DE LA UBICACIÓN DEL AFLORAMIENTO DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.	
Estado en donde aflora la formación:	Edo. Hidalgo
Municipio en donde aflora la formación:	Huehuetla
Población en donde aflora la formación:	El Padhi
Altura de terreno sobre el nivel del mar(m):	925 m
Zona UTM:	14 Q
Coordenadas geográficas UTM:	Norte= 2256425.00m N Este = 590545.00m E



El afloramiento se localiza en el rumbo que va de los poblados de Sn Clemente – Los Planes sobre la carretera federal No. 53; La **FIG. 8** muestra la referencia de ubicación del afloramiento.



FIG. 8 Ubicación del afloramiento de la formación Pimienta en el Municipio Huehuetla en el Estado Hidalgo.

El afloramiento se presenta en un corte carretero del Cerro El Padhi, mostrándose en la ladera del Cerro sobre la carretera No. 53, el cual se presenta en las **FIG. 9** y la **FIG. 10**.



FIG. 9 Afloramiento Carretera No 53 de la formación Pimienta primera sección.

Fuente: Autor.



FIG. 10 Afloramiento Carretera No 53 de la formación Pimienta segunda sección.

Fuente: Autor.

A continuación por medio de las **FIGS. 11, 12 y 13**, se presentaran imágenes en donde se podrá apreciar a la Formación Pimienta en el afloramiento. La **FIG. 11** exhibe la presencia de rocas Calizas grises con delgadas intercalaciones de Lutitas de esquisto.



FIG. 11 Afloramiento de Calizas con intercalaciones de Lutitas de esquisto.

Fuente: Autor.



La **FIG. 12** muestra la representación del grosor de las intercalaciones de Lutitas en el afloramiento, estimando por medio de objetos utilizados durante la expedición, en donde la toma 1 exhibe un grosor de 34 mm de Lutitas semejante al mango de una pica, la toma 2 presenta un grosor de 28 mm de Lutitas semejante al diámetro de una moneda de 10 pesos mexicanos, y la toma 3 expone un grosor de 52 mm de Lutitas semejante al grosor de un GPS.

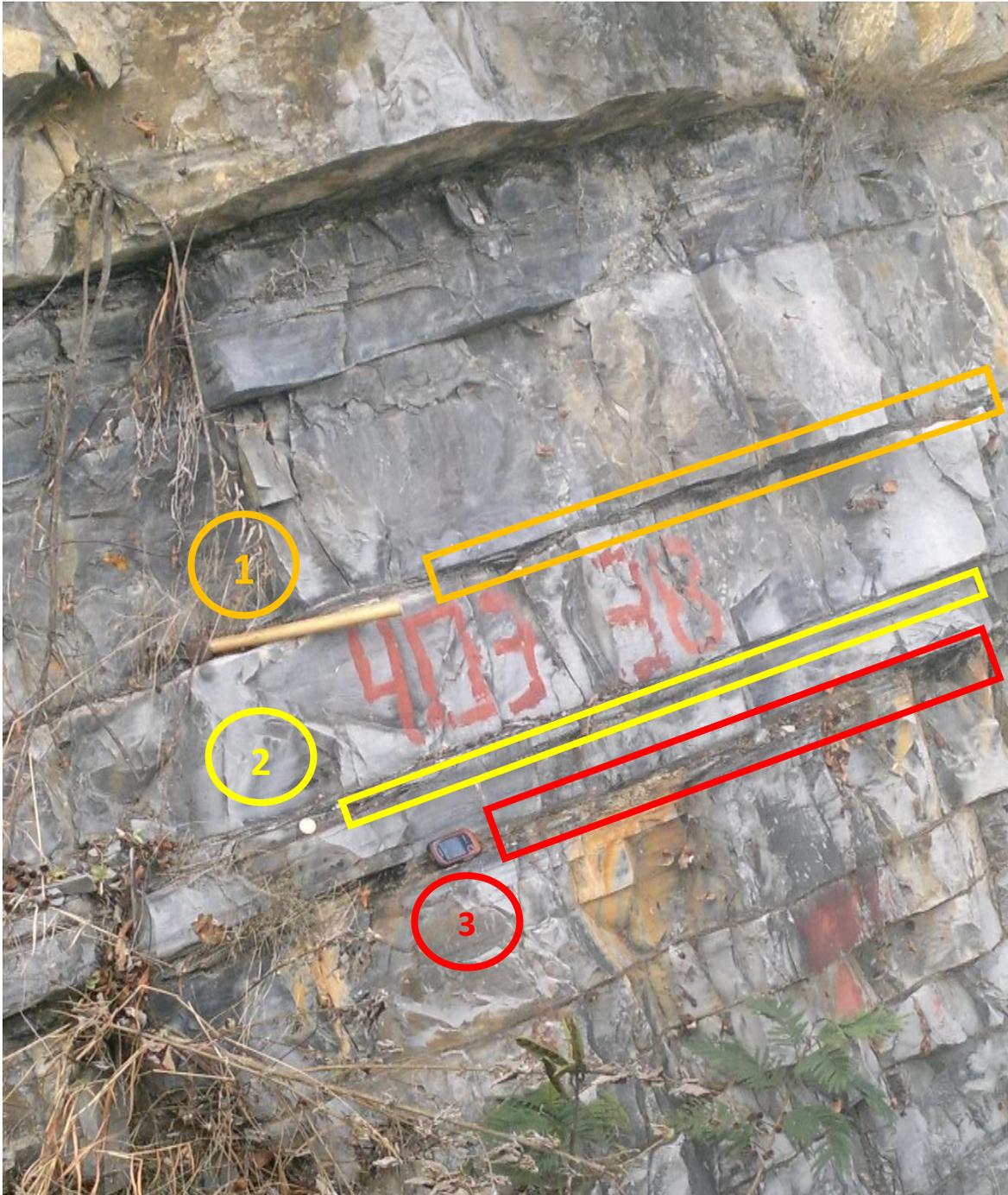


FIG. 12 Representación del grosor de Lutitas en el afloramiento de la formación Pimienta.

Fuente: Autor.

La **FIG. 13** muestra la perspectiva de los componentes litológicos de la formación Pimienta tal y como son los nódulos de pedernal.



FIG. 13 Apreciación de la formación Pimienta en afloramiento.

Fuente: Autor.

La **FIG. 14** muestra una apreciación más clara de las Lutitas en la formación Pimienta por medio de una moneda de 10 pesos.



FIG. 14 Apreciación de las Lutitas negras en la formación Pimienta.

Fuente: Autor.



La **FIG. 15** muestra una los esquistos de lutitas negras y con pigmentos rojos por presencia de hierro y hematitas, y a su vez este grosor es semejante a una moneda de 10 pesos.



FIG. 15 Espesor de 30 mm de Lutitas Negras en el afloramiento de la formación Pimienta.

Fuente: Autor.

Análisis de las muestra de afloramiento de la formación Pimienta.

Los estudios para conocer el potencial de un yacimiento requieren de muestras del subsuelo para ser caracterizada y de ese modo conocer su potencial y plantear estrategias para su futura explotación; Pero en el caso de este proyecto no se contó con muestras de subsuelo, sin embargo se tomaron muestras del lugar del afloramiento permitiendo un análisis correlativo de la integración de rocas que conforman la formación Pimienta en la PPTM.

Las muestras de los componentes litológicos de la formación Pimienta en el afloramiento fueron utilizadas para hacer una descripción litológica la cual son de valiosa información, permitiéndonos que la información recabada, pueda ser respaldada y corroborada al realizarles estudios geológicos, petrofísicos y geoquímicos, siendo útiles como estudios de caracterización al no contar con muestras de subsuelo.

Es posible afirmar que la mayoría de las características que presenta la formación Pimienta en afloramiento presentan continuidad en el subsuelo, aun así las condiciones de rocas han sido alteradas estas se encuentran en relación debido a su ambiente de depósito y los sedimentos que se hayan depositada en la formación. Para una mejor apreciación este análisis se realizara por medio de muestras.

Muestra 1.

Por medio de la **FIG. 16**, se presenta una roca Caliza semi arcillosa de color gris claro, con una ligera pigmentación amarilla anaranjada por la presencia de arcilla amarillo claro en superficie intemperizada. A su vez, entre los estratos de caliza, se presentan nódulos de pedernal de color negro oscuro con apariencia vítrea. Esta roca es la que mayor abundancia presenta.



FIG. 16 Muestra 1: Roca Caliza arcillosa grisácea con presencia de nódulos de pedernal oscuro.

Fuente: Autor.

Muestra 2.

Por medio de la **FIG. 17**, se presenta un conjunto de intercalaciones de capas delgadas de Lutitas de color negro y gris oscuro en superficie intemperizada. En la parte de la base de esta muestra se encuentra relacionada con roca Caliza gris (la cual no se puede apreciar), y en la cima se aprecia parte de limolitas, por medio de una capa superficial de color café amarillento.



FIG. 17 Muestra 2: Roca integrada de capas de Lutitas Negras con presencia de Limolita en la Cima.

Fuente: Autor.

2.4.3 Características geológicas.

El conocimiento de los eventos geológicos de las formaciones propicia un mejor entendimiento de la columna litológica de rocas, la cual están divididas en estratos; a pesar de presentarse en plegamientos; las rocas presentan diversas características, debido a que pertenecen a diferentes épocas, naturaleza de sedimentos y ambientes de depósitos.

Las características de la formación Pimienta fueron descritas por la revisión de los Geólogos López – Palomino, y Piña – Arce en los meses de marzo – abril del 2007 por parte de SGM (Servicio de Geólogos Mexicanos), esta información se presenta en la **Tabla 6**.

TABLA 6. CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA GENERADORA JÚRASICO SUPERIOR TITHONIANO PIMIENTA (SOCIEDAD DE GEOLOGOS MEXICANOS 2007).	
(Características)	Roca generadora Jurásico Superior Tithoniano (Pimienta)
<i>Nomenclatura</i>	Formación Pimienta (Heim 1926).
<i>Localidad</i>	Localizado en el poblado La Pimienta, sur poniente del Tamán, San Luis Potosí (Suter, 1990).
<i>Descripción Litológica.</i>	Mudstones y Wackestones arcilloso, de color negro a gris oscuro, con lutitas calcáreas laminares y negras ricas en materia orgánica. Con presencia de lentes y nódulos de pedernal negro (PEMEX, 1988).
<i>Espesores</i>	Los espesores de esta unidad varían desde unos 60 hasta 300 y 500 m, y en subsuelo reportan 86 m (PEMEX 1988).
<i>Relaciones Estratigráficas.</i>	El contacto inferior es concordante con sedimentos de edad Kimmeridgiano, el contacto superior también es concordante con la Formación Tamaulipas Inferior. (PEMEX 1988).
Contenido Paleontológico	Presenta gran cantidad de amonitas de importancia bioestratigráfica (Cantú – Chapa 1971).
Edad	Edad de Tithoniano temprano al Tithoniano tardío (López – Caballero 2006).
<i>Ambiente de depósito</i>	Ambiente de plataforma sumergida inestable, de aguas tranquilas, claras y salinidad normal (Aguilera, 1972).
<i>Correlación</i>	Formación La Casita (López – Ramos 1979) y (Olóriz et al 2003).
Importancia Económica	Debido a su alto contenido orgánico, los mudstones y wackestones, así como las lutitas negras carbonosas, han sido consideradas como una de las principales rocas generadoras de hidrocarburos en las cuencas Burgos, Tampico – Misantla, Veracruz y del Sureste (PEMEX 1988).

Capítulo III: Análisis de los registros geofísicos en el Pozo C-14.

3.1 Análisis de registros geofísicos.

Los registros geofísicos obtenidos para caracterizar a la formación Pimienta provienen del Pozo C-14, localizado en el estado de Tamaulipas, aproximadamente a 25 km al NW de la Ciudad de Tampico, integrando al campo Tamaulipas, en el Activo Poza Rica – Altamira; La ubicación del Pozo C-14 se muestra en la **FIG. 18** y los datos del pozo se presentan en la **Tabla 7**.

Estos registros geofísicos nos brindaran información como las propiedades y el contenido que posee la formación Pimienta, los registros que se obtuvieron fueron del tipo Rayos Gama, Sónico, Resistivo, Densidad y Neutrón Compensado; Estos registros serán analizados en función de la información de la Enciclopedia de Perforación de PEMEX UPMP 2000.

Tabla 7 Datos generales del pozo C-14.		
Altura del terreno sobre el nivel del mar (m):	6 m	
Altura de la mesa rotaria sobre el terreno (m)	6 m	
Elevación de la mesa rotaria (m)	12 m	
Coordenadas UTM conductor:	X = 610,281.00m.	Y = 2,484, 242 .00m.
Coordenadas geográficas UTM:	Lat.= 22° 27' 44.094" N	Long. = 97° 55' 41.358" W
Coordenadas UTM a la Profundidad Total:	X =610,805.00	Y = 2, 484,284.00.

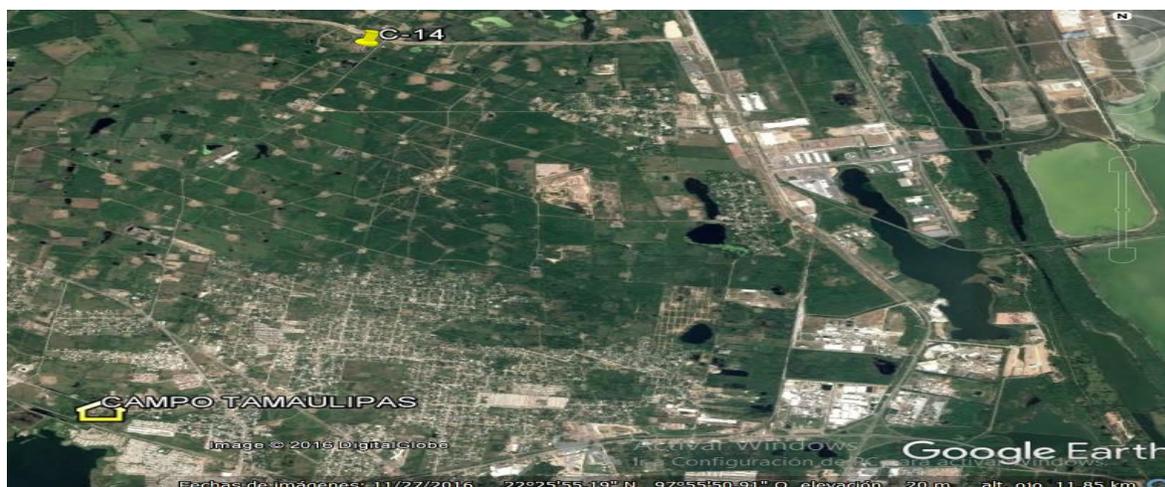


FIG. 18 Ubicación de las coordenadas geográficas del Pozo C-14 en el Campo Tamaulipas.

Fuente: PEMEX Exploración - Producción.

3.2 Diagrama de flujo del manejo de registros geofísicos.

A pesar de que se tienen sistemas computarizados para interpretar los datos, es necesario analizar de manera minuciosa y precisa las respuestas de los registros, tal y como se presenta en la **FIG. 19**, la cual muestra un esquema de la manera en que se analizarán las respuestas de los registros geofísicos.

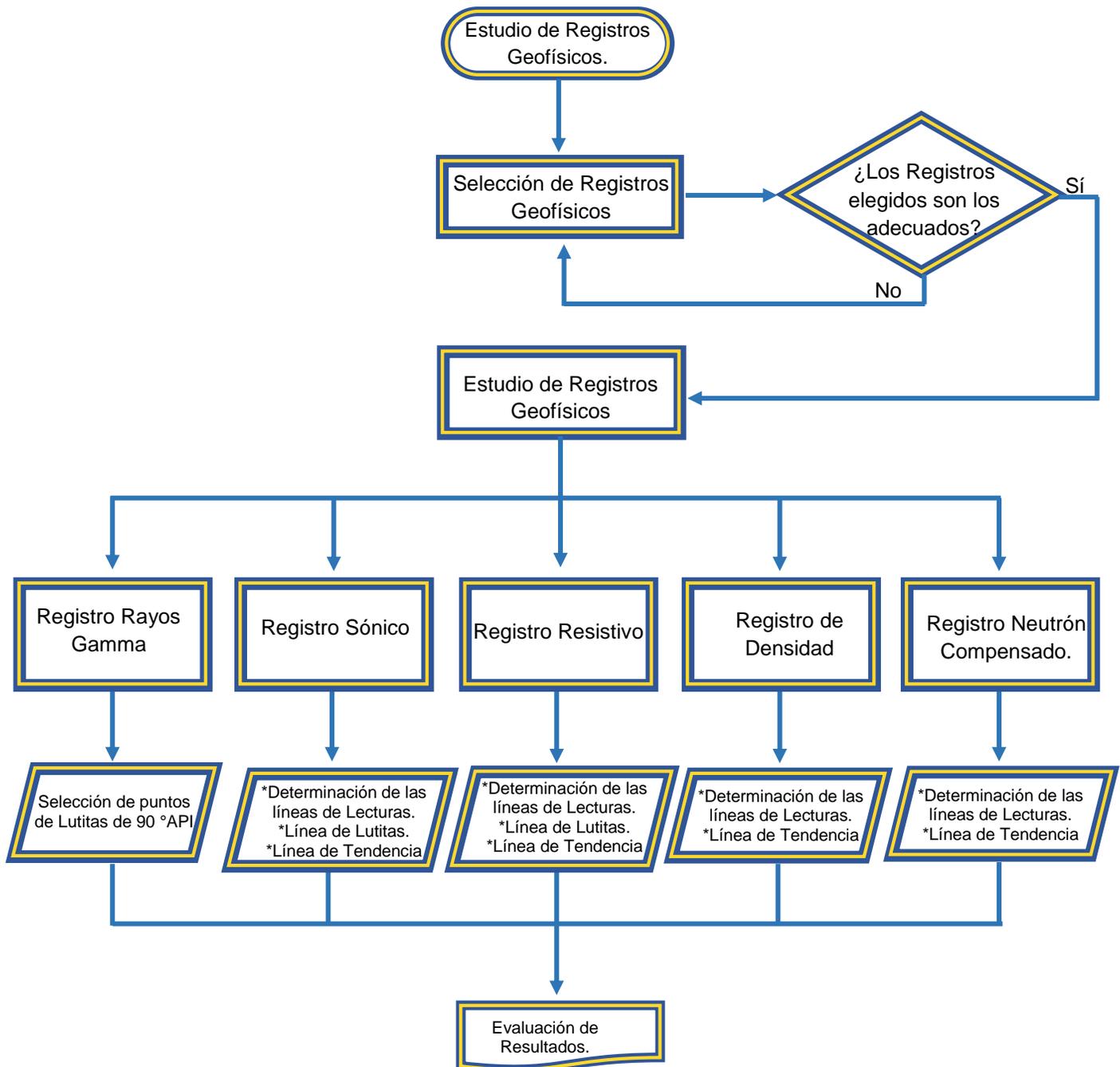


FIG. 19 Metodología para el análisis de registros geofísicos.

Fuente: Autor.

3.3 Estudio de los registros geofísicos.

Para el estudio de los registros geofísicos se construyó una Tabla de respuesta general matricial, debido a que existen diversas mediciones con ciertas variaciones. Las mediciones de los registros geofísicos se recopilaron de manuales y apuntes técnicos análisis, generadas por **Tabla 8** (Baker – Hughes), **Tabla 9** (Schlumberger) y **Tabla 10** (UNAM – DICT).

La finalidad de contar con una tabla de respuesta general matricial, es tener un material de apoyo que nos sirva para conocer las diversas perspectivas de las formaciones a partir de los valores característicos matriciales que presenten los registros geofísicos.

TABLA 8. RESPUESTA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE LA ROCA MATRIZ (BAKER – HUGHES).

<i>Litología</i>	<i>Rayos Gama</i>	<i>Densidad</i>	<i>Sónico</i>	<i>Neutrón</i>	<i>Resistivo</i>
Arenisca	Bajo	2.65	53	-4	Alto
Caliza	Bajo	2.71	47.5	0	Alto
Lutita	Alto	2.2 – 2.7	50 – 150	Alto	Bajo
Dolomita	Bajo	2.87	43	+4	Alto
Anhidrita	Bajo	2.98	50	-1	Muy Alto

TABLA 9. RESPUESTA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE LA ROCA MATRIZ (SCHLUMBERGER).

<i>Litología</i>	<i>Rayos Gama API</i>	<i>Densidad g/cm³</i>	<i>Sónico Δt_{ma}[us/ft]</i>	<i>Neutrón %</i>	<i>Resistivo (Ohm)</i>
Arenisca	<30	2.65	51 – 55	<20	10–10 ⁴
Caliza	<20	2.71	47.5	0	300–10 ⁴
Lutita	80 – 300	2.2 – 2.7	<90	30 – 45	20 – 200
Dolomita	<30	2.85	43	10	100 – 1000

TABLA 10. RESPUESTA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE LA ROCA MATRIZ (UNAM –DICT)

<i>Litología</i>	<i>Densidad g/cm³</i>	<i>Sónico Δt_{ma}[us/ft]</i>	<i>Neutrón %</i>
Arenisca	2.65	55	<2
Caliza	2.71	46	0
Dolomita	2.87	42	>2
Anhidrita	2.98	50	<20

El desarrollo de la **Tabla 11** siendo una repuesta general matricial de registros geofísicos que se generó a partir del análisis de las tablas anteriores, los cuales nos servirá para medir los registros geofísicos del pozo C-14.

TABLA 11. RESPUESTA GENERAL DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE LA ROCA MATRIZ.					
Litología	Rayos Gama API	Densidad g/cm ³	Sónico Δt_{ma} [us/ft]	Neutrón %	Resistivo Ohm
Arenisca	<30	2.65	54	<20	10–10 ⁴
Caliza	<20	2.71	47	0	300–10 ⁴
Lutita	80-300	2.2 – 2.7	55 – 150	30 – 45	20 – 200
Dolomita	<30	2.87	43	10	100 – 1000

Los registros geofísicos que se obtuvieron en el pozo C-14 fueron del tipo Rayos Gama, Sónico, Resistivo, Densidad y Neutrón Compensado, apreciándose en la **FIG. 20**, el cual proporcionarían información como las propiedades y el contenido que posee la formación Pimienta; Estos registros serán analizados respecto a la información proporcionada de la Enciclopedia de Perforación de PEMEX UPMP 2000.

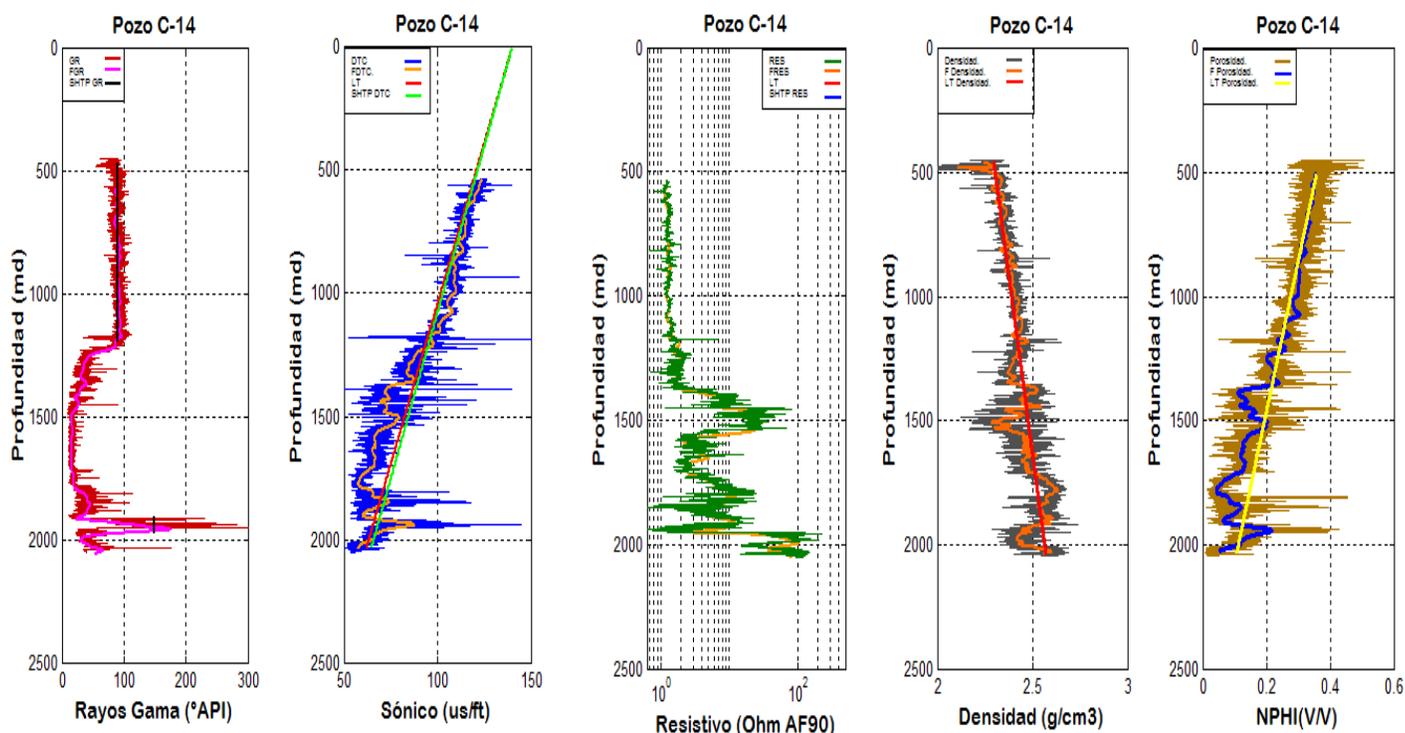


FIG. 20 Conjunto de registros geofísicos del pozo C-14.

Fuente: Autor.

3.3.1 Registro de rayos gama.

El objetivo del análisis del Registro de Rayos Gama es determinar las zonas de lectura con mayor presencia de arcillas, midiendo la radiación natural de las rocas relacionado a la presencia de radiactividad del Uranio (U), Potasio (K) y Torio (Th); estas mediciones se presentan en escalas que va de 0 a 150 grados API (American Petroleum Institute).

Este registro nos facilitara el reconocimiento de las rocas, para ello se utilizaron tres tipos de lecturas como son:

1. GR, lectura del registro rayos gama (color Rojo).
2. FGR, lectura del registro rayos gama filtrado (color Rosa).
3. LTCN, línea de presencia de los puntos con presencia de lutitas (color Negro).

3.3.1.1 Análisis del registro de rayos gamma en la formación Pimienta.

El Registro de Rayos Gama realizado en el pozo C-14, presentado en la **FIG. 21**, exhibe zonas de altas lecturas de radioactividad, que al ser analizada con la **Tabla 11** (Respuesta general de Registros Geofísicos), asumimos que la lectura de alta radioactividad se interpreta como zonas de lutitas.

La zona donde se estableció la línea de lutitas, presenta un comportamiento continuo, con una lectura de GAPI (Grados API) que oscila en 91.08 GAPI desde 449.3 a 1214 m de profundidad; esta zona esta conformada por las formaciones Palma Real Superior, Méndez, San Felipe, Agua Nueva y parte de la Tamaulipas Superior.

Sin embargo en profundidades de la formación Pimienta (1914 a 1950 m) se presentó una zona de altos valores de radioactividad, con un comportamiento divergente. Sin embargo, estas lecturas tienen un comportamiento aleatorio, debido a que existen medidas de grandes valores y otros bajos. Por esta razón es necesario establecer una serie de mediciones de las lecturas del registro de rayos gama.

La lectura promedio de los registros de rayos gama en la formación Pimienta es de 132 GAPI, obteniéndose de manera de valor promedio; Pero aplicando la técnica de filtrado de lecturas la medición promedio fue de 85 °API.

Es necesario tomar en cuenta que la formación Pimienta que a pesar que se estableció una línea de lutitas, debido a que presenta un comportamiento divergente, por el hecho de ser presentar intercalaciones de lutitas calcáreas, le dificulta establecer una línea de lectura continúa.

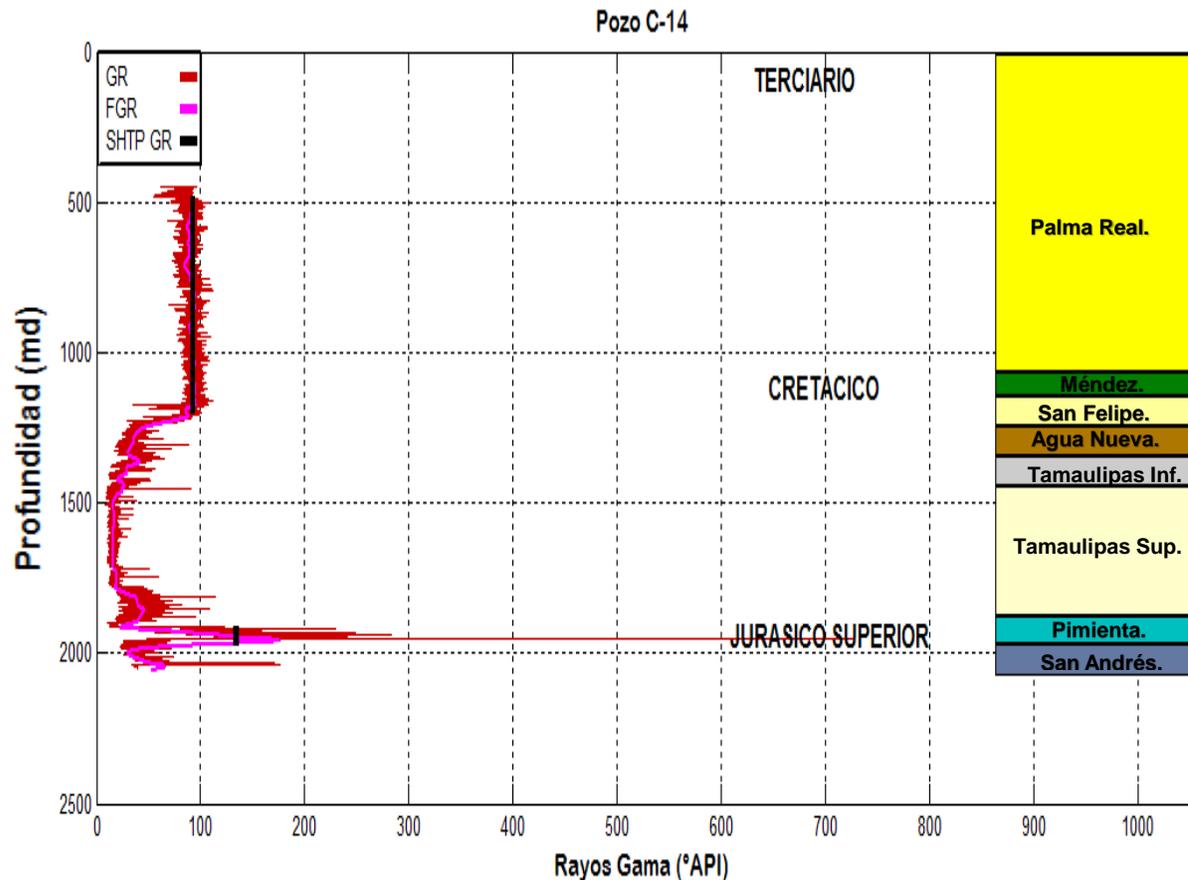


FIG. 21 Registro Rayos Gama pozo C-14. Fuente: Autor.

3.3.2 Registro sísmico

El Registro Sísmico mide la capacidad que tiene una roca para permitir el tiempo de tránsito acústico a través de ella, la cual son lecturas de compresión sísmica influenciadas por la litología y compactación de las rocas, su medición está en una escala de 40 a 140 us/m, estas mediciones dependen del ambiente acústico de la formación.

La información proporcionada por este registro será útil para determinar las propiedades mecánicas de la formación, estimación de zonas de presión anormal y visualizar el comportamiento de la porosidad respecto al mecanismo de compactación.

El Registro Sísmico realizado está integrado por las siguientes mediciones:

1. DTC, lectura del Registro Sísmico compresional (color Azul).
2. FDTC, lectura del Registro Sísmico compresional filtrado (color Naranja).
3. LT, línea de tendencia de Registro Sísmico (color Rojo).
4. SHTP DTC, línea de tendencia de los puntos con presencia de lutitas (color Verde).

3.3.2.1 Aplicación de registro sónico de la formación Pimienta.

El Registro Sónico realizado en el pozo C-14, presentado por la **FIG. 22**, tiene una tendencia a disminuir y a su vez muestra en ciertas profundidades un aumento de lecturas. El Registro Sónico se tiene que analizar en relación al Registro de Rayos Gama, debido a que se establece una línea de tendencia de los puntos de lutitas (línea verde), la cual hace referencia a los puntos de lutitas que se establecieron en el Registro de Rayos Gama.

La lectura del Registro Sónico en el Pozo C-14, presenta una tendencia a disminuir, iniciando con un valor de $125.1 \mu s/ft$, disminuyendo a $57.3 \mu s/ft$; Esta tendencia se presenta de 532 a 2052 m de profundidad. Sin embargo, analizando la línea de tendencia de los puntos de lutita, esta línea de tendencia establece una lectura de los puntos donde se leen las lecturas de las lutitas, el cual presentan un comportamiento de inercia a la tendencia de disminución.

Este comportamiento se ubica en profundidades del Terciario y en la formación Pimienta. Analizando el Registro de Rayos Gama en el Pozo C-14 y la línea de tendencia de los puntos de lutitas, se puede observar que coinciden que en la formación Pimienta se encuentran las lecturas más altas de tiempo de tránsito.

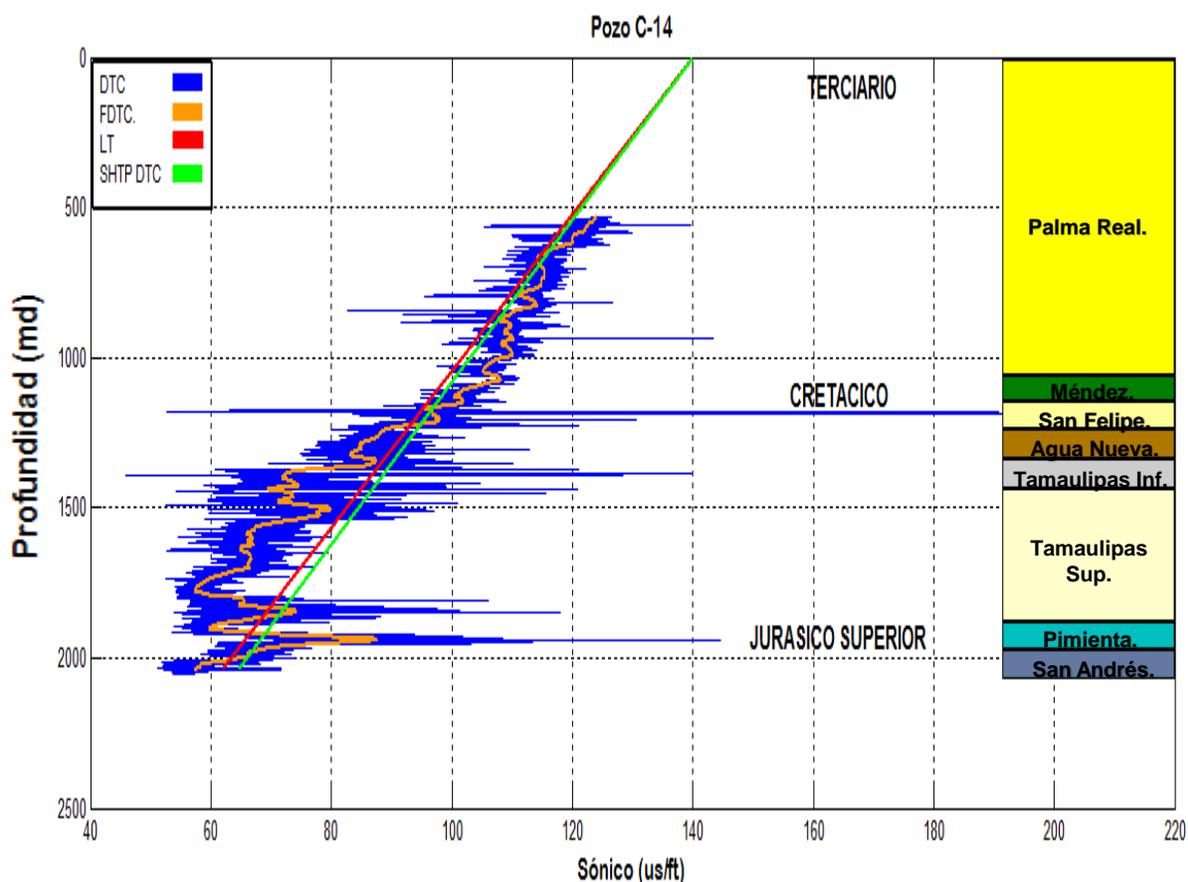


FIG. 22 Registro Sónico pozo C-14.
Fuente: Autor.

La formación Pimienta presenta variaciones de lecturas, debido a que sus lecturas son de calizas arcillosas alcanzando lecturas de lutitas, los altos valores que presentan llegan a $98.17 \mu s/ft$, midiendo el registro original. Por otro lado, tomando la medida del registro sónico filtrado, se establecen tres etapas, en donde se describe mejor el comportamiento del registro en la formación.

La primera medida va de 1910 a 1930 con un valor promedio de $69.34 \mu s/ft$ asumiendo la existencia de presencia de calizas arcillosas, y la segunda medición va 1930 a 1950 con una lectura promedio de $81.68 \mu s/ft$, asumiendo la presencia de rocas lutitas. De manera general se realizó un cálculo de datos promedio con valores del tiempo de tránsito de $77.3 \mu s/ft$ en un intervalo de profundidad de 1909 a 1950 m.

Tomando en cuenta las mediciones del registro sónico en el pozo C-14, y relacionando los valores obtenidos se establece tomando en cuenta la respuesta de registros geofísicos de la Tabla 11, la existencia de lutitas y de porosidad en la formación Pimienta.

3.3.3 Registro resistivo

Los Registros Resistivos nos permiten valorar la capacidad de resistividad de la roca y el fluido contenido en ella. Se asume que en caso de la formación contenga hidrocarburo (aceite o gas) presentará una alta resistividad; sin embargo, si la roca tiene presencia de agua salada, el registro mostrará baja resistividad. Las escalas de este registro son de 0.2 a 2000 y sus unidades son Ohms.

El Registro Resistivo está integrado por las siguientes mediciones:

1. Res, lectura del Registro Resistivo (color Verde).
2. FRes, lectura del Registro Resistivo compresional filtrado (color Naranja).
3. LT, línea de tendencia de Registro Resistivo (color Rojo).
4. SHTP Res, línea de tendencia de los puntos de presencia de lutitas (color Azul).

3.3.3.1 Análisis del registro resistivo de la formación Pimienta.

El Registro Resistivo aplicado en el pozo C-14, es presentado por la **FIG. 23**, mostrando una tendencia de aumento de resistividad, en donde se reflejan tres zonas del registro. El análisis del Registro de Resistividad se hace en función a la relación del Registro de Rayos Gama y la línea de tendencia de los puntos de lutitas que establecimos. El tipo de medición de la lectura de resistividad se estableció del modo logarítmico por los cambios variables de lecturas.

La tendencia del Registro Resistivo en el Pozo C-14, comienza con una resistencia baja de 1.178 Ohms a 614 m, y aumenta a 112.6 Ohms a 2052 m de profundidad, por lo tanto se asume que este Registro de Resistividad posee una tendencia a aumentar sus lecturas conforme se aumenta la profundidad. La aplicación de la lectura filtrada, no se recomienda por ser una medición logarítmica, por lo tanto su análisis es con la lectura de registro original.

Las lecturas de resistividad mas altas se presentan en tres Zonas, la primera zona la conforman las formaciones Tamaulipas Superior con una Resistividad promedio de 18.2 Ohms, la segunda zona esta conformada por la formación Tamaulipas Inferior con una Resistividad promedio de 9.83 Ohms, y la tercera zona la conforma la formación Pimienta con una Resistividad promedio de 22.1 Ohms. Las zonas mas representativas de todo el registro las poseen la formación Tamaulipas Superior y la formación Pimienta, por las lecturas altas de Resistividad.

Sin embargo, analizando las secciones establecidas de lutitas en el registro sónico, la tendencias se presentaron de nuevo, existe una tendencia de 1910 a 1930 m con un valor promedio de 7.44 Ohms, y otra tendencia en valor promedio de 30.61 Ohms en profundidades de 1930 a 1950 m, asumiendo que en la segunda tendencia es probable la existencia de hidrocarburo.

Finalmente, una vez analizado el Registro Resistivo del Pozo C-1 en función a los valores presentados en la **Tabla 11**, se determina que la formación Pimienta, con un valor promedio Resistivo de 16.63 Ohms en todo el espesor de la formación, esto se debe a que las lutitas presentan baja resistividad, sin embargo se percibe resistividad, por la posible presencia de hidrocarburos.

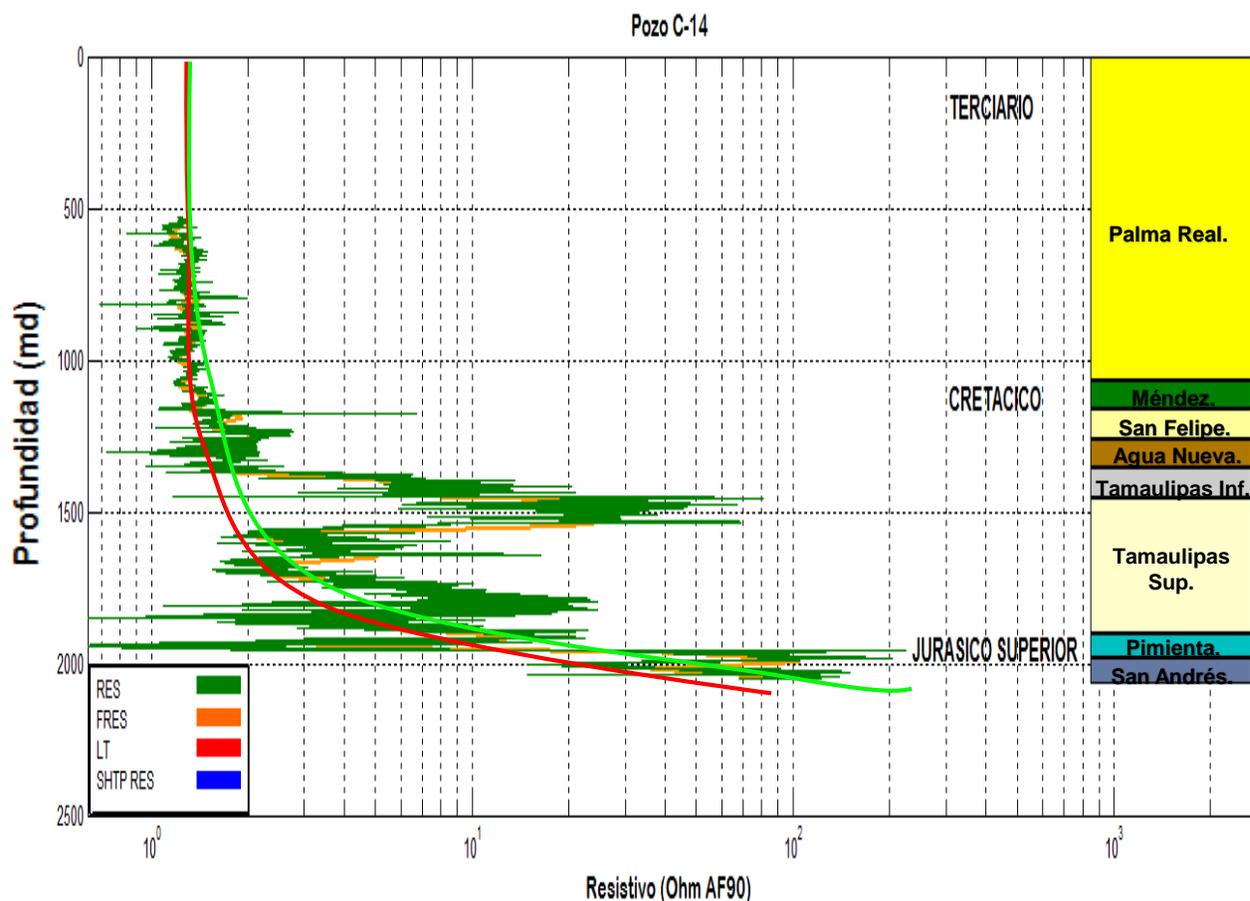


FIG. 23 Registro Resistivo pozo C-14.

Fuente: Autor.

3.3.4 Registro de densidad.

Este registro servirá para determinar la porosidad, el tipo de roca y el esfuerzo de sobrecarga que se encuentra en la formación. El Registro de Densidad mide la densidad de la roca y sus escalas de medición son de 1.95 a 2.95 en gr/cm^3 . El Registro de Densidad está integrado por las siguientes mediciones:

1. Densidad, lectura del Registro de Densidad (color Gris).
2. FDensidad, lectura filtrada del Registro de Densidad (color Naranja).
3. LT Densidad, línea de tendencia de Densidad (color Amarillo).

3.3.4.1 Análisis de registro de densidad de la formación Pimienta.

El Registró RHOB en el pozo C-14, presentó una tendencia general de aumento de densidad, inicia con un valor de 2.24 g/cm^3 aumenta a 2.63 g/cm^3 , en profundidades de 457 m a 2046 m. Sin embargo, existen tres zonas de disminución, la cual se asume la existencia de porosidad situadas en esas zonas. Este registro se puede apreciar en la **FIG. 24**.

La primera zona se presenta desde 1177 a 1342 m, con lecturas de 2.47 a 2.36 g/cm^3 , conformada por la formación Agua Nueva, con un valor promedio de densidad de 2.39 g/cm^3 . La segunda zona se presenta desde 1451 a 1549 m, con lecturas de 2.46 a 2.3 g/cm^3 , conformada por la formación Tamaulipas Superior, con un valor promedio de densidad de 2.38 g/cm^3 .

La tercera zona se presenta desde 1918 a 1968 m, con lectura de 2.6 a 2.3 g/cm^3 , conformada por la formación Pimienta, con un valor promedio de densidad de 2.49 g/cm^3 .

Analizando las lecturas de los valores promedios de estas tres zonas, se puede decir a simple observación que no varían entre sí, e inclusive que la formación Pimienta exhibe un valor alto en comparación a los valores promedio de las formaciones Agua Nueva y Tampico Inferior.

En función a la línea de tendencia de las lecturas del Registro de Densidad, se puede apreciar que la tendencia de las lecturas va en aumento conforme aumenta la profundidad; Esto sucede por la existencia de los esfuerzos de sobrecarga que ejercen una línea de la compactación de rocas, por medio de la acumulación de sedimentos con el paso de los años.

Finalmente, analizando las lecturas de porosidad con la **Tabla 11**, la formación Pimienta presenta porosidad, por lo tanto es necesario conocer los tipos de rocas que están presentes en esta formación, la cual se sabe de la existencia de rocas lutitas, pero se percibe que están alternadas con caliza. Esta información nos permitirá estudiar los esfuerzos en la roca, la propiedad mecánica y la porosidad que tiene esta formación.

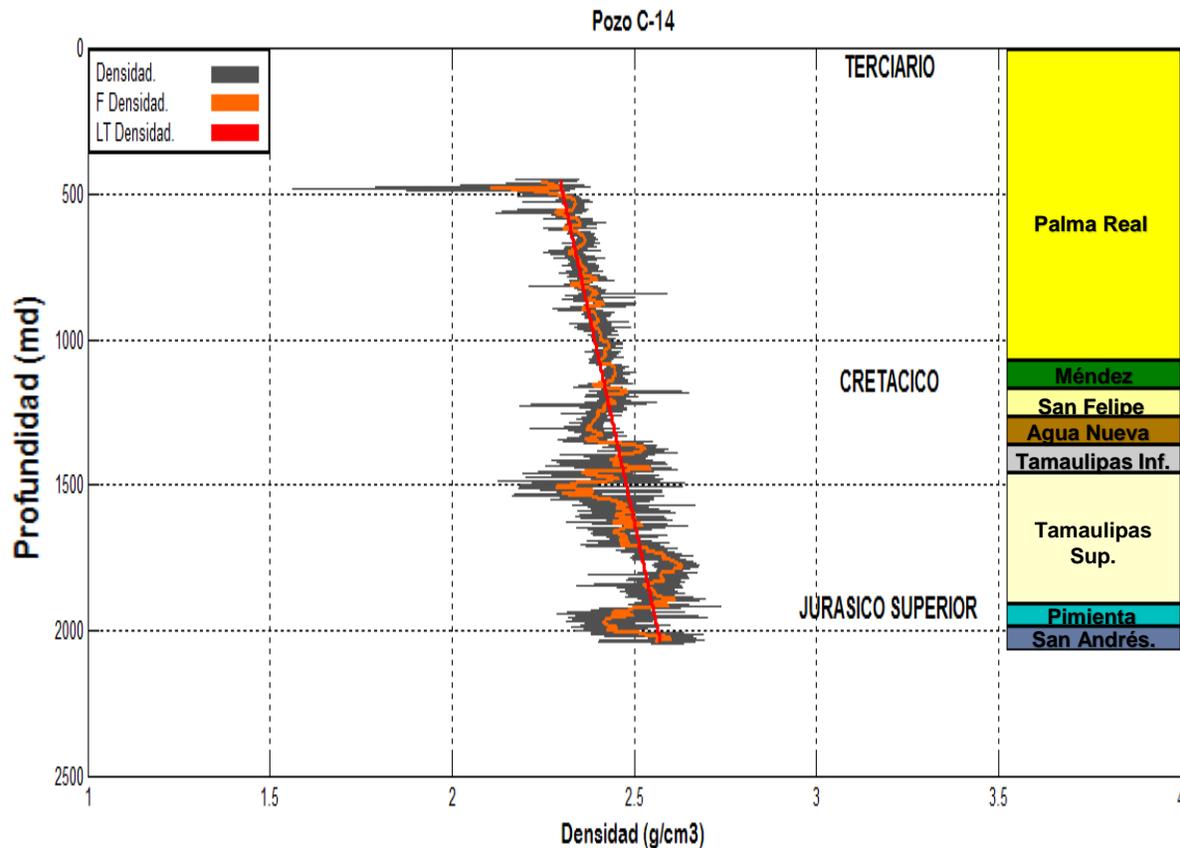


FIG. 24 Registro Densidad pozo C-14.
Fuente: Autor.

3.3.5 Registro neutrón compensado.

Este registro nos permite hacer cálculos volumétricos de la roca (porosidad con o sin fluido); Sus escalas de medición van de 0.15 a 0.45 en grados API. Esta herramienta mide el rayo gamma emitido por la formación para conocer el índice de hidrógeno de las rocas, que a su vez determina si la roca es una formación limpia o no limpia.

El Registro de Neutrón Compensado está integrado por las siguientes mediciones:

1. Porosidad, lectura del Registro de Neutrón Compensado (color café).
2. FPorosidad, lectura del Registro Resistivo compresional filtrado (color azul).
3. LT Porosidad, línea de tendencia de Registro Resistivo (color amarillo).

3.3.5.1 Análisis de registro neutrón compensado de la formación Pimienta.

La lectura del Registro Neutrón aplicado en el pozo C-14 se analizó respecto la **Tabla 11**, percibiendo una tendencia de disminución de 450 a 2043 m, con valores de 0.3 a 0.046 de porosidad. Esta tendencia de disminución de porosidad se asume que se debe al proceso de compactación, haciendo que las partículas estén cada vez más en contacto una con otra conforme aumenta la profundidad, esto provocara la disminución de porosidad.

La **FIG. 25**, nos muestra como se comporta la tendencia de disminución que presentan las lecturas del Registro Neutrón, sin embargo, analizando a la línea de tendencia del registro puede apreciar que existe un comportamiento de inercia a la tendencia de disminución. Este comportamiento se ubica en las formaciones Tamaulipas Superior, Tamaulipas Inferior y Pimienta.

Analizando la porosidad como dato filtrado en la formación Pimienta, se percibe la existencia de 2 tendencias, la primera se localiza a 1913 a 1930 m de 0.12 de porosidad promedio, y la segunda de 1930 a 1950 m con una porosidad promedio de 0.21. De manera general la porosidad promedio de la formación Pimienta es 0.17, siendo la más representativa de las formaciones en el pozo C-14.

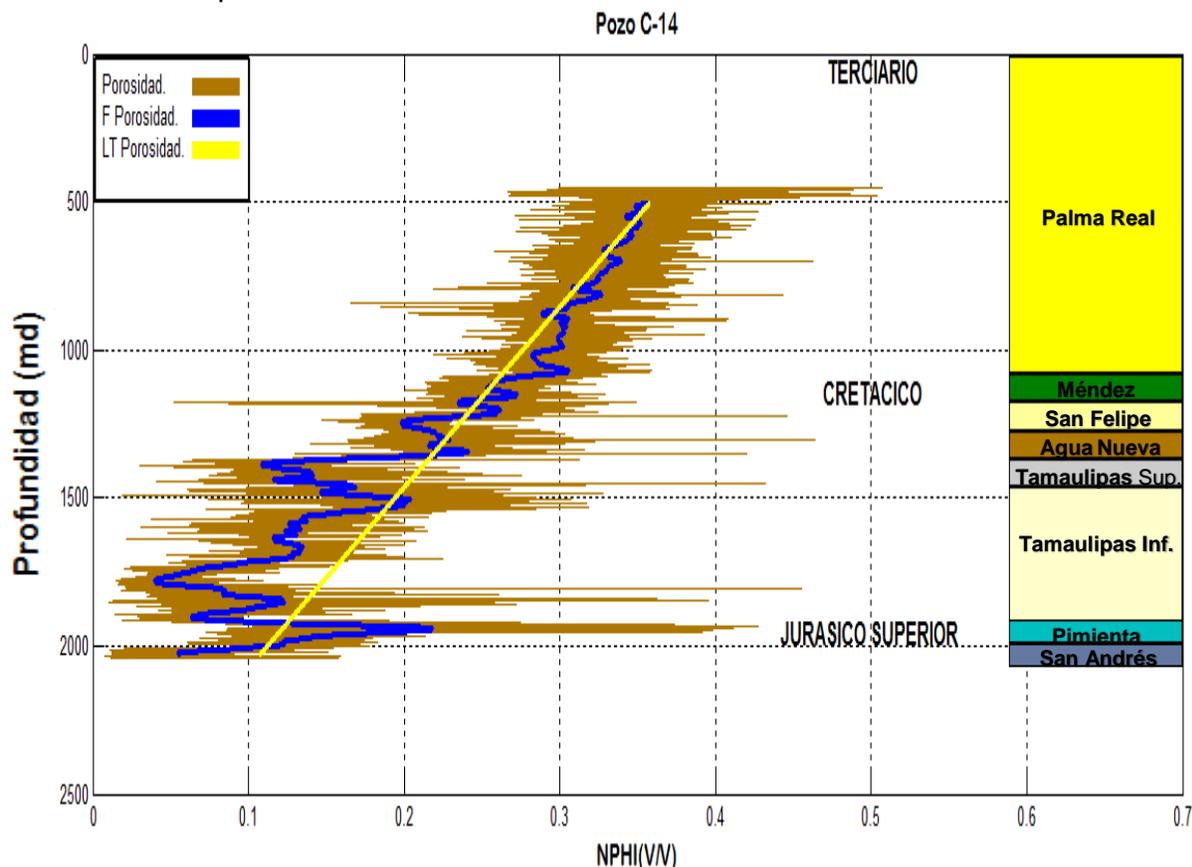


FIG. 25 Registro Neutrón pozo C-14.
Fuente: Autor.

Capítulo IV: Características petrofísicas de la formación Pimienta.

4.1 Características petrofísicas.

Comúnmente los estudios de producción de yacimientos requieren del conocimiento de la reserva total de hidrocarburos del yacimiento con la finalidad de determinar si estas son comerciales. Para evaluar la productividad de un yacimiento es necesario conocer los principales parámetros petrofísicos, tales como: Volumen de arcillosidad (V_{sh}), Porosidad (ϕ), Resistividad (**Ohms**), Saturación de Agua (S_w), y Permeabilidad (K).

4.2 Volumen de arcilla.

La arcillosidad en las formaciones presenta perturbaciones en las mediciones de las lecturas de los registros geofísicos, generando complicaciones al momento de realizar una evaluación de formación, obstaculizando la predicción del volumen de hidrocarburos en la roca, es por eso la necesidad de conocer el volumen de arcilla, para poder calibrar los datos o conocer que tanto la arcillosidad está perturbando a las mediciones [8].

Conocer el volumen de arcilla requiere establecer el índice de arcillosidad; Este Índice funciona como un indicativo de la limpieza de arcilla en las rocas, la cual requiere de la información de registro de rayos gama. El nivel de arcilla en las rocas, se estudia con el manejo del registro de rayos gama, por la razón, esta herramienta refleja el contenido de arcillas y elementos radiactivos en la formación.

Usualmente las lutitas son más radioactivas que las arenas y carbonatos, es por eso que durante la evaluación del registro de rayos gamma, se deben identificar solo las zonas con litologías con alta presencia de arcillosidad o radioactividad.

Debido a que diversos investigadores en petrofísica asumen que el valor del I_{GR} (índice de arcillosidad) es similar al V_{sh} (volumen de arcilla), es necesario realizar una serie de análisis por medio de curvas de relación entre el Índice de Rayos Gama - Volumen de arcillosidad, la cual se verificara con la **FIG. 26**, de ese modo obtendremos un mejor valor para V_{sh} [9].

Análisis de las Curvas de Relación de Índice de Rayos Gama– Volumen de Arcillosidad. (FIG. 26).

Curva 1 (Lineal).

Ecuación Volumen de Arcilla Lineal.

$$V_{Sh} = I_{GR}, \quad (1)$$

Ecuación Índice de Arcillosidad

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (2)$$

Donde

V_{Sh}	: Volumen de Arcillosidad	[%].
I_{GR}	: Índice de Rayos Gamma	[%].
GR_{log}	: Lectura de Rayo Gamma a la profundidad de interés	[GAPI].
GR_{min}	: Lectura mínima GR	[GAPI].
GR_{max}	: Lectura máxima de Rayo Gamma	[GAPI].

Curva 2 Rocas Antiguas o Pre-Terciarias (Larionov).

Ecuación Volumen de Arcilla (Rocas Antiguas Larionov).

$$V_{sh} = 0.33(2^{2 \cdot I_{GR} - 1.0}), \quad (3)$$

Donde

V_{Sh}	: Volumen de arcillosidad	[%].
I_{GR}	: Índice de Rayos Gamma	[%].

Curva 3 Rocas Terciarias (Larionov).

Ecuación Volumen de Arcilla (Rocas Terciarias Larionov).

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7 \cdot I_{GR} - 1.0}), \quad (4)$$

Donde

V_{Sh}	: Volumen de arcillosidad	[%].
I_{GR}	: Índice de Rayos Gamma	[%].

Curva 4 Rocas Antiguas – Mesozoico (Steiber).

Ecuación Volumen de Arcilla (Rocas Antiguas Steiber).

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{(3.0 - 2.02 * I_{GR})}, \quad (5)$$

Donde

V_{sh} : Volumen de arcillosidad [%].
 I_{GR} : Índice de Rayos Gamma [%].

Curva 5 Rocas Terciarias (Clavier).

Ecuación Volumen de Arcilla (Rocas Terciarias Clavier).

$$V_{sh} = 1.7(3.8 - (I_{GR} + 0.7)^2)^{1/2}, \quad (6)$$

Donde

V_{sh} : Volumen de arcillosidad [%].
 I_{GR} : Índice de Rayos Gamma [%].

Respuesta final de volumen de la formación Pimienta.

La formación Pimienta es una roca del Mesozoico, el cual aplica en las ecuaciones 3 (Larionov Rocas Antiguas) y 5 (Steiber Rocas Antiguas). El valor del registro de rayos gama que se estableció fue el valor promedio de la lectura filtrada debido a que la lectura verdadera es aleatoria y a su vez, el valor filtrado está dentro de los límites de los valores de la ventana del índice y el volumen de arcilla

El valor promedio que establecimos es de 85 °API, es necesario calcular primero el Índice de arcillosidad; Una vez obtenido el índice de arcillosidad, continuamos con el análisis de volumen de arcilla, con la aplicación de la ecuación de Larionov (Rocas Antiguas) y Steiber (Mesozoico).

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad I_{GR} = \frac{85 - 50}{120 - 50} = 0.65 \text{ o } 65\%$$

Aplicando el valor del I_{GR} para encontrar el V_{sh} ecuación de Larionov

$$V_{sh} = 0.33(2^{2 * I_{GR} - 1.0}) \quad V_{sh} = 0.33(2^{2 * 0.65 - 1.0}) \quad V_{sh} = 0.24 \text{ o } 24\%$$

Aplicando el valor del I_{GR} para encontrar el V_{sh} ecuación de Steiber

$$V_{sh} = I_{GR} / (3 - 2.02 * I_{GR}) \quad V_{sh} = 0.65 / (3 - 2.02 * 0.65) \quad V_{sh} = 0.42 \text{ o } 42\%$$

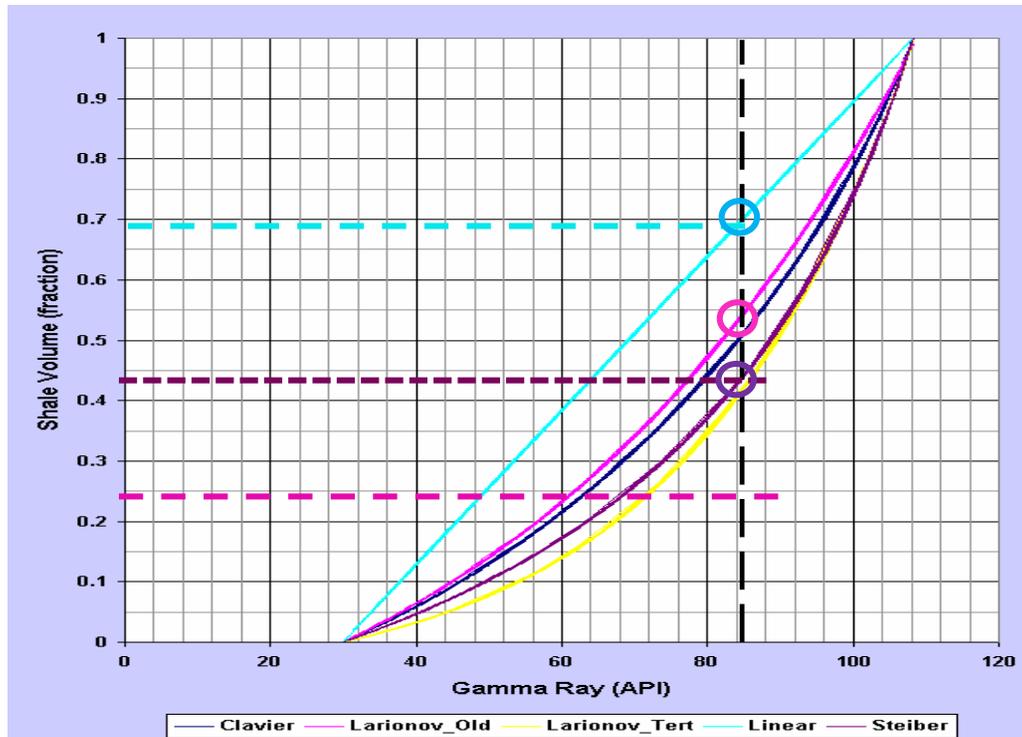


FIG. 26 Grafica de Relación Índice de Rayos Gamma – Volumen de Arcillosidad.

Fuente: Shale Volumen Calculación CGGVeritas.

Analizando la **FIG. 26**, podemos ver que de las ecuaciones aplicadas, la ecuación lineal ($I_{GR} - V_{sh}$) y la ecuación de Steiber, fueron la que se acoplaron a la relación empírica del Rayos Gama – Volumen de Arcilla, y la ecuación de Larionov para Rocas antiguas, no está relacionada con los datos medidos del registro de rayos gama.

El volumen de arcillosidad que presentaron ambos métodos con la medición promedio de rayos gama de la formación Pimienta fue de 74% con el método lineal y 42 % con el método de Steiber, esto se puede asumir por el hecho que la formación Pimienta, tiene presencia de lutitas, el cual poseen valores altos de arcillosidad.

Conocer el volumen de arcillosidad servirá para conocer la porosidad efectiva, el cual determina la medida del volumen real de los poros interconectados. El volumen de arcilla que estableceremos es el de la ecuación de Steiber, por el hecho que la ecuación lineal, asume que el índice de arcillosidad y el volumen de arcilla son lo mismo, dejando de este modo un volumen de arcilla de 42% por el método de Steiber.

Finalmente, es necesario aclarar, que el valor de volumen de arcilla con el método de Steiber, no se refiere al valor promedio del volumen de arcilla de la formación, sino el espesor que presente mediciones cercanas a los límites de los métodos de relación del índice y el volumen de arcilla (85 °API).

4.3 Porosidad.

La porosidad puede definirse como la medida del volumen de espacios porosos de la roca, con la capacidad de almacenar fluidos o gases ^[11]. Esta propiedad de roca, se mide como un valor porcentual y se simboliza con la letra griega ϕ .

La porosidad de las formaciones depende del tipo de roca; calizas, dolomitas y evaporitas, pueden tener una porosidad prácticamente nula; Las areniscas bien consolidadas pueden tener porosidades de 10 – 15%; Las arenas no consolidadas 30% o más; Las lutitas o arcillas pueden tener valores de porosidad por encima del 40%, sin embargo, los poros son tan pequeños que la roca es impermeable al flujo de fluidos comportándose como sello.

Tener conocimiento de la capacidad de almacenamiento de una formación, nos brinda la perspectiva de la factibilidad que puede tener una roca para su futura explotación, es por eso que durante los estudios de formaciones se recurre a diversos métodos y técnicas para determinar la porosidad del yacimiento.

4.3.1 Métodos para calcular la porosidad.

La porosidad de la formación se determina por medio de técnicas relacionadas con registros geofísicos, tales como Registro Sónico, Densidad y Neutrón. La porosidad puede variar en función a las mediciones de cada registro, por lo tanto una vez aplicados los métodos de porosidad, estos serán evaluados de manera de datos promedios, con el fin de tener una mejor perspectiva del comportamiento de la porosidad de la roca Pimienta.

Estos métodos requieren del análisis de relación entre los registros geofísicos y las correlaciones empíricas de los valores matriciales de rocas y fluidos contenidos dentro de ellas, a su vez tener el conocimiento de la descripción litológica de la roca, para de ese modo establecer la roca matricial de la formación Pimienta.

Los métodos establecidos, fueron elegidos de un Manual de Apuntes de Registros Geofísicos ^[12] y una Enciclopedia de Manual de Perforación ^[13]. Los métodos para calcular la porosidad de rocas, que se recurrieron son los siguientes:

- Porosidad – Registro Sónico.
- Porosidad – Registro Densidad.
- Porosidad – Crossplot (Neutrón/Densidad).

Las mediciones de correlación de porosidad requirió de los valores matriciales de porosidades presentadas en la **Tabla 11** “*Respuesta General de Registros Geofísicos*”, con el fin de tener un mejor criterio en las interpretaciones de las lecturas de los registros geofísicos.

Métodos empíricos para calcular la porosidad.

- Ecuación Porosidad – Registró Densidad.

$$\phi_{\rho} = \left(\frac{\rho_{matriz} - \rho_b}{\rho_{matriz} - \rho_f} \right), \quad (7)$$

Donde

ϕ_{ρ}	: Porosidad (densidad)	[%].
ρ_b	: Densidad de formación	[gr/cm ³].
ρ_f	: Densidad del Fluido	[gr/cm ³].
ρ_{matriz}	: Densidad de la Matriz	[gr/cm ³].

- Ecuación Porosidad – Registró Sónico.

$$\phi_s = \left(\frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_f - \Delta t_{matriz}} \right), \quad (8)$$

Donde

ϕ_s	: Porosidad (sónico)	[%].
Δt_{log}	: Onda Compresional Sónica	[us/m].
Δt_f	: Onda Compresional del Fluido	[us/m].
Δt_{matriz}	: Onda Compresional de la Matriz	[us/m].

- Ecuación Porosidad – Crossplot Neutrón / Densidad.

$$\phi_{ND} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}}, \quad (9)$$

Donde

ϕ_{ND}	: Porosidad Combinada (Neutrón - Densidad)	[%].
ϕ_D	: Porosidad Densidad	[%].
ϕ_N	: Porosidad Neutrón	[%].

4.3.2 Análisis de los resultados de los métodos de porosidad.

La evaluación de resultados de los métodos y datos de correlación que se establecieron para calcular la porosidad en la formación Pimienta, se presentaron por medio de gráficas, cabe mencionar, que se utilizaron los valores de roca matricial, establecido por la descripción litológica del el tipo de roca matriz de la formación.

- Porosidad – Registro Densidad.
- Porosidad – Registro Sónico.
- Porosidad – Crossplot (Densidad/Neutrón).

A pesar de tener el cálculo de los tres métodos de porosidad establecidos, se anexaron las mediciones por el Registro Neutrón, debido a que este registro presenta lecturas de porosidad de las rocas que se encuentran en el pozo donde se realizaron las mediciones, sin embargo no se toma como una lectura directa dado que está afectada por la presencia de hidrogeno del fluido de la formación.

Finalmente, el resultado de los cálculos de porosidad, se establecerán como análisis de referencia de la porosidad, a su vez, ya determinada la respuesta de porosidad, la porosidad calculada por lo métodos, nos servirá de apoyo para establecer el tipo de porosidad y el tipo de fluido contenido en ella.

4.3.2.1 Aplicación de las metodologías de porosidad la formación Pimienta.

Por el hecho de utilizar la información de los registros realizados en el pozo C-14, la descripción litológica de la formación Pimienta que tomamos en cuenta es la generada durante las operaciones de perforación, en donde se establece que la Formación Pimienta está conformada por roca caliza café oscuro microcristalina ligeramente arcillosa con fragmentos bandeados de lutitas.

Por lo tanto tenemos dos Rocas en la formación Pimienta, la roca caliza y la roca lutita, la cual observando el comportamiento de las lecturas de los registros geofísicos brindándonos un perfil de la porosidad de la formación Pimienta, se asume que la roca caliza es la roca matriz y la roca lutita, debido a que la roca matriz es la de soporte y la lutita es aquella que contiene el material orgánico.

El análisis de las lecturas del Registro Sónico presento lecturas de calizas arcillosas en profundidades de 1901 a 1925 m, pero de 1925 a 1960 m, se apreció un aumento de lecturas mayores de $100 \mu s/ft$, haciendo referencia de la existencia de las lutitas. El valor promedio fue de $88 \mu s/ft$, de es te modo, se confirma la existencia de lutitas; por lo tanto en la aplicación del método debemos de elegir a la roca matriz que favorezca al método Porosidad - Sónico.

Las lecturas del Registro de Densidad mostraron lecturas que van de Calizas (2.71 g/cm^3), pasando valores de arcillas, hasta alcanzar lecturas de lutitas (2.45 g/cm^3). Los valores más predominantes son de lutitas con un espesor de 36 m, sin embargo es necesario prestar atención al comportamiento de la porosidad al escoger el tipo de roca matriz pues de ello dependerá la efectividad del método de porosidad.

El Registro Neutrón presentó lecturas de la formación Pimienta muy bajas cercanas cero que son lecturas de calizas, alcanzó valores de 0.2 a 0.4 de porosidad, el valor promedio de lectura de esta formación por medio del Registro Neutrón es de 0.19 de porosidad, es necesario aclarar que los valores se presentan en un espesor de 36 m.

En el desarrollo de las Metodologías de Porosidad, se estableció el valor de la roca matriz (roca Caliza), provenientes de la **Tabla 11**, con el objetivo de ver el comportamiento de la Porosidad Es necesario mencionar que en el caso del Método de Porosidad CrossPlot, se utiliza el resultado del Método de Porosidad Densidad con las Lecturas de Registro Neutrón, por eso no se colocaron valores matriciales de rocas del Registro Neutrón.

4.3.2.2 *Análisis de metodologías de porosidad formación Pimienta.*

El análisis de las metodologías de porosidad, se realiza por medio de la observación de gráficas, en donde compararemos el comportamiento de la porosidad, en función de la relación entre el valor de la roca matriz y las lecturas del tipo de registro.

Debido a que la descripción litológica establece que la roca matriz de la formación Pimienta es de roca caliza, se establecieron valores de esta roca, para poder evaluar el comportamiento de porosidad de la formación en función a las lecturas de los registros geofísicos que requieren los diversos métodos.

El valor de la roca matriz de la formación Pimienta para la aplicación de los métodos porosidad – sónico y porosidad densidad se podrán observar en la **Tabla 12**.

TABLA 12. VALOR DE LA ROCA MATRIZ PARA LA APLICACIÓN DE METODOLOGIAS DE POROSIDAD EN LA FORMACIÓN PIMIENTA.		
Roca Matriz	Método Porosidad Sónico $\Delta t_{ma}[us/ft]$	Método de Porosidad Densidad gr/cm ³
Caliza	47	2.71

Metodología Porosidad - Densidad.

La aplicación de la Metodología Porosidad – Densidad, generó un gráfica, que mostró una tendencia de aumento de Porosidad de 1915 a 1960 m, en el cual se exhibe una zona de transición que va de una zona de Calizas a Lutitas.

El cálculo de la porosidad por el método de densidad, presenta el mismo perfil que el tipo del registro el cual mide la densidad de la roca, esta se podría entender que se percibe la zona de porosidad secundaria, el cual se localiza en la zona donde hay mayor presencia de lutitas. Los valores que se utilizaron para desarrollar y conocer el comportamiento de la Porosidad por Medio del Método Porosidad – Densidad se presenta en la **Tabla 13**.

TABLA 13. APLICACIÓN DE METODOLOGÍA DE POROSIDAD – DENSIDAD FORMACIÓN PIMIENTA.

Variables del Método de Porosidad - Densidad		Caliza
ϕ_{ρ}	Porosidad (Densidad)	13 %
ρ_b	Densidad de la Formación. (Dato Promedio)	2.49
ρ_f	Densidad de Fluido.	1
ρ_{matriz}	Densidad de Matriz.	2.71

Metodología Porosidad - Sónico.

La aplicación de la Metodología de Porosidad – Sónico, generó una gráfica que presenta un comportamiento de aumento de porosidad en profundidades de 1925 a 1960 m; Relacionando el método anterior se asume que ambos métodos tienen el mismo perfil de porosidad. La Tabla 14 muestra el valor matricial de la roca Caliza, requeridos para el desarrollo de la Metodología de Porosidad – Sónico.

TABLA 14. APLICACIÓN DE METODOLOGÍA DE POROSIDAD – SÓNICO FORMACIÓN PIMIENTA.

Variables del Método de Porosidad - Sónico		Caliza
ϕ_s	Porosidad (Sónico)	19 %
Δt_{log}	Onda Compresional Sónica. (Promedio de Lecturas)	78.37
Δt_f	Onda Compresional de Fluido.	218
Δt_{matriz}	Onda Compresional de Matriz.	47

Teniendo como información base que la roca matriz de la formación Pimienta es la roca Caliza, y teniendo el resultado del comportamiento de Porosidad de los Métodos de Porosidad Sónico y Densidad, se continúa con la inclusión del análisis de las lecturas del Registro Neutrón, la cual, presenta lecturas de Porosidad, siendo necesarias para la aplicación y análisis del Método Porosidad Crossplot (Densidad-Neutrón).

Metodología Porosidad – CrossPlot.

El método de CrossPlot consiste en un valor promedio entre las lecturas del Registro Neutrón, y el Método de Porosidad – Densidad, porosidad neutrón y porosidad densidad, generan una porosidad de respuesta a la porosidad influenciada por la densidad de la formación y reduciendo el efecto que presenta el hidrogeno en la medición del registro neutrón.

Por lo tanto el método de porosidad Cross-Plot está influenciada por los minerales contenidos en la formación; Esta se presenta en la ecuación siguiente.

$$\phi_{ND} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad \phi_{ND} = \sqrt{\frac{0.17^2 + 0.19^2}{2}} \quad \phi_{ND} = 0.15$$

Los resultados de la Porosidad con diversos métodos presentaron valores distintos, pero si el mismo perfil corroborándose en la **Tabla 15**. El resultado de la aplicación de los métodos se puede apreciar en la **FIG. 27**, la cual presenta un comportamiento de tendencia similar en los cuatros tipos de porosidad en la formación Pimienta.

Sin embargo, es necesario establecer que la aplicación de los métodos de porosidad por distintos tipos de registros geofísicos, nos ayudaran en conocer el comportamiento de la porosidad en el subsuelo, por otro lado, es necesario aclarar que el registro neutrón, al tener mediciones directas de porosidad es la fuente de información que tomaremos para conocer la porosidad de la Formación Pimienta.

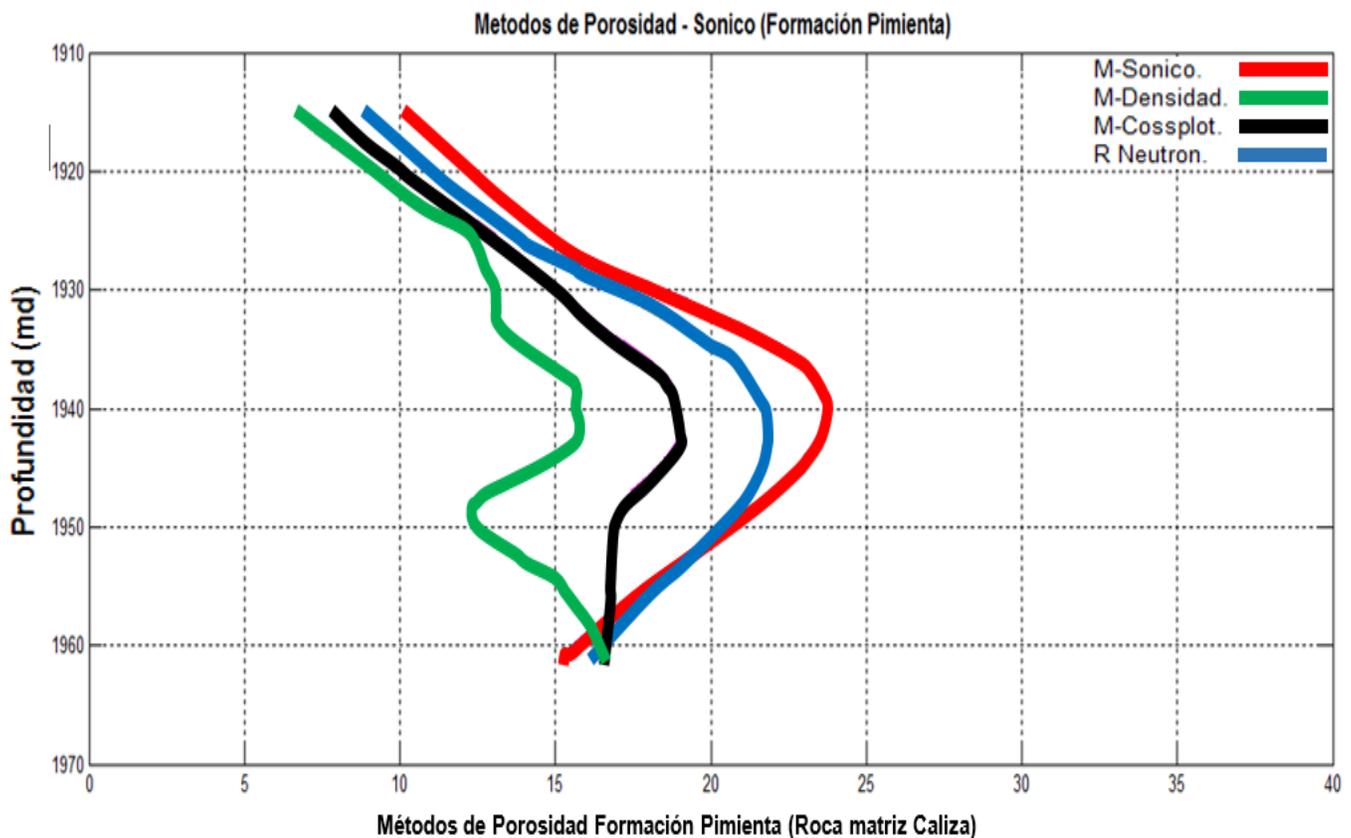


FIG. 27 Análisis de Porosidad en la Formación Pimienta
Fuente: Autor

Analizando el resultado final de los Métodos de Porosidad, se asume que la existencia de la Porosidad de la Formación Pimienta, se debe a la abundante e intercalada existencia de roca Lutita, por el hecho de ser una roca de granos finos, presenta un comportamiento elástico de inercia a la tendencia de compactación, y en la situación de disminución de porosidad se debe a las lecturas de la roca Caliza, pues son rocas de baja porosidad.

TABLA 15. VALORES DE POROSIDAD PROMEDIO DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.

Métodos de Porosidad				
Profundidad	Registro Neutrón	Método Densidad	Método Crossplot	Método Sónico.
1915 – 1960	0.17	0.13	0.15	0.19

El análisis de las porosidades desarrollada por los métodos de porosidad, se determina que la formación Pimienta está conformada por una Roca Matriz Caliza y con intercalaciones de Lutitas, la cual, posee una Porosidad promedio de 16 %, debido a que a pesar de tener mediciones de 12%, el espesor de 35 m, en profundidades de 1940 a 1950 m presentó lecturas mayores de porosidad inclusive mayores de 20% de porosidad.

Por lo tanto, se establece que el espesor con mejor lectura de porosidad se encuentra en las profundidades de 1940 a 1950 m, presentando una porosidad de 21%

Tomando en cuenta el resultado de los Métodos de Porosidad aplicados en la formación Pimienta, y a su vez conociendo el tipo de roca matriz, podremos concluir los estudios de la porosidad por medio del análisis de la **FIG. 27**, en donde se analizan los resultados de los métodos de porosidad, para establecer el tipo de porosidad y fluido se encuentra almacenado en la formación.

La evaluación de los valores generados por los Métodos de Porosidad, respecto a la **FIG. 28**, servirá para tener una característica de porosidad de la formación, más completa. Los resultados de esta evaluación se presentaran por medio de una Tabla de respuesta de los métodos de porosidad, para tener orden y especificaciones de los resultados.

El análisis de la Respuesta de Métodos de Porosidad de acuerdo a los fluidos al tipo de formación, requiere de dos consideraciones:

1. Mediciones de los Métodos de Porosidad.
2. Tipo de Roca de la Formación.

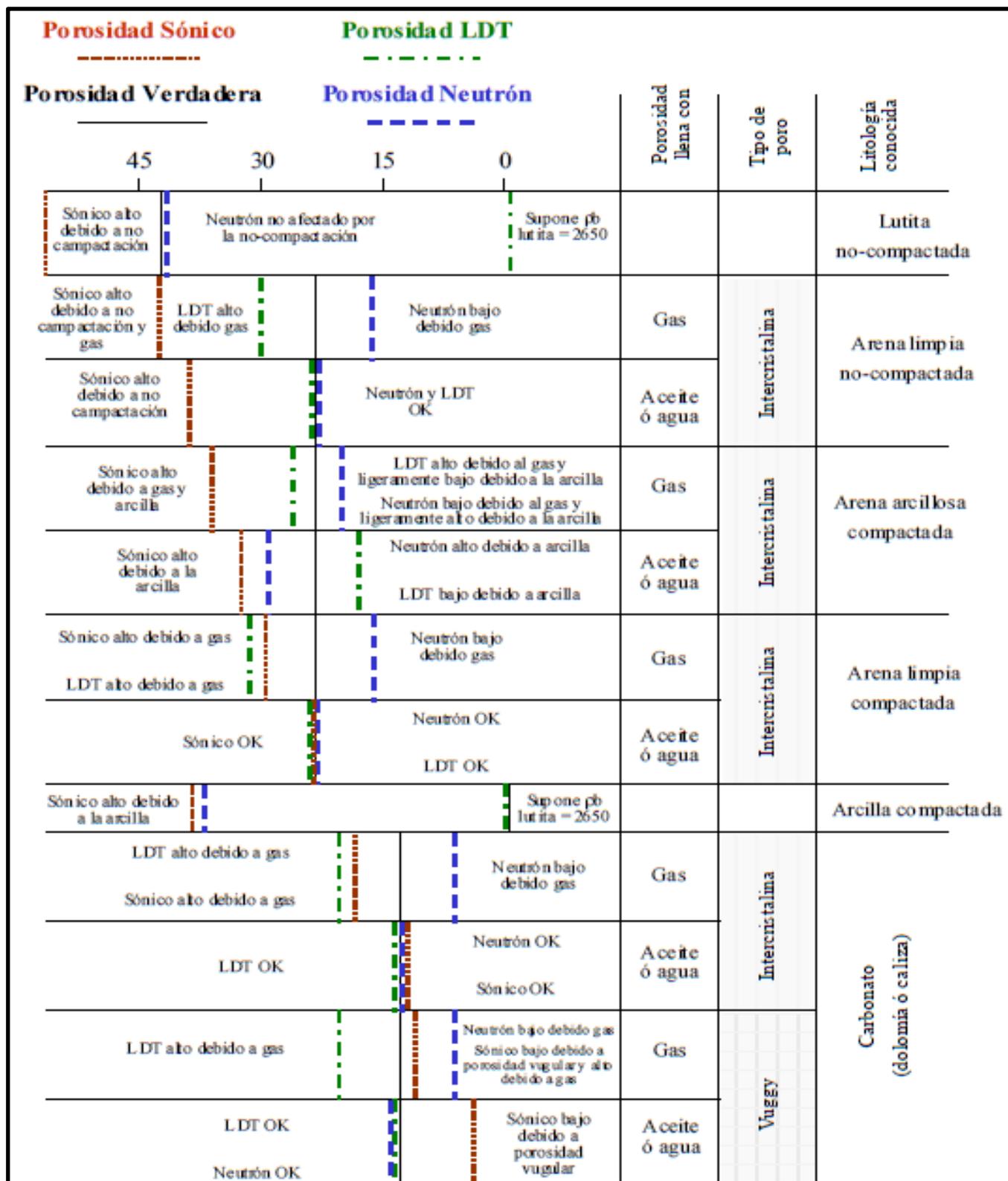


FIG. 28 Respuesta de Métodos de Porosidad de acuerdo a los fluidos contenidos al tipo de formación.
Fuente: PEMEX Exploración – Producción.

Respuesta final de porosidad formación Pimienta.

El análisis se realizará observando las mediciones que presenta la **FIG. 28**, la sección que establecemos como referencia para determinar las mediciones de Porosidad de la Formación Pimienta, es aquella que presente mediciones de Carbonatos y donde la Porosidad general o promedio fue del 16%.

Porosidad Neutrón

La porosidad neutrón obtuvo una porosidad promedio de 17%; Comúnmente la porosidad por parte del registro neutrón es bajo por la presencia del hidrogeno por hidrocarburos y por presencia de lutitas, sin embargo promedia una buena porosidad; Tomando en cuenta tabla de medición de porosidad, el fluido presente en la formación es aceite o agua.

Porosidad Sónica

La porosidad sónica, presenta un valor de 19%, debido a la presencia de lutitas, el cual, al oponerse al efecto a la compactación, se genera presencia de alta porosidad; Respecto a la tabla de medición de porosidad, el fluido presente en la formación es aceite o agua.

Porosidad LDT (Densidad)

La porosidad LDT es baja al encontrarse en la formación lutitas, el cual disminuyen su masa al disipar la compactación, y al existir fluido en almacenado, aumenta la porosidad; Relacionando la tabla de medición de porosidad, el fluido presente en la roca es aceite o agua.

Porosidad Verdadera (Crossplot)

La porosidad verdadera, presenta una porosidad baja por la presencia de lutitas, pero al aumentar su perfil se asume que almacena hidrocarburo por el hecho que aumenta su perfil; Tomando en cuenta la tabla de medición de porosidad, el fluido presente en la formación es aceite o agua.

Analizando los valores de los métodos de porosidad en la formación Pimienta, y tomando en cuenta los tipos de rocas alojadas en la formación, se asume la presencia de hidrocarburos, y dado a la medida diversa de los métodos de porosidad, se asume la posibilidad de existir gas y aceite en la formación.

Tomando en cuenta las descripciones geológicas y geoquímicas de estudios de la formación Pimienta, por parte de Pemex, se establece que la formación Pimienta presenta kerogenos del tipo I y II, precursores de rocas generadoras de aceite y gas húmedo, que al relacionarlo con el análisis de porosidades, se asume que la formación Pimienta es generadora de gas-aceite.

Finalmente, la porosidad que se establece es la porosidad neutrón, por ser una perspectiva directa de la formación, la descripción de porosidad de la formación Pimienta en la **Tabla 16**.

TABLA 16. RESPUESTA DE ESTUDIOS DE POROSIDAD FORMACIÓN PIMIENTA.

Roca Matriz	Roca alternada	Tipo de Porosidad	Fluido Contenido	Porosidad
Caliza	Lutita	Intercristalina	Gas – Aceite	17%

4.3.3 Porosidad efectiva formación Pimienta.

Tras haber concluido los estudios de Porosidad, estos no presentan una porosidad efectiva, debido a la existencia del volumen de arcilla, estos modifican las mediciones de los registros geofísicos y alteran el cálculo de los métodos de porosidad, es por esta razón la necesidad de calcular una Porosidad Efectiva.

La porosidad efectiva son los poros interconectados presentes en una roca, la cual contribuye al flujo de fluidos (permeabilidad) de un yacimiento, excluyendo a los poros aislados en la porosidad total de la roca [14]. El cálculo de la porosidad efectiva, sirve para los estudios de reservas y simulaciones de yacimientos, esto debido a que refleja el volumen de los poros interconectados.

Para determinar la Porosidad Efectiva de la Formación Pimienta se requieren variables como la Porosidad Total (17% Porosidad), Volumen de Arcillosidad (42% Arcillosidad) y un dato de correlación de arcillosidad (20%), los datos anteriores fueron datos promedios, donde están relacionadas las medidas de las rocas calizas y lutitas.

Calculo de porosidad efectiva.

$$\phi_{PE} = (\phi_{PT} - (V_{Sh} * \phi_{Sh})), \quad (10)$$

Donde

ϕ_{PE}	: Porosidad Efectiva	[%].
ϕ_{PT}	: Porosidad Total	[%].
ϕ_{Sh}	: Porosidad de Arcilla	[%].
V_{Sh}	: Volumen de Arcilla	[%].

Finalmente, ya conociendo la Porosidad Efectiva, se establece que la Formación Pimienta presenta una porosidad intercrystalina con un valor 17% de porosidad total y con tal solo 8.6% de porosidad efectiva; de este modo los estudios de porosidad se concluyen con la información descrita en la **Tabla 17**.

$$\phi_{PE} = (\phi_{PT} - (V_{Sh} * \phi_{Sh})) \quad \phi_{PE} = (0.17 - (0.42 * .2)) \quad \phi_{PE} = 8.6 \%$$

TABLA 17. RESPUESTA FINAL DE POROSIDAD FORMACIÓN PIMIENTA.					
Roca Matriz	Roca Alternada	Tipo de Porosidad	Fluido Contenido	Porosidad Total	Porosidad Efectiva
Caliza	Lutita	Intercristalina	Gas – Aceite	17%	8.6%

4.4 Resistividad de formación.

La resistividad es la propiedad que determina el tipo de fluido almacenado en la formación, a su vez mide la habilidad que la sustancia tiene para impedir un flujo de corriente eléctrica [15]. Los aislantes eléctricos en la formación son la matriz de la roca, el aceite y el gas, por otro lado se encuentra el agua, que es un conductor de electricidad, la cual depende de la salinidad que esté presente en la roca.

Los factores que afectan la resistividad son: porosidad (capacidad de almacenamiento, saturación de fluidos en la formación (mayor cantidad de agua – menor resistividad), temperatura (mayor temperatura – mayor conductividad) y la litología (Tipo de mineral que presente el tipo de roca en la formación).

La resistividad de la formación depende de la resistividad del fluido en formación y otros factores requeridos como es el factor de resistividad de la formación (F). La resistividad de la formación depende del fluido contenido en ella, como se presenta a continuación:

Resistividad mojada (Ro):

Es la resistividad medida de una formación con saturación de agua 100%; Esta resistividad sirve de base para el análisis de registros al comparar la resistividad medida de una formación con la resistividad calculada de una formación con una supuesta porosidad 100% llena de agua.

Ecuación Resistividad Mojada.

$$R_o = F \times R_w \quad (11)$$

Donde

R_o	: Resistividad de formación mojada	[Ohms].
F	: Factor de resistividad de formación	[-].
R_w	: Resistividad de agua de la formación	[Ohms].

Resistividad de agua de formación (Rw):

Es la resistividad de la cantidad de agua en la formación, que puede medirse en laboratorio o registros. La determinación de la resistividad de agua de formación se determinó por medio análisis de registros, aplicando el método inverso de Archie.

Resistividad Verdadera (Rt):

Es la resistividad de la formación con porosidad con presencia de fluidos no conductivos (aceite o gas), la cual, solo se ejerce cuando hay presencia de hidrocarburos en la formación. La formación verdadera, se mide directamente en laboratorio o con los valores del registro de resistividad.

4.4.1 Factor de formación.

El factor de formación es una constante de proporcionalidad entre la porosidad (tortuosidad) y el tipo de roca (exponente de cementación) [16]. Los valores de estos parámetros a pesar de que pueden determinarse experimentalmente para un yacimiento específico, los analistas de registros utilizan comúnmente un conjunto de valores para el valor de tortuosidad (α) y de exponentes de cementación (m), tal y como se presentan en la **Tabla 18**.

TABLA 18. CONJUNTO DE VALORES PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN (PEMEX).			
Carbonatos		Arenas	
		Porosidad > 16% (Humble)	Porosidad < 16% (Tixler)
A	1	0.62	0.81
M	2	2.15	2

Ecuación Factor de Formación.

$$F = \alpha / \phi^m \quad (12)$$

Donde

F : Factor de formación	[-].
α : Tortuosidad de formación	[-].
m : Factor de cementación	[-].
ϕ : Porosidad	[%].

4.4.2 Método de inversión de Archie.

El método de inversión de Archie para determinar R_w , trabaja la suposición de que la saturación de agua (S_w) es 100% [17]. Comúnmente el método de inversión de Archie es el que se recurre para calcular R_w .

$$R_w \alpha = \frac{\phi^m \times R_t}{a} \quad (13)$$

Donde

$R_w \alpha$: Resistividad de agua de formación	[Ohms].
α : Tortuosidad de formación	[-].
m : Factor de cementación	[-].
ϕ : Porosidad	[%].
R_t : Resistividad verdadera de Formación	[Ohms].

Para poder implementar la ecuación del método de inversión de Archie, es necesario conocer la condición de la formación, debido a que dependiendo de la litología se elegirán los valores como es el exponente de cementación (m) y el factor de tortuosidad (a). La ecuación de Archie requiere la selección de zonas que contengan preferencialmente agua, para los cálculos, esta zona debe de ser de baja resistividad (debajo de 1 Ohms).

4.4.3 Análisis de la resistividad de formación.

Para el análisis de resistividad de una formación, es necesario conocer el tipo de litología (tipo de roca matriz), la porosidad (porcentaje de almacenamiento) y el tipo de fluido que se encuentre dentro de las rocas (agua o hidrocarburo), debido a que estos factores están totalmente involucrados para la determinación de la resistividad de la formación.

En el caso de la porosidad, si este presenta un cambio, puede variar la red porosa de la formación, generando efectos en la cantidad de fluido disponible en la formación. Otro caso es el del tipo de litología, la cual influye en el tipo de factor de resistividad de la formación, por el hecho que las rocas presentan variaciones.

Respuesta final de resistividad formación Pimienta.

Para conocer las resistividades de la Formación Pimienta, se aplicó el método de inversión de Archie, debido a que maneja información completa respecto a la formación, siendo necesario tener el conocimiento litológico de la Formación Pimienta.

Con estudios previos tenemos conocimiento que la Formación Pimienta está conformada por roca Caliza (Carbonato) con intercalaciones de rocas de Lutitas, con porosidad intercrystalina del 17 %

Una vez conociendo la litología de la formación, podremos establecer los valores de tortuosidad de Formación (a) y exponente de Cementación (m). La ecuación de Archie, requiere de la relación de lectura de registros de porosidad y baja resistividad, por lo tanto, debemos de recurrir a los análisis de registros geofísicos de resistividad. La **FIG. 29** presenta la lectura más baja del registro resistivo en la formación Pimienta.

El análisis determino una zona con esta relación, en donde se ve implicada la resistividad verdadera, el cual debe ser elegida por el hecho que la ecuación de Archie requiere de lecturas bajas de resistividad, eso no significa que la resistividad verdadera tenga valores de baja resistividad sino es solo por ser uno de los requerimientos del Método de Archie.

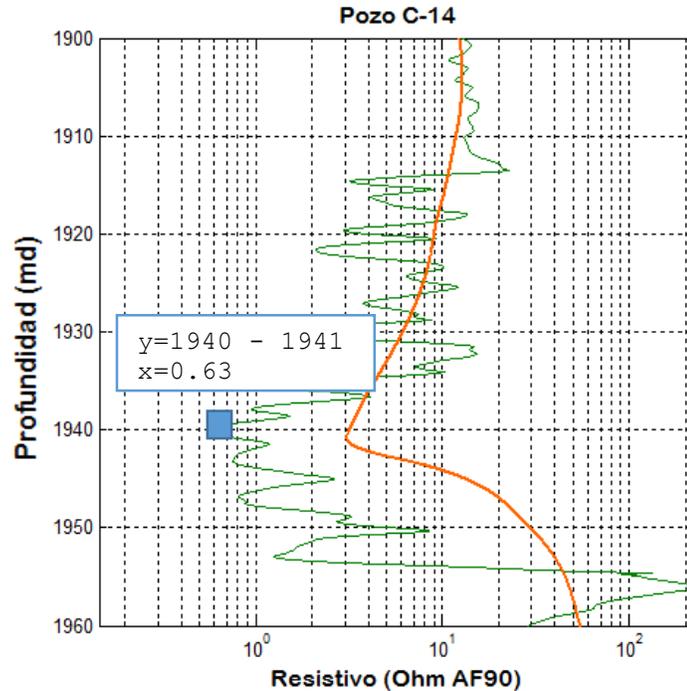


FIG. 29 Lecturas seleccionadas en la relación de baja resistividad – porosidad efectiva
Fuente: Autor.

Aplicando la ecuación del método inverso de Archie, se obtuvieron las medidas de resistividad del agua de formación, la cual se escogió la resistividad mínima de la zona establecida, presentando un valor .63 Ohms de R_{wa} . Los valores de estos factores se presentan en la **Tabla 19**.

Aplicación del método de Inversión de Archie.

$$R_{wa} = \frac{\phi^m x R_t}{a} \quad R_{wa} = \frac{0.17^2 x (0.63)}{(1)} \quad R_{wa} = 0.016 \text{ Ohms.}$$

Donde

- | | | |
|----------|---------------------------------------|--------------|
| α | : Tortuosidad de formación | 1 [-]. |
| m | : Factor de cementación | 2 [-]. |
| ϕ | : Porosidad | 17 [%]. |
| R_t | : Resistividad verdadera de Formación | 0.63 [Ohms]. |

TABLA 19. VALORES DE RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.

Método Inverso de Archie			
Litología	Exponente de Cementación	Tortuosidad de la Formación	
Caliza	2	1	
Profundidad (m)	Resistividad de Formación Verdadera (Ohms)	Porosidad (%)	Resistividad del Agua de Formación
1940 – 1941	0.63	17	0.016

Es necesario aclarar que no se requirió calcular la resistividad de la formación mojada, debido a que la Formación Pimienta existe presencia de hidrocarburos, y por lo tanto no es una formación 100% saturada de agua. El hecho de establecer valores de baja resistividad y la porosidad de la formación es porque lo requiere el método de Archie. Finalmente, los datos de resistividad serán utilizados en los estudios de Saturación de agua en la Formación Pimienta.

4.5 Saturación de formación.

La saturación de formación es el porcentaje de fluido ocupado en un espacio poroso de una roca. Esta propiedad se encuentra relacionada con otras características petrofísicas, como porosidad y resistividad del agua de formación ^[18]. La resistividad posee un rol importante en los estudios de saturación, debido a que las lecturas de resistividad aportan información acerca del tipo de fluido que se encuentra almacenado en la formación.

Para la determinación de la saturación de formación se emplea la Ecuación de Saturación de Archie, el cual requiere de las lecturas de resistividad de formación, y a su vez del cálculo previo de la resistividad del agua de formación. Esta ecuación establece la relación entre el fluido almacenado y el tipo de roca de la formación; en donde se asume la presencia del agua en la formación, con el fin de simplificar el estudio de saturación.

Es importante señalar que mientras la saturación de agua muestre el porcentaje de agua presente en los poros de la formación, ésta no representa la relación de agua e hidrocarburos que serán producidos desde un yacimiento. Para la realización de la ecuación de saturación de Archie, es necesario contar con el factor de formación, resistividad de agua y resistividad verdadera se podrá determinar la saturación de agua de la formación ^[19].

Ecuación saturación de agua.

$$S_w = \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}}, \quad (14)$$

Donde

S_w : Saturación del agua de la formación	[%].
F : Factor de formación	[---].
R_w : Resistividad del agua de la formación	[Ohms].
R_t : Resistividad verdadera de la formación	[Ohms].

Es necesario aclarar que a pesar de que las variables que maneja la ecuación de saturación de Archie son similares a los cálculos de resistividad, lo único que cambia de valor es la resistividad verdadera, debido que ahora toma los valores del registro de resistividad de la zona que establecimos, que en este caso es para la formación Pimienta.

4.5.1 Saturación de hidrocarburos.

Una formación que presenta altas lecturas de resistividad, muestra una presencia de hidrocarburos, sin embargo no solo están alojados estos fluidos (gas y aceite), sino también existe agua depositada en los poros de la roca. Por lo tanto podríamos decir, que la formación se encuentra proporcionalmente saturada, asumiendo una sumatoria de saturaciones de fluidos en el espacio poroso de la roca, la cual la suma de estos fluidos debe ser igual a uno.

Entonces concluimos que una roca porosa está saturada por petróleo, agua y gas, el cual, se plantea la siguiente ecuación:

Ecuación saturación de hidrocarburo.

$$1 = S_h + S_w, \quad (15)$$

$$S_h = 1 - S_w, \quad (16)$$

Donde

S_h : Saturación de hidrocarburo de la formación	[%].
S_w : Saturación del agua de la formación	[%].

Finalmente, se define que un yacimiento puede tener las tres o mínimo dos saturaciones de fluidos en una zona de hidrocarburos, en donde depende el tipo de fluido.

Respuesta final de saturación de formación Pimienta.

Como se ha mencionado antes, la formación Pimienta está conformada por roca Caliza (Carbonato) como una roca matriz, por lo tanto se manejan los valores de tortuosidad de formación (a) y exponente de cementación (m) relacionados con este tipo de roca, que servirán para determinar el factor de formación, los valores de estos factores se encuentran en la **Tabla 19**.

Debido a que el estudio de saturación nos beneficiará en la evaluación del potencial de hidrocarburos, debemos recurrir de nuevo al análisis del registro geofísico de resistividad, para establecer la resistividad verdadera de información, la cual requiere ser una resistividad alta.

Observando la **FIG. 30** presenta la lectura de la zona donde se encuentra la Formación Pimienta representada por un recuadro azul, en donde se selecciona las medidas de la zona con mayor lectura de resistividad de la Formación Pimienta, ésta se debe a que el método de saturación de Archie, requiere las lecturas más altas de la formación a estudiar.

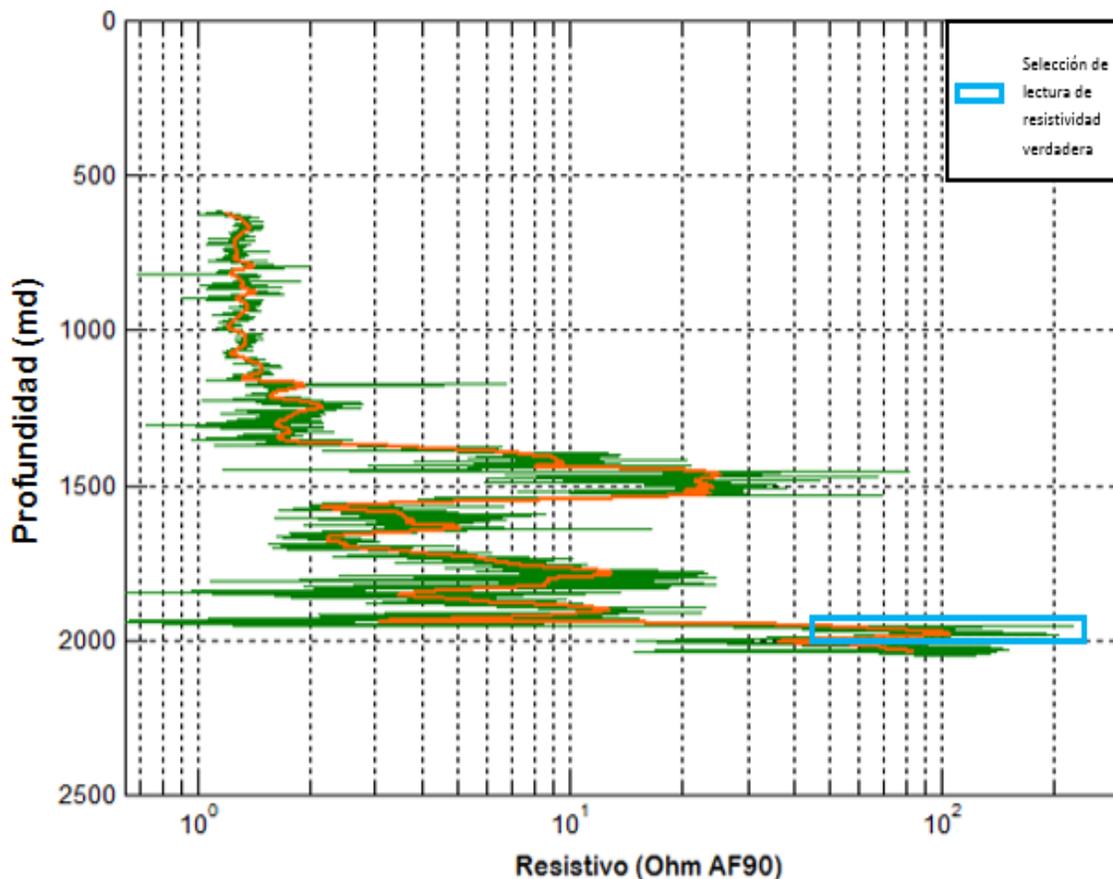


FIG. 30 Selección de la Resistividad Verdadera para la Saturación de la Formación Pimienta

Fuente: Autor.

Ecuación factor de formación.

$$F = \alpha / \phi^m \quad F = 1 / 0.17^2 \quad F = 34.6$$

Donde

α : Tortuosidad de formación	1 [-].
m : Factor de cementación	2 [-].
ϕ : Porosidad	16 [%].

Aplicación del método de saturación de Archie.

$$S_w = \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}} \quad S_w = \sqrt{\frac{34.6 \cdot 0.016}{13.11}} \quad S_w = 0.21 \text{ o } 21 \%$$

Donde

F : Factor de formación	34.6 [---].
R_w : Resistividad del agua de la formación	0.016 [Ohms].
R_t : Resistividad verdadera de la formación	13.11 [Ohms].

Para analizar la aplicación del cálculo de la saturación de agua, fue necesario determinar antes el factor de formación, el valor de este factor fue de 34.6 (---), consecuentemente este factor se utiliza con la determinación de la saturación del agua de formación, la cual obtuvo un valor de 21%, este valor de la Saturación del agua de formación de la Formación Pimienta en el espesor con mayor resistividad verdadera, eso se puede apreciar en la **Tabla 20**.

TABLA 20. VALORES DE SATURACION DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.			
Saturación de Formación de Archie			
Litología	Exponente de Cementación	Tortuosidad de Formación	
Caliza	2	1	
Profundidad (m)	Resistividad de Formación Verdadera	Resistividad del agua de formación	Saturación del agua de formación
1931 – 1933	13.11	0.016 Ohms	21%

Una vez conociendo la saturación de agua de la formación se puede calcular la saturación de hidrocarburos (ecuación 16), la cual, se obtuvo un resultado de 79 % de saturación de hidrocarburos en la Formación Pimienta, a una profundidad de 1931–1933 m.

Saturación de hidrocarburo formación Pimienta.

$$S_h = 1 - S_w \qquad S_h = 1 - 0.21$$

$$S_h = 0.79$$

Donde

S_o : Saturación de hidrocarburo de la formación 79 [%].
 S_w : Saturación del agua de la formación 21 [%].

Una vez analizando los resultados de la saturación de hidrocarburos y de agua en un espesor de la formación Pimienta, estas metodologías serán aplicadas utilizando las lecturas del registro resistivo en toda la formación Pimienta. La saturación del agua de la Formación Pimienta, se podrá apreciar en la **FIG. 31**, en donde se presenta las mediciones de resistividad y de saturación de agua en la formación Pimienta.

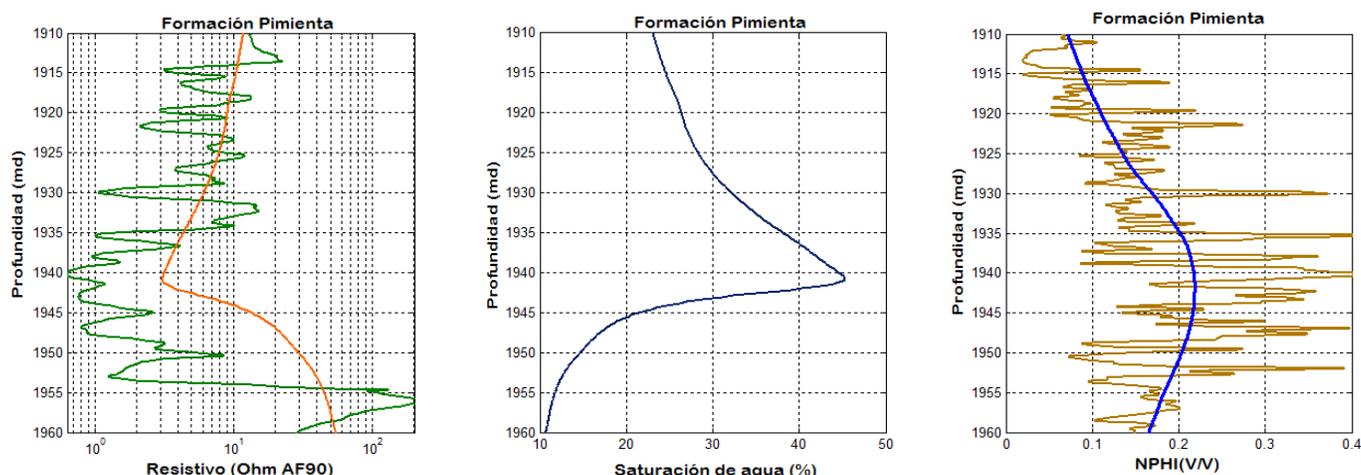


FIG. 31 Relación del registro de resistividad - saturación de agua en la Formación Pimienta.

Fuente: Autor.

Analizando la relación de las mediciones de resistividad con la saturación de agua en la formación Pimienta se encuentra dividida en 3 zonas de espesor. El primer espesor es de 1910 – 1930 m con S_w de 26.9%, 1930 a 1945 m con S_w de 36.11% (zona con mayor saturación de agua) y la tercera zona es de 1945 – 1950 m con S_w de 13.63 % (zona con menor saturación de agua).

Finalmente, como dato general, se asume que la formación Pimienta tiene un porosidad de 17% con una saturación promedio de agua del 25.64, el cual se asume que la Formación Pimienta tiene una saturación de hidrocarburo del 74.36 en su espesor.

4.6 Permeabilidad.

Esta propiedad mide la movilidad de los fluidos en una formación, su unidad de medición es el miliDarcy (mD), y está influenciada bajo una atmósfera de presión; Las propiedades con quienes comparte una relación son la porosidad y saturación de agua [20].

Esta relación se presenta, debido a que dependen de la estructura de los granos, cementante y el tamaño de partículas. La permeabilidad asume que si existe una alta porosidad esta es acompañada de una alta permeabilidad, y si existe una baja porosidad, será una baja permeabilidad [21].

Para que una roca sea permeable esta debe tener poros interconectados. No en todos los casos se mantiene esta relación, por ejemplo las rocas lutitas y arenas poseen altas porosidades pero una baja permeabilidad (presencia de granos muy pequeños generando una alta tortuosidad); A su vez, existen rocas como las calizas que poseen una baja porosidad, pero por la presencia de pequeñas fracturas, proporcionan una buena permeabilidad.

Las compañías para determinar la permeabilidad de una formación estudian esta característica por estudios de núcleos en laboratorios, o por medio del análisis de registros geofísicos utilizando ecuaciones de correlación de permeabilidad por métodos, tal y como es el método de la ecuación de permeabilidad propuesta por Morris – Biggs (1967) y Timur (1968).

El método de Morris – Biggs estima la permeabilidad de formaciones con aceite y gas en la roca; El método de Timur estima la permeabilidad general de la formación. Estos métodos requieren del conocimiento de la porosidad y la saturación de agua irreducible de cada formación [22].

La saturación del agua irreducible está definida como la fracción de agua que no se puede mover de la formación [23]. Comúnmente, la saturación de agua irreducible se obtiene a partir de pruebas de laboratorio por medio de las curvas de presión capilar determinadas por el análisis de núcleos de formación.

Sin embargo, debido a que no contamos con estudios de laboratorio, asumimos debido a que el término relacionado a la saturación de agua se refiere a la saturación de agua más baja observada en el sitio.

Dado que la saturación del agua de la formación por el método de Archie requirió de tener la lectura más alta de resistividad, se establece que la saturación del agua de formación que obtuvimos para la Formación Pimienta, presenta la relación de que la saturación de agua irreducible, puede ser referente la saturación de agua más baja medida en el sitio.

Ecuación Permeabilidad de Morris – Biggs (Yacimiento-Aceite).

$$K_o = 62.5 * (\phi^3 / S_{w_{irr}})^2, \quad (17)$$

Donde

K : Permeabilidad de formación	[Darcies].
S_{w_{irr}} : Saturación de agua irreducible	[%].
φ : Porosidad	[%].

Ecuación Permeabilidad de Morris – Biggs (Yacimiento-Gas).

$$K_g = 2.5 * (\phi^3 / S_{w_{irr}})^2, \quad (18)$$

Donde

K : Permeabilidad de formación	[Darcies].
S_{w_{irr}} : Saturación de agua irreducible	[%].
φ : Porosidad	[%].

Ecuación Permeabilidad de Timur (Yacimiento General).

$$K = 8.58 * (\phi^{4.4} / S_{w_{irr}}^2), \quad (19)$$

Donde

K : Permeabilidad de formación	[Darcies].
S_{w_{irr}} : Saturación de agua irreducible	[%].
φ : Porosidad	[%].

Respuesta Final de Permeabilidad de la Formación Pimienta.

Debido a que estudios previos se estableció que la Formación Pimienta está saturada de gas - aceite, se utilizarán las ecuaciones de Morris-Biggs de permeabilidad para la saturación de gas y aceite en la formación; Y a su vez se aplica la ecuación de Timur, para tener una perspectiva de la permeabilidad de la formación. Con información de estudios previos de las Propiedades de Porosidad y Saturación de agua de formación se calcula la ecuación siguiente.

Sw = Saturación de agua 25.64 [%]. Φ = Porosidad 17 [%]

Ecuación Permeabilidad de Morris – Biggs (Yacimiento – Aceite).

$$K_o = 62.5 * (\phi^3 / S_{w_{irr}})^2 \quad K_o = 62.5 * (0.17^3 / 0.25)^2 \quad K_o = 0.024D \text{ o } K_o = 24.13 \text{ mD.}$$

Ecuación Permeabilidad de Morris – Biggs (Yacimiento – Gas).

$$K_g = 2.5 * (\phi^3 / S_{w_{irr}})^2 \quad K_g = 2.5 * (0.17^3 / 0.25)^2 \quad K_o = 0.0009D \text{ o } K_g = 0.96 \text{ mD.}$$

Ecuación Permeabilidad de Timur.

$$K = 8.58 * (\phi^{4.4} / S_{w_{irr}}^2) \quad K = 8.58 * (0.17^{4.4} / 0.25^2) \quad K = 0.056 D \text{ o } K = 56.44 \text{ mD.}$$

Analizando los datos de permeabilidad en la Formación Pimienta respecto a la porosidad total y la saturación de agua, se estableció con los datos promedio de la formación en los cuales, los valores que se utilizaron son de la porosidad del registro neutrón del y a su vez, la saturación del agua de formación también se utilizó como dato promedio.

Los valores de permeabilidad que establecimos fueron en relación al espesor que pertenece la formación Pimienta, que va de 1945 - 1950 m, la permeabilidad de la formación por el método de Timur fue de 124 mD; El método de Morris – Biggs presento la capacidad de flujo del aceite y gas dependiendo la permeabilidad exhibe para estos fluidos, la permeabilidad de aceite fue de 65 mD y de gas fue de 2.62 mD.

Finalmente la permeabilidad general que asumimos en la Formación Pimienta fue la permeabilidad de 124.8 mD del método de Timur, por el hecho de ser una permeabilidad general de la formación. Las mediciones de la permeabilidad de la formación por los métodos se presentan en la **FIG. 32**, en cual se puede apreciar que el espesor de 1945 – 1950 m de la formación Pimienta, es el espesor más atractivo respecto a la permeabilidad de la roca.

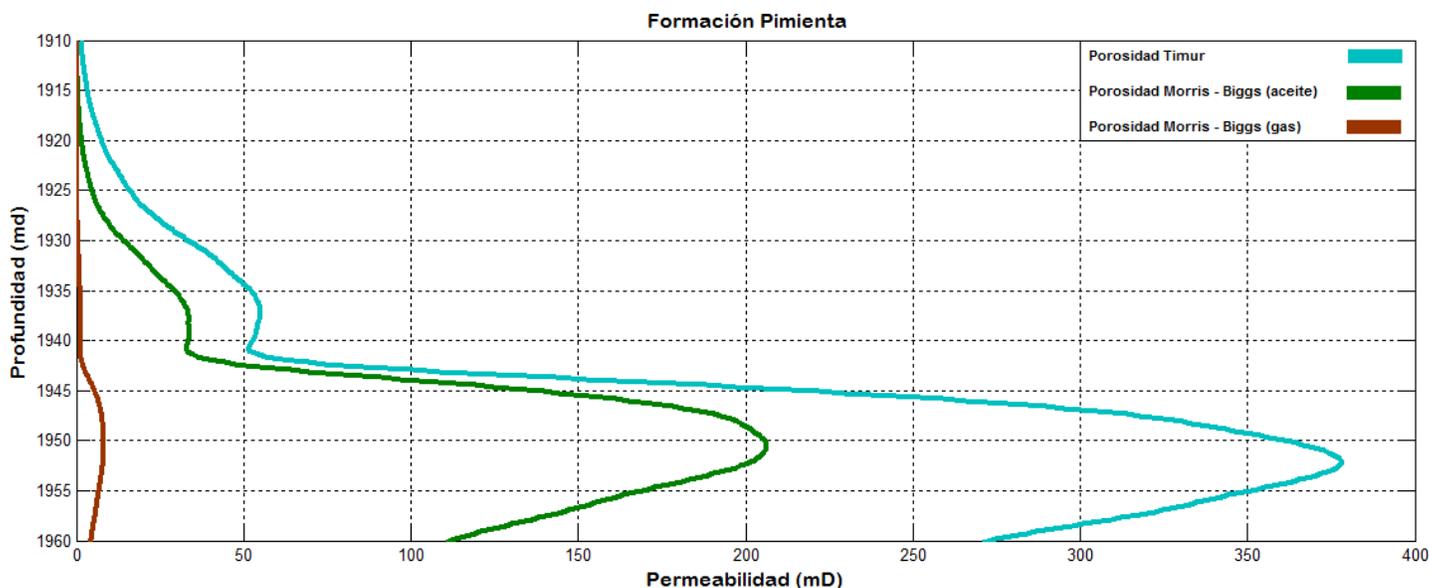


FIG. 32 Permeabilidad de Timur y Morris-Biggs en la Formación Pimienta.

Fuente: Autor.

Capítulo V: Predicción de las propiedades geomecánicas dinámicas y el perfil de geopresiones de la formación Pimienta.

5.1 Propiedades geomecánicas.

La comprensión de las respuestas de las propiedades geomecánicas de la roca en función de los esfuerzos que la someten, son fundamentales para la planeación de actividades para la explotación de yacimientos petroleros, y a su vez para la reducción de problemas durante las operaciones de perforación, generando estabilidad de pozos durante el desarrollo del pozo [24].

Para entender el comportamiento de las propiedades geomecánicas de las rocas sujetas a estados de esfuerzos de formación es necesario conocer los módulos elásticos de deformación, tales como: Coeficiente de Poisson (ν), Módulo de Young (E), Módulo de Compresibilidad (K), Módulo de Corte (G), y Resistencia a la Compresión Uniaxial (UCS).

5.1.1 Módulos elásticos.

Los módulos elásticos nos brindan un panorama del comportamiento de las propiedades de las rocas, relacionando los esfuerzos con la deformación. Estos módulos estudian como propiedad principal de las rocas a la elasticidad, la cual depende de 3 factores: Homogeneidad, medida continua física del cuerpo; Isotropía, medida de las propiedades direccionales de un cuerpo y Continuidad, refiriendo a la continua conectividad de los poros [25].

El hecho de que una roca esté vinculada en la relación esfuerzo-deformación con el punto de falla, es para determinar si es un cuerpo linealmente elástico o no; De ese modo podremos clasificar a las rocas en cuasi-elástica ($E: 6 - 11 \times 10^9 \frac{Kg}{m^2}$), semi-elástica ($E: 6 - 7 \times 10^9 \frac{Kg}{m^2}$), y no elástica ($E: < 5 \times 10^9 \frac{Kg}{m^2}$).

Para determinar las propiedades elásticas de la roca, es necesario expresar los módulos elásticos respecto a la relación esfuerzo-deformación. Las unidades en que se expresan estos módulos elásticos son en psi o MPa. Los módulos elásticos a estudiar son los siguientes:

- Relación de Poisson (ν), estudia la relación entre expansión lateral y el acortamiento axial.
- Módulo de Young (E), estudia la elasticidad de una roca en compresión axial.
- Módulo de Compresibilidad (K), deformación de roca por confinamiento.
- Módulo de Corte (G) estudia el cambio de forma de la roca por esfuerzos transversales.

Un aspecto importante de la teoría de la elasticidad para definir cualquier roca (que sea homogénea e isotrópica), solo se necesita de 2 módulos elásticos para describir su comportamiento, de los cuales E y ν son de los más comúnmente utilizados. En la **Tabla 21** se expone la relación de los módulos elásticos en materiales isotrópicos [26].

TABLA 21. RELACIÓN ENTRE LOS MÓDULOS ELÁSTICOS EN UN MATERIAL ISOTRÓPICO.

Relación de Poisson.	Módulo de Young.	Módulo de Compresibilidad	Módulo de Corte.
$\frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$	$\frac{9K - G}{3K + G}$	$G \frac{2(1 + \nu)}{3(1 - 2\nu)}$	$\frac{3KE}{9K - E}$
$\frac{E}{2G} - 1$	$2G(1 + \nu)$	$\frac{E}{3(1 - 2\nu)}$	$\frac{E}{2 + 2\nu}$
$\frac{3K - E}{6K}$	$3K(1 - 2\nu)$		$3K \frac{1 - 2\nu}{2 + 2\nu}$

Sin embargo, las medidas de los módulos elásticos requieren de mediciones con equipo de laboratorio; Los módulos elásticos pueden determinarse también a partir de las velocidades de onda y registros geofísicos (sónico), debido a que presentan la relación entre la dureza de la roca y la resistencia a la deformación. La determinación de los módulos elásticos mediante la lectura de registros, presenta preferencia si las rocas son isotrópicas y homogéneas.

Investigadores como Geltader, Reynal, Elkington, Somerton, et al.; relacionaron la velocidad onda, lentitud de tiempo de tránsito y la densidad de la formación con los módulos elásticos para poder entender el comportamiento de los esfuerzos de la formación durante la perforación [27]. Estos estudios desarrollaron ecuaciones empíricas, la cual se presentan en la **Tabla 22**.

TABLA 22. ECUACIONES EMPÍRICAS DE LOS MÓDULOS ELÁSTICOS DINAMICOS.

Módulo elástico.	Ecuación Empírica.
Relación de Poisson	$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}$
Módulo de Young	$E = \frac{\rho * V_s^2 * (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}$
Módulo de Compresibilidad	$K = \rho * V_s^2 * (V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2)$
Módulo de Corte	$G = \rho * V_s^2$

5.1.1.1 Lentitud de Tiempo de Tránsito – Velocidad de Onda.

La información que obtuvimos para el estudio de los módulos elásticos son las lecturas del registro geofísico del tipo sísmico, esta fuente de información proviene por parte de la herramienta sísmica – monopolar [28]. La fuente monopolar es la forma más básica y común de todas las herramientas acústicas. Esta fuente presenta la lentitud de ondas compresionales de la formación.

El hecho que las correlaciones empíricas de los módulos elásticos fueron desarrolladas por medio de velocidades sísmicas, es porque este tipo de registros han sido ampliamente utilizados en la caracterización de yacimientos debido a que dan medidas directas de algunas propiedades elásticas de las rocas; Schlumberger desarrollo mediciones empíricas de rocas matriciales por medio de una fuente de dipolar, estas lecturas se presentan en la **Tabla 23**.

TABLA 23. VALORES CARACTERISTICOS DE LA LENTITUD DE ONDAS COMPRESIONALES (Δt_c) Y LENTITUD DE ONDA DE CORTE (Δt_s).		
Material	Lentitud de ondas compresionales Δt_c us/m (us/ft)	Lentitud de ondas de corte Δt_s us/m (us/ft)
Acero	187 [57]	338 [103]
Arenisca	182 [55.5]	289 [88]
Caliza	155 [47.3]	290 [88.4]
Dolomía	143 [43.5]	236 [72]
Lutita	200 a 300 [61 a 91]	Varía
Agua dulce	715 [218]	No correspondiente

Como contamos con un registro sísmico monopolar para determinar los módulos elásticos, solo se cuenta con una lectura de lentitud de ondas compresionales, la cual, no es suficiente para determinar los módulos elásticos, por el hecho que se requiere lecturas de ondas cortantes, es necesario obtener mediciones de ondas cortantes; Estas se estimaran por medio de correlaciones empíricas disponibles.

Sin embargo, la mayoría de las correlaciones empíricas para determinar la mediciones de ondas cortantes utilizan como variable principal la velocidad de onda compresional (V_p) y no la lentitud de onda compresional (Δt_c).

Dado a que poseemos una Δt_c , es necesario recurrir a una ecuación de conversión para generar una lectura de V_p en unidades que requiera la correlación empírica, para de esa manera poder determinar la lectura de velocidad de onda de corte (V_s). La aplicación de la ecuación de conversión de Δt_c a V_p es posible, por la relación que estas manejan en sus unidades de medición.

5.1.1.2 Correlaciones empíricas para estimar la velocidad onda de corte.

Compañías han desarrollado ecuaciones empíricas para la estimación de la velocidad de corte mediante el análisis de registros geofísicos (sónico). Los métodos empíricos seleccionados son: Carroll (1969), Castagna (1993) y Brocher (2005,208); siendo de los más representativos por su precisión [29].

Para el desarrollo de las correlaciones empíricas, las unidades de las velocidades de ondas compresionales y cortantes deben ser adecuadas para cada ecuación. Es por esta razón que debemos pasar la lectura de lentitud de onda compresional (Δt_c) a velocidad de onda compresional (V_p), que sea la adecuada para las ecuaciones empíricas con el fin de determinar la velocidad de onda de corte (V_s).

Ecuación Carroll

Carroll (1969) propuso la relación empírica para predecir la velocidad de onda de corte mediante un método de la medición acústica in situ y con la velocidad de onda de compresión. Las unidades de las velocidades de onda están en Km/s para el desarrollo de la ecuación de Carroll. La ecuación de Carroll es aplicable de manera general en una amplia variedad de tipos de roca.

$$V_s = 1.099 * V_p^{0.924}, \tag{20}$$

$$V_s = 1.099 * V_p^{0.924} \quad V_s = 1.099 * 3.947^{0.924} \quad V_s = 3.908$$

Donde

V_s : Velocidad de Corte	3.908 [Km/s].
V_p : Velocidad de Compresión	3.947 [Km/s].

Ecuación Castagna

La correlación más precisa para predecir la V_s en rocas de carbonatos es la ecuación de Castagna, este método contempla las condiciones de la roca. Castagna et al., 1993 propusieron ecuaciones empíricas para la predicción de la velocidad de onda de corte en rocas areniscas, piedra caliza, lutitas y dolomita. Las unidades de las velocidades de onda están en Km/s para el desarrollo de la ecuación de Castagna.

$$V_s = -0.055 V_p^2 + 1.017 V_p - 1.03, \tag{21}$$

$$V_s = -0.055 (3.947)^2 + 1.017(3.947) - 1.03 \quad V_s = 2.125$$

Donde

V_s : Velocidad de Corte	2.125 [Km/s].
V_p : Velocidad de Compresión	3.947 [Km/s].

Ecuación Brocher

Brocher (2005), desarrolló una ecuación empírica para el cálculo de V_s , aplicable en diversos tipos de rocas, preferente para rocas calizas. Brocher analizó la gran importancia en la relación que tienen V_p y V_s en los movimientos sísmicos en el suelo.

El cálculo de V_s con la ecuación de Brocher, mide el comportamiento de la amplitud de la onda de V_p . Las unidades de las velocidades de onda están en Km/s para el desarrollo de la ecuación de Brocher.

$$V_s = 0.7858 - 1.2344 V_p + 0.7949 V_p^2 - 0.1238 V_p^3 + 0.006 V_p^4, \quad (22)$$

$$V_s = 0.7858 - 1.2344(3.947) + 0.7949 (3.947)^2 - 0.1238 (3.947)^3 + 0.006 (3.947)^4$$

$$V_s = 2.141$$

Donde

V_s : Velocidad de Corte	2.141 [Km/s].
V_p : Velocidad de Compresión	3.947 [Km/s].

El resultado de la V_s presentara variaciones por el hecho que estas ondas están relacionadas con el tipo de roca, compactación, resistencia y condiciones de carga (Phil y Andy, 1990). El comportamiento de las Velocidades de ondas cortantes calculadas con los métodos empíricos propuestos se puede observar en la **FIG. 33**.

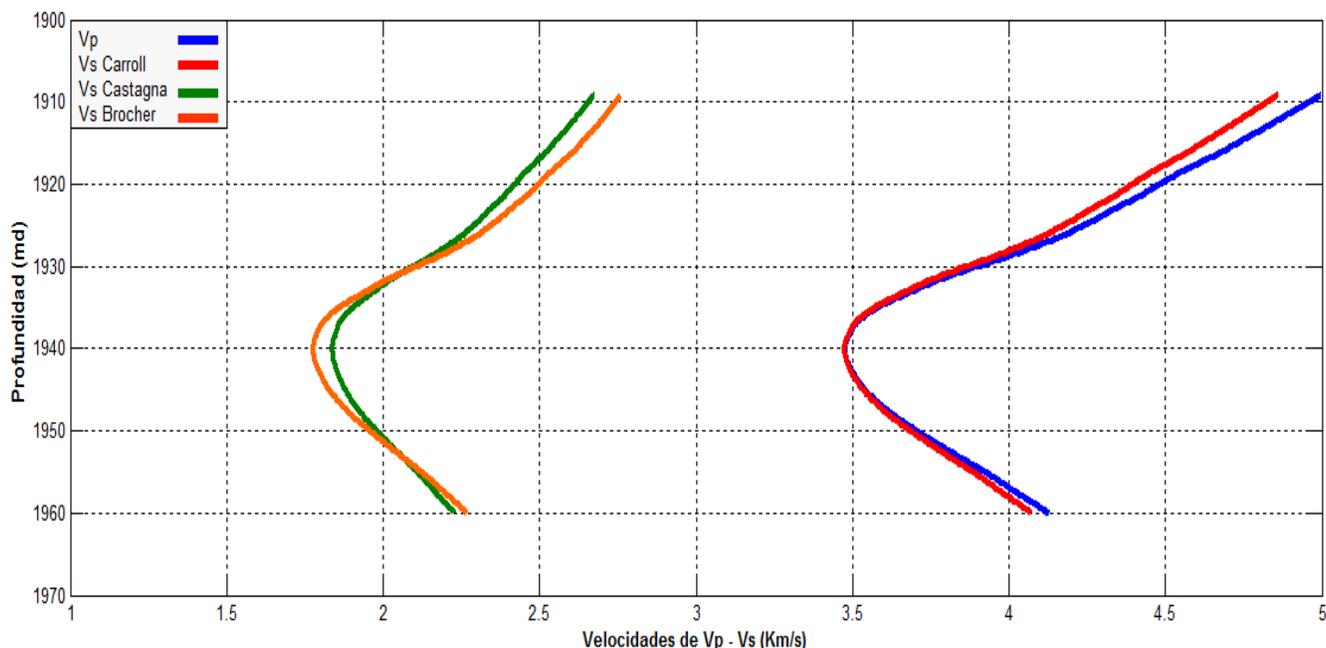


FIG. 33 Comportamiento de Velocidad de Corte por ecuaciones empíricas.

Fuente: Autor.

Analizando la **FIG. 33**, se puede ver que los métodos de Castagna y Brocher comparten mucha similitud, que la de Carroll, esto se debe a que el método de Carroll fue diseñado de manera general, y que los métodos de Castagna y Brocher comparten mucha similitud por haber sido diseñados en rocas de Carbonatos.

Sin embargo, a pesar del método de Castagna y Brocher comparten similitudes, se decidió trabajar para el valor de la Velocidad de onda de Corte por el método Castagna, por el hecho que este método contempla las condiciones de la roca, el cual este método fue probado en carbonatos con las mismas condiciones que similares en que se encuentra la Formación Pimienta ^[30].

Los valores que se obtuvieron de las lecturas de las Velocidades de onda tanto Compresivo y Cortante a partir del análisis de la lectura del registro sísmico (lentitud de onda compresiva), se establecen los valores de $V_p = 3.947 \text{ Km/s}$ y $V_s = 2.2125 \text{ Km/s}$, que al corroborar los valores del registro $\Delta t_c = 77.22 \text{ us/ft}$ y $\Delta t_s = 143.5 \text{ us/ft}$ estas pertenecen a las rocas lutitas, aclarando que son lecturas promedios de la formación. Finalmente, se pueden determinar los módulos elásticos.

5.1.2 Relación de Poisson.

Todo cuerpo al que se le ejerce un esfuerzo experimenta una deformación, esta relación está presente en la relación de Poisson. La Relación de Poisson, es una constante elástica que está en relación con la deformación latitudinal y longitudinal de un cuerpo, originado por la aplicación de un esfuerzo perpendicular a la posición del material ^[31], este módulo elástico se aprecia en la **FIG. 34**.

$$\nu = \frac{V_p^2 - V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}, \tag{23}$$

$$\nu = \frac{3.947^2 - 2(2.124^2)}{2(3.947^2 - 2.124^2)} \qquad \nu = \underline{\underline{0.296}}$$

Donde

V_s : Velocidad de Corte	2.141 [Km/s].
V_p : Velocidad de Compresión	3.947 [Km/s].
ν : Relación de Poisson	0.295[---].

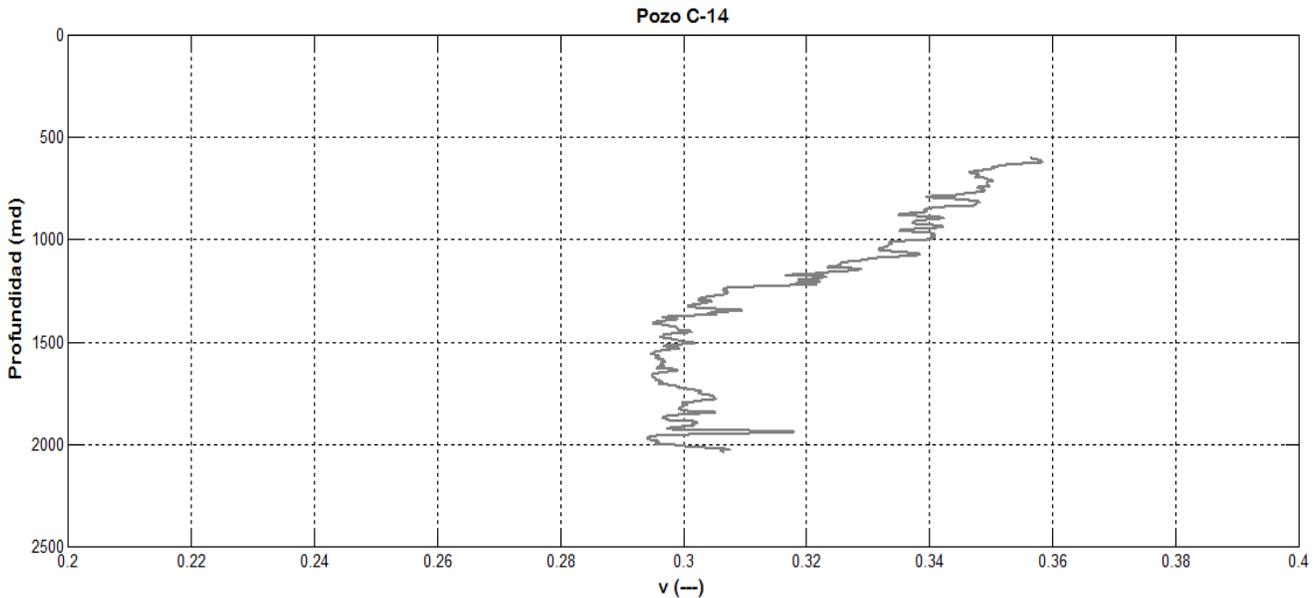


FIG. 34 Relación de Poisson de C - 14.

Fuente: Autor.

5.1.3 Módulo de Young.

Esta constante elástica estudia el producto de la relación de un esfuerzo compresivo vertical y la deformación longitudinal; Es denominada E , para el cálculo de este módulo elástico, utilizaremos la densidad de la formación y las lecturas del registro sísmico [32], esta modulo elástico se aprecia en la FIG. 35.

$$E = \frac{\rho * V_s^2 * (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}, \quad (24)$$

$$E = \frac{2.49 * 1000 * 2124.073^2 * (3(3947.164)^2 - 4(2124.073)^2)}{(3947.164^2 - 2124.073^2)}$$

$$E = \underline{29.123 \text{ GPa}} \quad E = \underline{4222.85 \text{ ksi}}$$

Donde

V_p : Velocidad de Compresional
 V_s : Velocidad de Corte
 ρ_b : Densidad de la formación

3.947 [K m/s].
 2.124 [K m/s].
 2.49 [g/cm3].

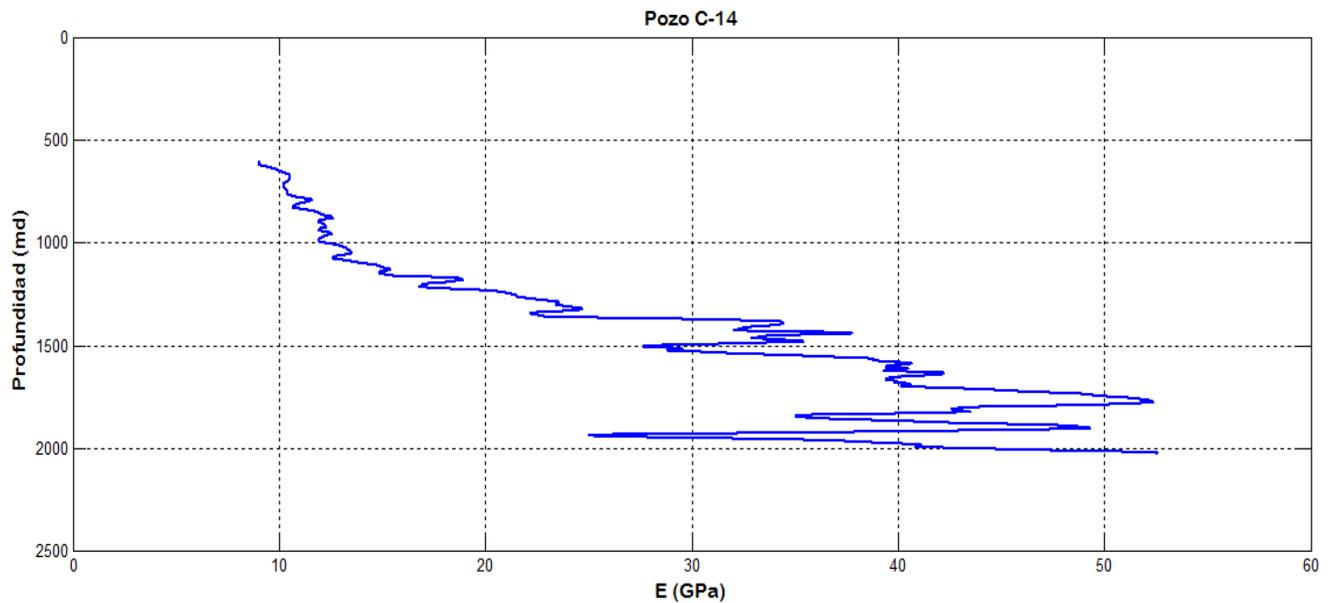


FIG. 35 Módulo de Young en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

5.1.4 Módulo de Compresibilidad.

El módulo de compresibilidad también conocido como incompresibilidad del medio, interpreta el cambio volumétrico ejercido por un esfuerzo o presión, la cual presenta un cambio de volumen ya sea por dilatación o contracción [33]. La relación que propone este módulo es que mediante al ejercer una presión, existirá un cambio reflejado en una deformación volumétrica, esta modulo elástico se aprecia en la **FIG. 36**.

Con una magnitud elevada del módulo de compresibilidad, se puede decir que estas rocas presentan una resistencia a la deformación volumétrica, en donde refleja el espacio de porosidad de la formación debido a que si existe porosidad, es debido a que las rocas presentan resistencia al esfuerzo sin alterar su volumen y a su vez sin perturbar el espacio poroso de la formación.

$$K = \left((Vp^2 * \rho_b) - \left(\frac{4}{3} Vs^2 \right) \right), \quad (25)$$

$$K = \left((3947.167^2 * 2.49 * 1000) - \left(\frac{4}{3} 2124.073^2 \right) \right) K = \underline{23.825 \text{ GPa}} \quad K = \underline{3453.27 \text{ ksi}}$$

Donde

Vp	: Velocidad de Compresión	3.947 [K m/s].
Vs	: Velocidad de Corte	2.124 [K m/s].
ρ_b	: Densidad de la formación	2.49 [g/cm³].

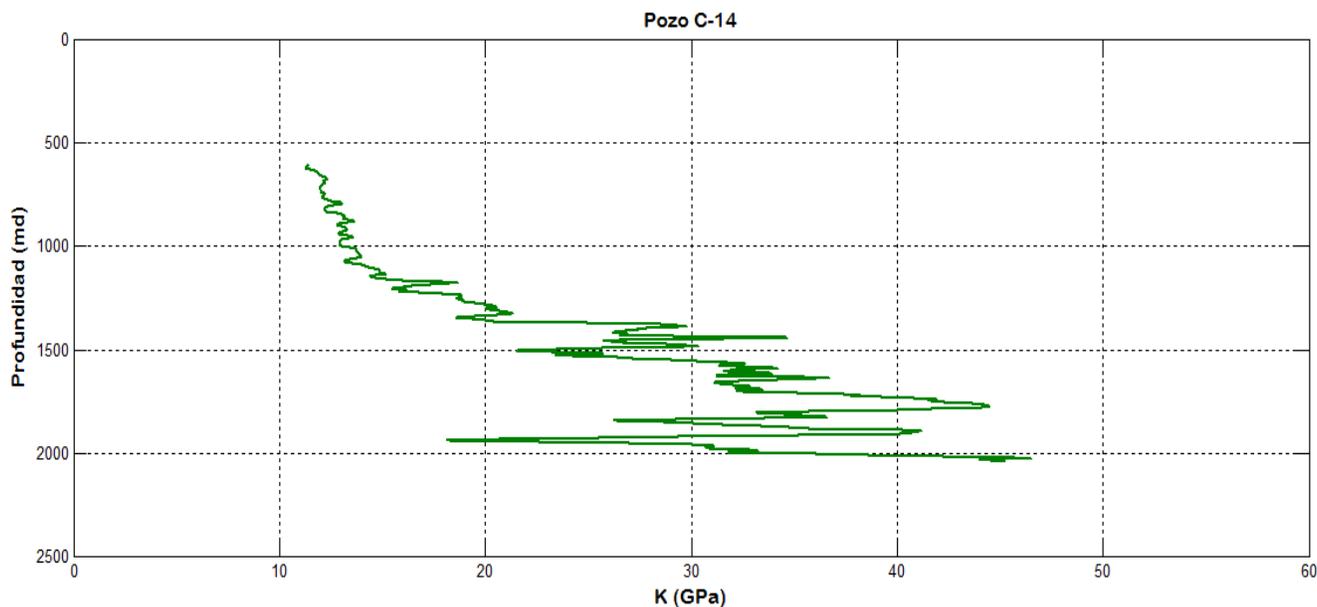


FIG. 36 Módulo de Compresibilidad en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

5.1.5 Módulo de corte.

Este módulo estudia la deformación de un cuerpo sin afectar su volumen, por la aplicación de un esfuerzo tangencial. Al existir esfuerzos tangenciales en la formación, estos no afectan el volumen de la roca, debido a que el volumen permanece constante ^[34]. Este módulo elástico se aprecia en la FIG. 37.

$$G = (\rho_b * Vs^2), \quad (26)$$

$$G = (2.49 * 1000 * 2124.073^2) \quad G = \underline{11.23 \text{ GPa}} \quad G = 1628.94 \text{ ksi}$$

Donde

V_s : Velocidad de Corte

2.124 [Km/s].

ρ_b : Densidad de la formación

2.49 [g/cm³].

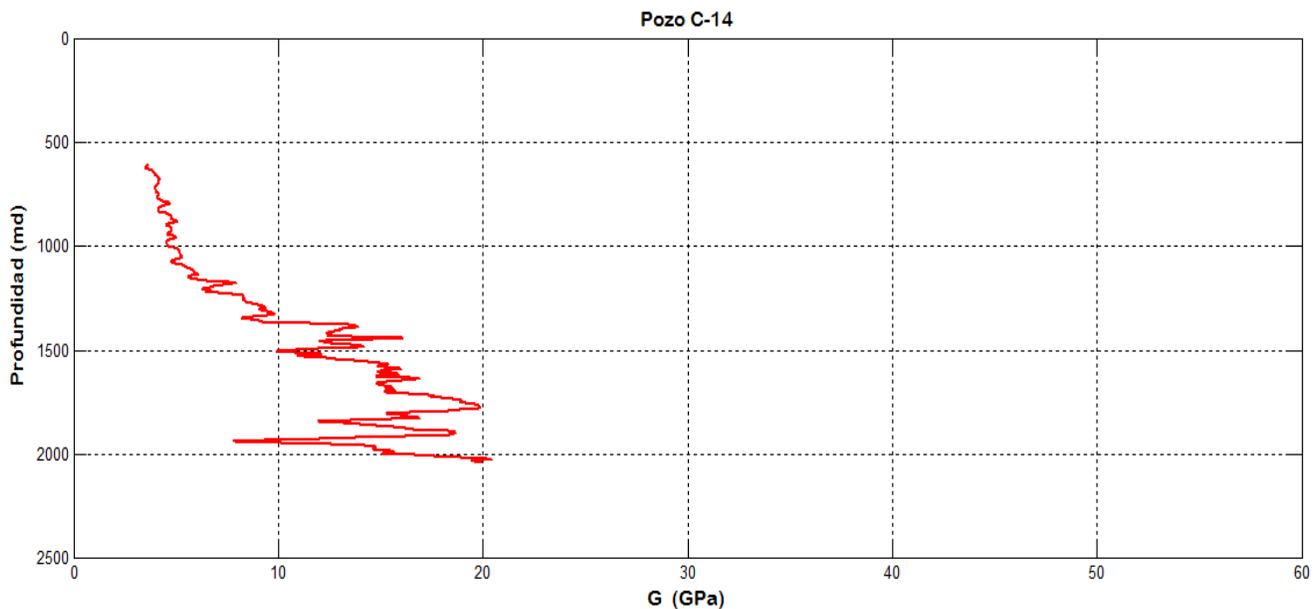


FIG. 37 Módulo de corte en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

5.1.6 Relación de los módulos elásticos.

Una vez determinados los Módulos Elásticos con las ecuaciones empíricas en función de las mediciones de las lecturas de las velocidades de ondas tanto compresionales y de corte, comprobaremos si están correctos o si de existir una diferencia se diría que esta la posibilidad de algún error en los cálculos de las ecuaciones empíricas, esto se analizara utilizando la **Tabla 24** de la relación de los módulos elásticos.

Resultados de las ecuaciones empíricas de las lecturas de las velocidades de ondas

$$v = 0.296 \quad E = 29.123 \text{ GPa} \quad K = 23.825 \text{ GPa} \quad G = 11.234 \text{ GPa}$$

TABLA 24. RESULTADO DE LAS RELACIÓN DE MODULOS ELASTICOS CON LAS ECUACIONES EMPIRICAS.

Relación de Poisson.	Módulo de Young.	Módulo de Compresibilidad	Módulo de Corte.
$\frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$ 0.296	$\frac{9K - G}{3K + G}$ 29.123	$G \frac{2(1 + v)}{3(1 - 2v)}$ 23.82	$\frac{3KE}{9K - E}$ 11.234
$\frac{E}{2G} - 1$ 0.296	$2S(1 + v)$ 29.12308	$\frac{E}{3(1 - 2v)}$ 23.82	$\frac{E}{2 + 2v}$ 11.234
$\frac{3K - E}{6K}$ 0.296	$3K(1 - 2v)$ 29.123	- - - -	$3K \frac{1 - 2v}{2 + 2v}$ 11.234

Evaluando las relaciones de los módulos elásticos, y al observar que sus resultados son similares o iguales a los calculados por ecuaciones empíricas de lecturas de velocidad de onda, determinamos que el estudio de estos módulos, satisfacen la necesidad de calcular estas constantes de modo confiable.

Finalmente, corroborando las constantes elásticas respecto a sus magnitudes, se puede asumir el comportamiento de la resistencia a la deformación de las rocas respecto a los esfuerzos presentes en la Formación Pimienta, el cual, por observación, se asume que la formación no percibe grandes magnitudes esfuerzos transversales, que presenta inercia a los esfuerzos de compactación, dando una perspectiva de ser una roca estable.

5.1.7 Resistencia a la compresión no confinada.

La resistencia a la compresión no confinada (UCS, Uniaxial Compression Strength), muestra la resistencia de un material hasta llegar a un punto de fractura. Comúnmente, son medidas en laboratorio con el fin de que las mediciones realizadas sean evaluadas en pruebas de perforación [35].

Para determinar la resistencia a la compresión no confinada de la roca Pimienta utilizaremos ecuaciones de correlación propuestas por el Dr. Mark Zoback, presentes en libro “Reservoir Geomechanics” en donde muestran numerosas relaciones del esfuerzo de las formaciones con parámetros medibles a partir de datos proporcionados por registros geofísicos de pozos.

La base de estas relaciones es el hecho de que los esfuerzos de las rocas se vinculan factores como son los módulos elásticos y parámetros de formación. Comúnmente los factores que se vinculan, es el módulo de Young; Por parte de las propiedades petrofísicas es la porosidad y de las mediciones de registros el tiempo de tránsito (registro sísmico).

Las relaciones que se escogieron para el estudio de la resistencia a la compresión no confinada aplicados en formaciones como, carbonatos y lutitas., son propuestas investigadores como Lama and Vutukuri (1978), Carmichael (1982), Jizba (1991), Wong, David *et al.* (1997), Horsrud (2001) and Kwasniewski (1989) entre otros [36].

Considerando los estudios de las relaciones empíricas, la resistencia a la compresión uniaxial está relacionada al tipo de roca; Las relaciones empíricas para cada formación están en función de las rocas y la fuente de información como tiempo de tránsito (Δt) o la Velocidad onda de Compresión (V_p); Las variables seleccionadas son el tiempo de tránsito (medición directa) y con el módulo de Young (constante elástica).

Por el hecho que la formación Pimienta está conformada por calizas arcillosas con alternancia de láminas de lutitas, se establecieron las relaciones empíricas para carbonatos y para lutitas.

Ecuación Resistencia de Compresión No Confinada Calizas (Carbonatos).

• $UCS = 0.4067 * E^{0.51}$ Ecuación de Carbonatos con aplicación general experimental. (27)

$$UCS = 0.04067 * 29123.08^{0.51}$$

$$UCS = 76.92 MPa \quad UCS = 11.85 ksi$$

Donde

E : Tiempo de transito promedio en calizas 29123.08 [MPa].

• $UCS = (7682/\Delta t)^{1.82}/145$ Ecuación de Carbonatos con aplicación general (Militzer 1973) (28)

$$UCS = (7682/77.22)^{1.82}/145$$

$$UCS = 29.82 MPa \quad UCS = 2.59 ksi$$

Donde

Δt : Tiempo de transito promedio en calizas 77.22 [us/ft].

• $UCS = 135.9 \exp^{-4.8\phi}$ Ecuación de Carbonatos con aplicación general de regiones . (29)

$$UCS = 135.9 \exp^{-4.8(0.17)}$$

$$UCS = 59.69 MPa \quad UCS = 9.19 ksi$$

Donde

ϕ : Tiempo de transito promedio en calizas 0.21 [- - -].

Ecuación Resistencia de Compresión No Confinada Lutitas.

$UCS = 0.0528 * E^{0.712}$ Ecuación de Lutitas aplicación genera de regiones (30)

$$UCS = 0.0528 * 29123.08^{0.712}$$

$$UCS = 79.6 MPa \quad UCS = 11.55 ksi$$

Donde

• E : Tiempo de transito promedio en lutitas 29123.08 [MPa].

- $UCS = 1.35(304.8/\Delta t)^{2.6}$ Ecuación de Lutitas aplicación general de regiones. (31)

$$UCS = 1.35(304.8/77.22)^{2.6}$$

$$UCS = 47.94 \text{ MPa} \quad UCS = 3.25 \text{ ksi}$$

Δt : Tiempo de transito promedio

77.22 [us/ft].

- $UCS = 2.922 \phi^{-0.96}$ Ecuación de Lutitas aplicación mar del norte (Horsrud 2001) (32)

$$UCS = 2.922 (0.17)^{-0.96}$$

$$UCS = 16.01 \text{ MPa} \quad UCS = 2.32 \text{ ksi}$$

ϕ : Tiempo de transito promedio

0.21 [- - -].

Determinando la resistencia a la compresión no confinada mediante las ecuaciones empíricas relacionadas con el tiempo de tránsito, se presentan en la **FIG. 38**, en el cual, los carbonatos se representa por medio de un triángulo, con una magnitud de 29.82 MPa y en las lutitas se representa con un cuadrado con un valor de 47.22 MPa.

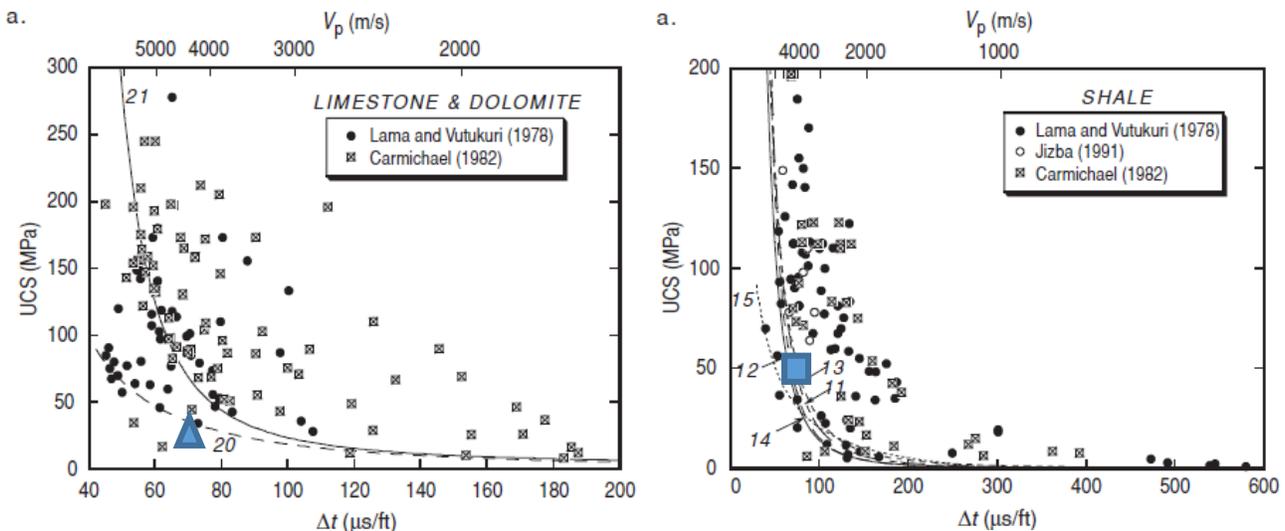


FIG. 38 Grafica de relación UCS – Tiempo de Transito (Calizas – Lutitas).

Fuente: Reservoir Geomechanics – Mark D. Zoback.

Se podría decir que en la formación Pimienta, la mayor resistencia a compresión son por parte de las lutitas, esto se refiere a que la lutita al ser una roca de grano fino, disipa la energía que genera la compresión por la acumulación de sedimentos; Es por eso que la analogía respecto a la resistencia a la compresión uniaxial en relación a las lecturas de tiempo de transito las lutitas tienen mayor resistencia que los carbonatos.

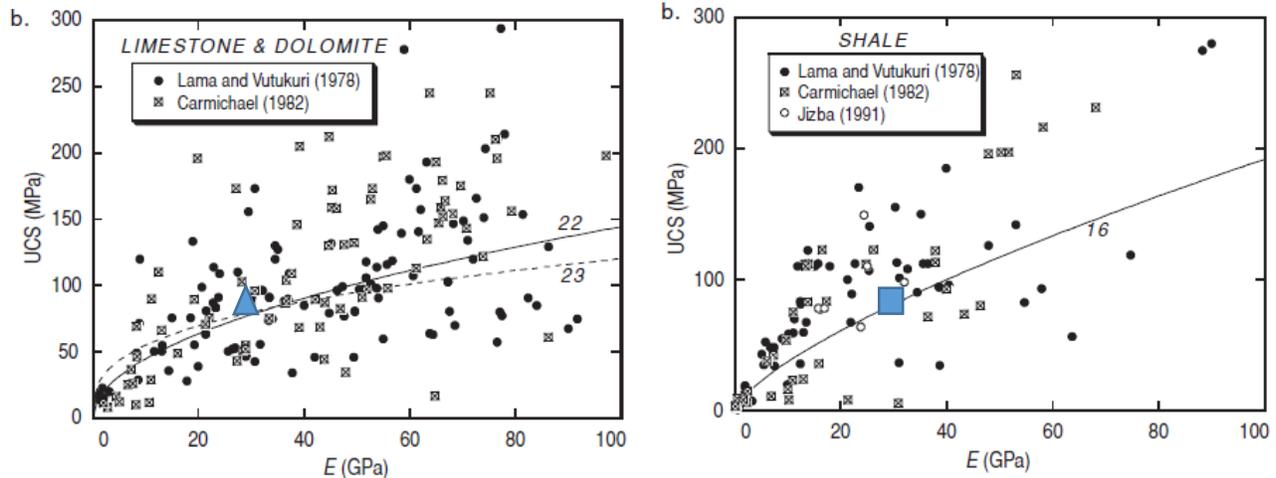


FIG. 39 Grafica de relación UCS – Modulo de Young (Calizas – Lutitas).

Fuente: Reservoir Geomechanics – Mark D. Zoback.

Utilizando la FIG. 39, se determina la resistencia a la compresión no confinada en la formación Pimienta, mediante el análisis del Módulo de Young, la magnitud de la resistencia en carbonatos fue de 76.92 MPa y en lutitas fue de 79.64 MPa, ambas presentan mismas magnitudes a pesar de ser diferentes rocas, esto se debe a que ambas son de granos finos y compactas, principales características de ductilidad en rocas elásticas.

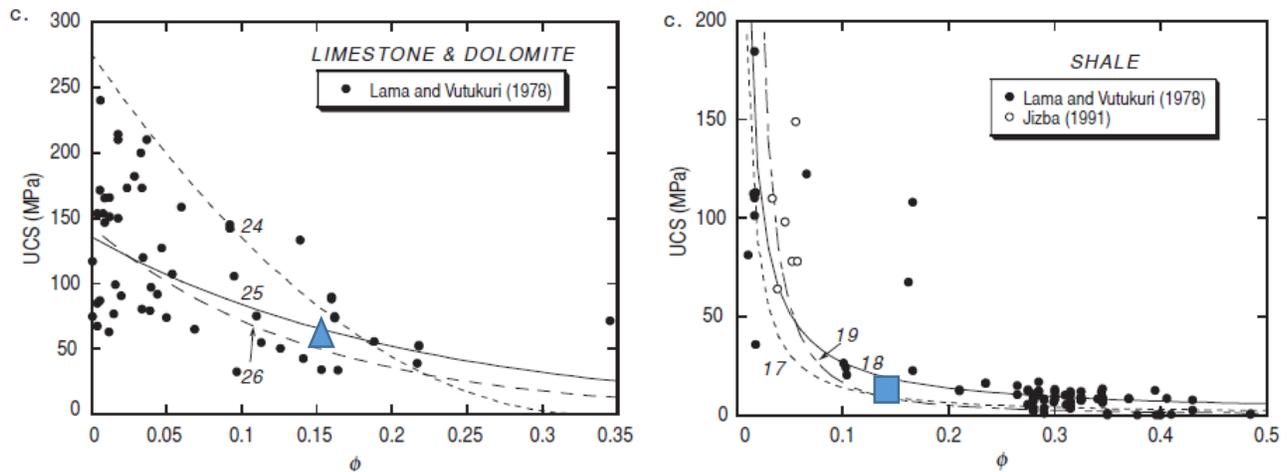


FIG. 40 Grafica de relación UCS – Porosidad (Calizas – Lutitas).

Fuente: Reservoir Geomechanics – Mark D. Zoback.

La resistencia a la compresión no confinada con la porosidad, depende de los minerales, estructura interna, tamaño de grano, grado de compactación y el tipo de roca; Analizando la FIG. 40, en relación de la resistencia a la compresión uniaxial y la porosidad, los carbonatos tienen una magnitud de 59.69 MPa, y la lutita de 16.01 MPa. De este modo se asume que los carbonatos presentan mayor resistencia de compresión que las lutitas, debido a la densidad de las rocas.

Finalmente, analizando la relación que presentaron las variables como tiempo de tránsito (Δt) y porosidad con la resistencia a la compresión no confinada, ambas presentan lecturas distintas de resistencia para cada roca, esto se debe a que el análisis de medición es para cada tipo de roca en particular y no la mide de manera conjunta.

Y en el caso de la medición de la resistencia compresión confinada con el módulo de Young, esta ejerce una medición general de la formación sin variar por las proporcionalidades del tipo de roca, por eso la magnitud en ambas rocas es la misma. Para conocer el comportamiento de la resistencia de las formaciones a la compresión no confinada en el pozo C-14, se presenta la **FIG. 41**.

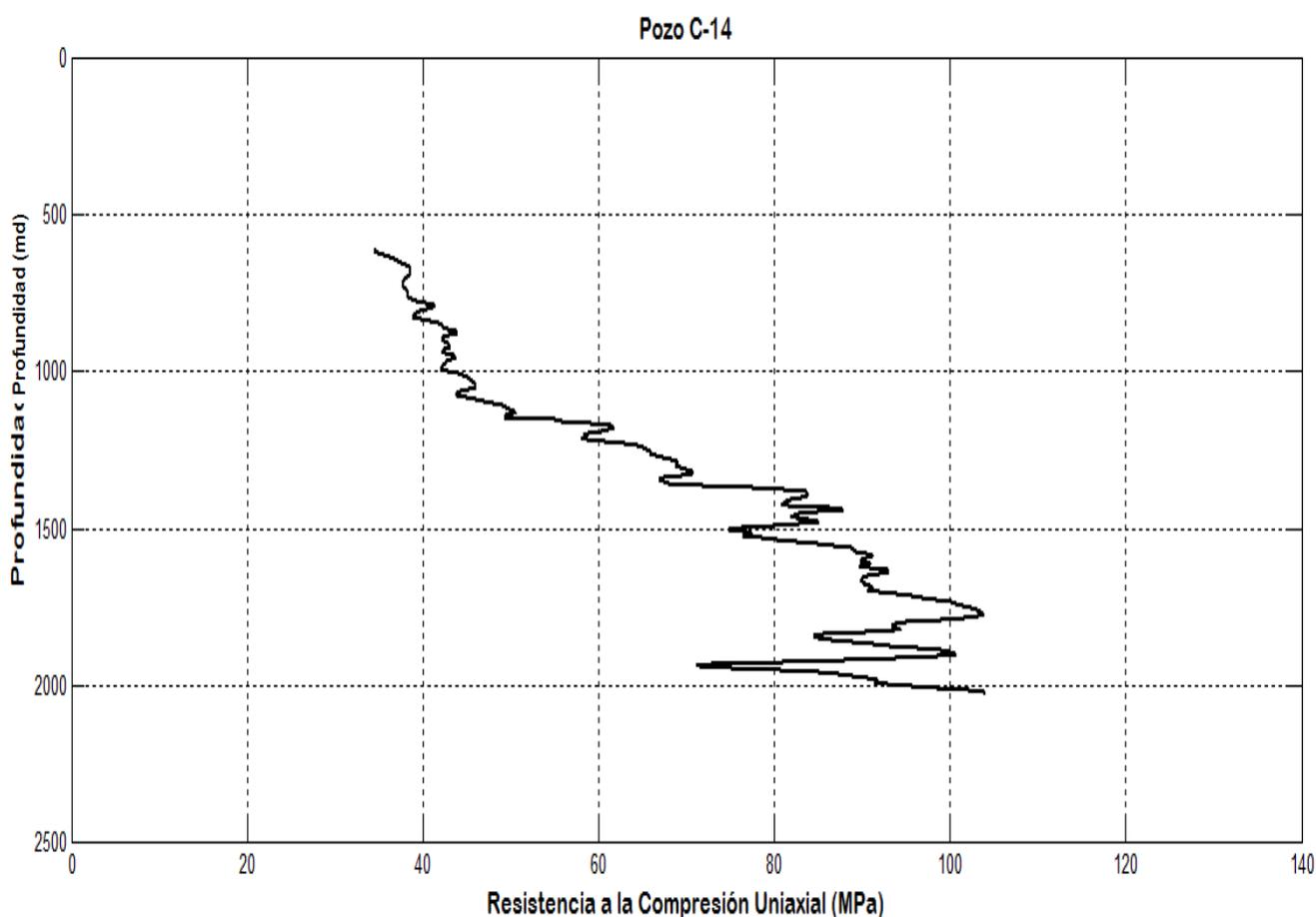


FIG. 41 Resistencia a la compresión uniaxial en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

5.2 Perfil de geopresiones en el Terciario – Cretácico – Jurásico.

La predicción de geopresiones es de suma importancia, por el hecho que presenta una ventana operativa de presiones a la que está sujeta la formación de interés, en donde influyen diversos factores como la profundidad, porosidad, densidad, procesos geológicos, entre otros.

Comúnmente los estudios de las geopresiones, son relacionados con los esfuerzos regionales y los ambientes de depósitos para conocer la magnitud y la orientación de estos esfuerzos que intervienen en el yacimiento, estas geopresiones son: Esfuerzo de Sobrecarga (S), Presión de Poro (P_p), Presión de fractura (P_f) y Esfuerzos Horizontales (H_{maximo} y H_{minimo}).

5.2.1 Esfuerzo de sobrecarga.

El esfuerzo de sobrecarga se define como la presión ejercida por la densidad equivalente de formación a cierta profundidad, influenciada por un campo gravitacional [37].

Ecuación Presión de Sobrecarga.

$$S = \int_0^D \rho_b * g * dD_s , \quad (33)$$

Donde

S	: Presión de Sobrecarga	[MPa].
g	: Aceleración gravitacional.	[m/s ²].
D_s	: Profundidad vertical total	[m].
ρ_b	: Densidad equivalente de la formación	[g/cm ³].

Haciendo un análisis enfocado en la densidad equivalente de la formación, se establece que esta densidad es generada por la relación de las densidades equivalentes tanto de la roca de formación y del fluido (agua, hidrocarburos, etc.) congénito en ella, expresando este desarrollo por medio de una ecuación 34, de la siguiente manera.

Ecuación Presión de Sobrecarga (densidad de roca y fluido).

$$S = g \int_0^D [\rho_g (1 - \Phi) + \rho_{fl} \Phi] dD_s , \quad (34)$$

Donde

S	: Presión de Sobrecarga	[MPa].
g	: Aceleración gravitacional.	[m/s ²].
D_s	: Profundidad vertical total	[m].
ρ_g	: Densidad equivalente de la roca	[g/cm ³].
ρ_{fl}	: Densidad equivalente del fluido de formación	[g/cm ³].

Una descripción más específica acerca la presión de sobrecarga, se establece en el principio de Terzagui (1943). Este principio define la presión de sobrecarga, como una presión generada por la acumulación de sedimentos que ejercen un esfuerzo, que es transferido a la matriz de la roca y al fluido congénito en la formación, el cual al perturbar al fluido, este es expulsado de la roca afectando a la porosidad de la formación, por medio del efecto de compactación.

El hecho de que la porosidad vaya disminuyendo, se debe a la relación que tiene la profundidad con el efecto de compactación, el cual, conforme aumenta la profundidad, aumenta la compactación [38]. Esta relación se puede apreciar en la **FIG. 42**, y es conocida como constante de declinación de porosidad.

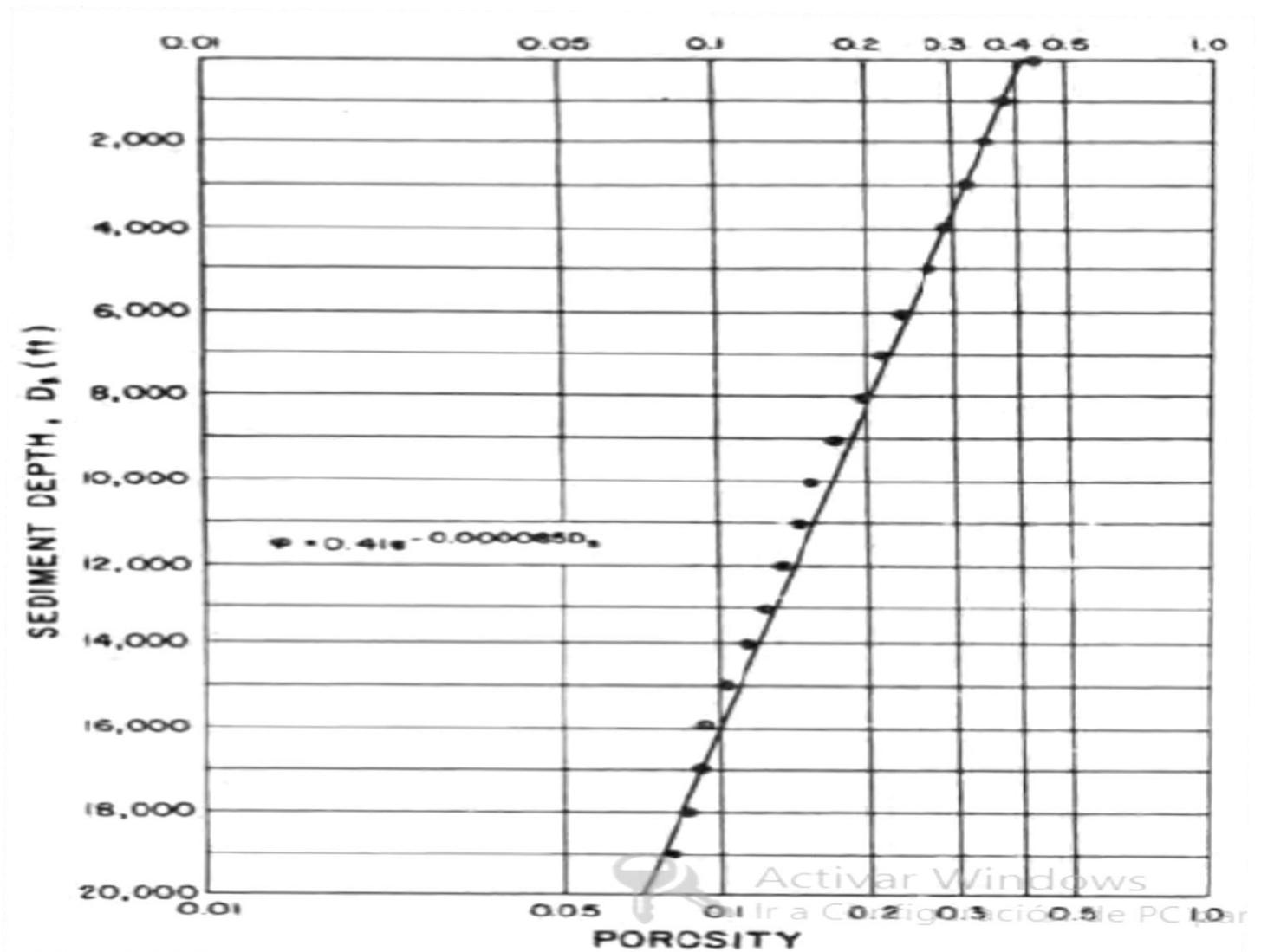


FIG. 42 Tendencia de porosidad media de la costa del golfo de Estados Unidos.

Fuente: Applied Drilling Engineering – Bourgoyne jr et al.

Como habíamos mencionado anteriormente, existe una relación entre la profundidad de sedimentos (D_{sd}) y el efecto de compactación. Analizando la **FIG. 42**, se puede percibir que el efecto de compactación es expresado en términos de porosidad Φ . Esta relación entre la porosidad y la profundidad de sedimentos presenta una tendencia que está influenciada por la constante de declinación de porosidad (k); representándose en la ecuación 35 y 36.

Ecuación de la constante de declinación de porosidad.

$$k = (\ln(\phi_o/\phi))/D_{sd} , \tag{35}$$

Donde

k	: Constante de declinación	[ft].
D_s	: Profundidad de sedimentos	[ft].
ϕ_o	: Porosidad superficial	[-].
ϕ	: Porosidad de fondo de la profundidad	[-].

Ecuación de la porosidad media de declinación.

$$\Phi = \phi_o e^{-kD_s} , \tag{36}$$

Donde

ϕ	: Porosidad media de declinación	[-].
D_s	: Profundidad de sedimentos	[ft].
ϕ_o	: Porosidad superficial	[-].
k	: Constante de declinación	[ft].

La constante de porosidad que presenta la **FIG. 42**, está establecida en las costas del golfo de es Estados Unidos, se pudiese decir que la constante de esta zona nos podría servir para determinar la sobrecarga de la Formación Pimienta.

Analizando la **FIG. 43**, encontramos una tendencia de la densidad equivalente de formación de 2 a 2.6 gr/cm³, de 0 a 20,000 ft de profundidad, esta densidad es calculada con la constante de compactación de porosidad de las costas de Texas y Louisiana en los Estados Unidos.

Por otro lado, la **FIG. 44**, muestra la tendencia y las lecturas establecidas por el registro de densidad. Al comparar las tendencias de densidad, se puede notar que no existe gran diferencia entre las tendencias de densidad de formación y la de densidad equivalente.

La diferencia entre estas tendencias de densidad, se debe a que en profundidades de 2000 m (6562 ft), la tendencia de densidad en el pozo C-14, presenta una magnitud de 2.6 gr/cm³ y la densidad equivalente el caso de la densidad equivalente de las costas del golfo presenta 2.28 gr/cm³.

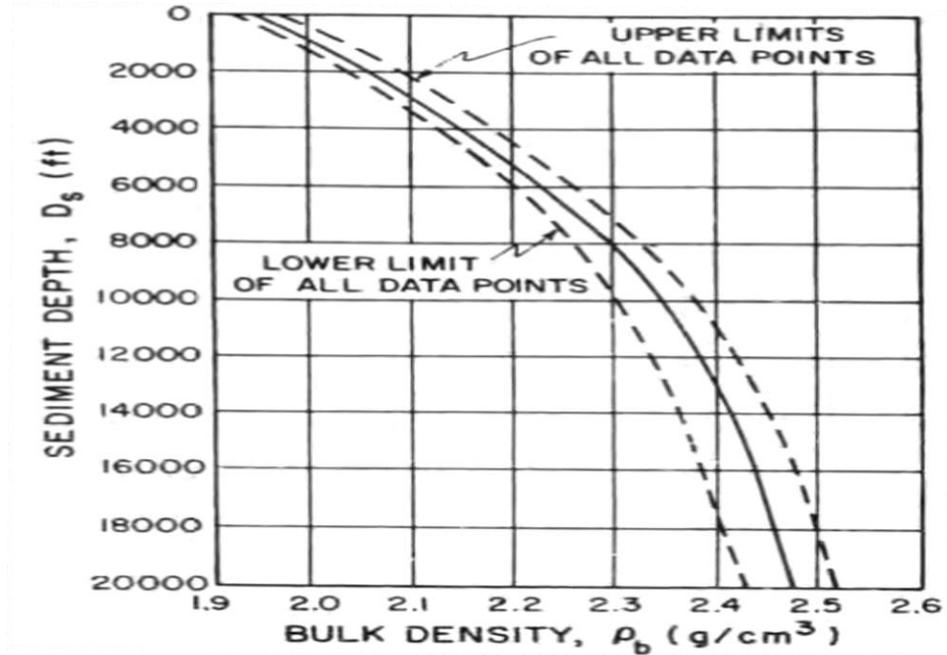


FIG. 43 Curva de densidad equivalente para las costas del golfo de Estados Unidos.

Fuente: Applied Drilling Engineering - Bourgoyne jr et al.

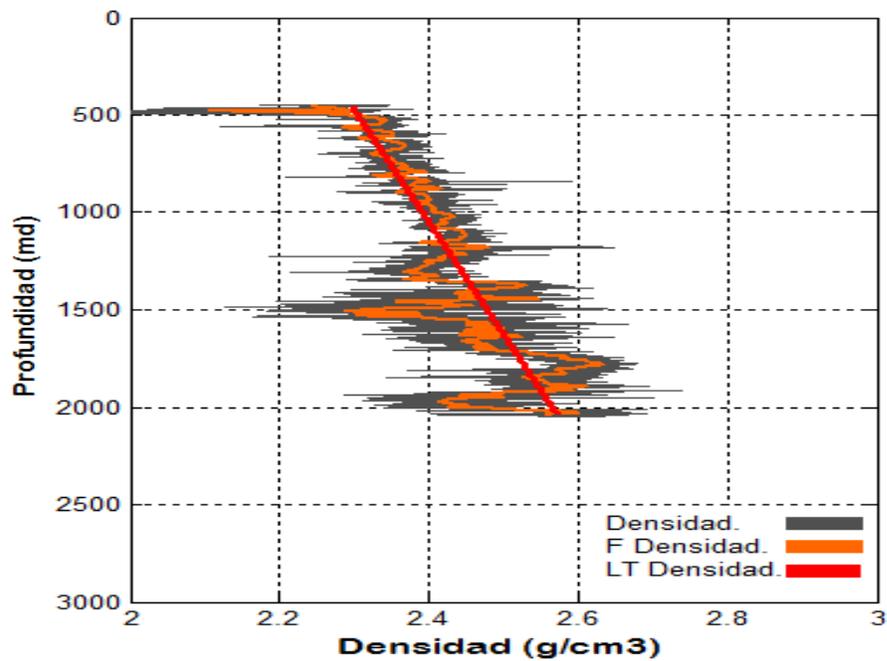


FIG. 44 Tendencia de las lecturas del registro densidad en pozo C-14.

Fuente: Autor.

Comparando la tendencia de compactación de formaciones en las costas del golfo de los Estados Unidos, con la tendencia de compactación de las formaciones del pozo C-14, se asume que no se encuentran relacionadas, por lo tanto es necesario adecuar los factores de la constante de declinación de porosidad para determinar la densidad equivalente para las formaciones del pozo C-14, y establecer la presión de Sobrecarga en cada una de ellas.

El motivo por el cual ambas densidades dejaron de estar en relación se debe a que la densidad de las formaciones por registro en el pozo C-14 son carbonatos, el cual al ser carbonatos ejercen un mayor esfuerzo de compactación que las areniscas, que son las rocas de las formaciones que se ubican en las costas de Louisiana.

Dado que la tendencia de la densidad de formación por registros geofísicos está incompleta, y debido a que las lecturas de los registros todos iniciaron a partir de 600 (m), y no desde superficie, no se puede generar una densidad sintética por medio de las lecturas del registro sísmico, por lo tanto, lo adecuado sería calcular la densidad equivalente para las formaciones del pozo C-14 con la tendencia de densidad de registros.

Sin embargo, debido a que la densidad equivalente de formación depende de la densidad de la roca matriz de las formaciones, y a su vez requiere de la densidad del fluido congénito en la roca (comúnmente se hace referencia al agua como fluido de la formación); se establecieron como roca matriz a los carbonatos, por estar presentes en las formaciones del pozo C-14.

Como se había mencionado anteriormente, la determinación de la densidad equivalente de la formación, presentada en la ecuación 37, no solo requiere de la densidad de la roca matriz y de la densidad equivalente del fluido, sino también de la porosidad media de declinación.

Ecuación de la densidad equivalente de formación.

$$\rho_b = \rho_g(1 - \Phi) + \rho_{fl} \Phi , \quad (37)$$

Donde

ρ_b	: Densidad equivalente de la formación	[g/cm ³].
ρ_g	: Densidad equivalente de la roca	[g/cm ³].
ρ_{fl}	: Densidad equivalente del fluido de formación	[g/cm ³].
ϕ	: Porosidad media de declinación	[-].

La determinación de la porosidad media de declinación, necesita de la adecuación de la constante de declinación de porosidad, el cual debe establecer la porosidad de fondo y la profundidad de sedimentos, esto se puede observar en la ecuación 35 y 36.

El comportamiento de la porosidad de declinación se puede apreciar en la FIG. 45 y la modificación de sus factores se presenta a continuación.

$$k = (\ln(\phi_o/\phi))/(D_s)$$

$$k = (\ln(0.41/0.001))/(20,000)$$

$$k = 0.0003008ft$$

Donde

k : Constante de declinación	$0.0003008ft^{-1}$ [ft].
D_s : Profundidad de sedimentos	20,000 [ft].
ϕ_o : Porosidad superficial	0.41 [-].
ϕ : Porosidad de fondo de la profundidad	0.001 [-].

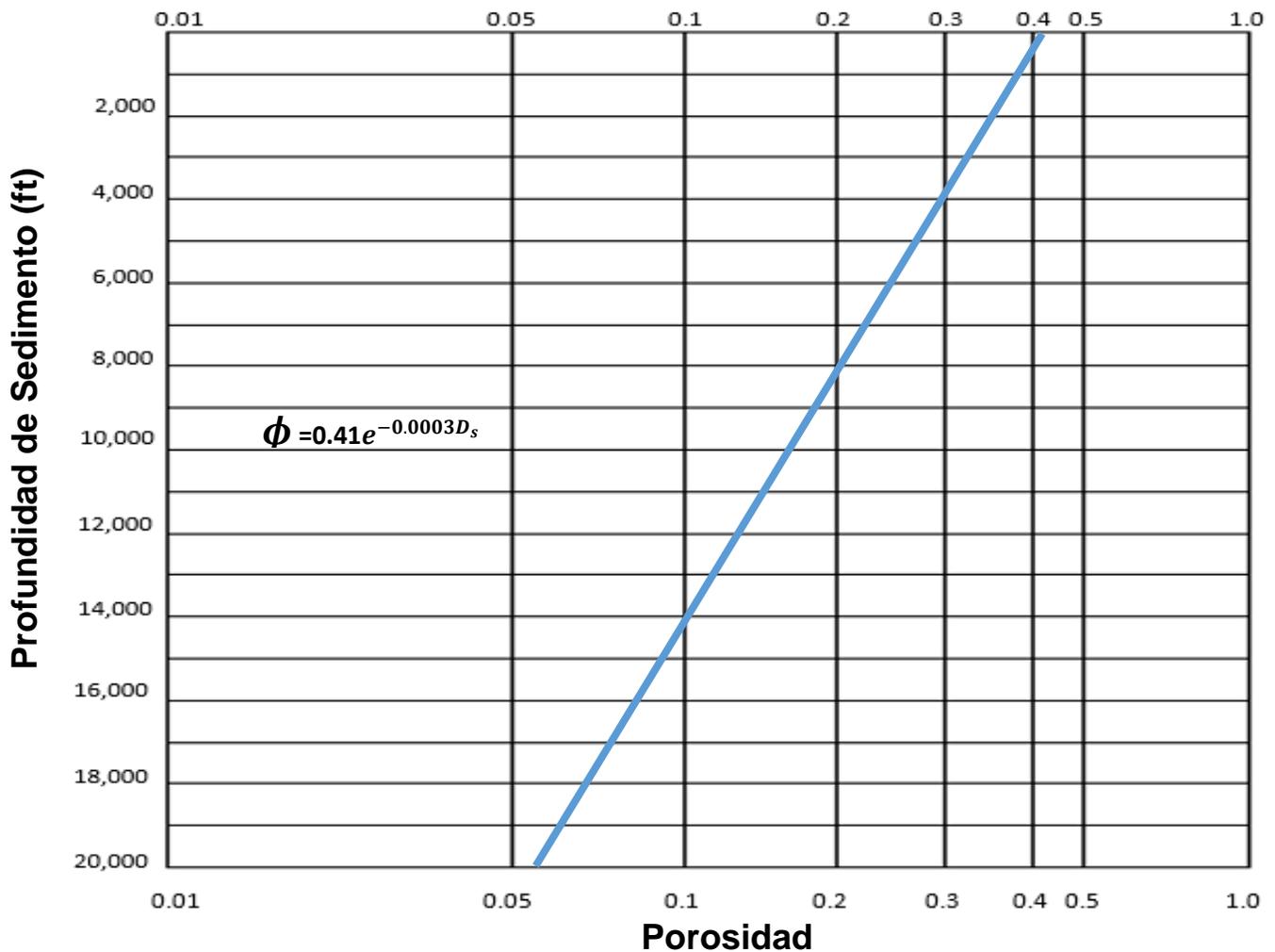


FIG. 45 Tendencia de porosidad media del área de la Cuenca Tampico - Misantla.

Fuente: Autor.

Finalmente, se entiende que existen factores que se deben tomar en cuenta para el cálculo de la presión de sobrecarga, unos requieren ser aplicados de manera regional como la porosidad media de compactación; Y que por otro lado, la densidad equivalente a pesar de requerir un factor regional (constante de declinación), esta impone, que para determinar la densidad equivalente de cada formación, es necesario conocer el tipo de roca matricial que posea.

5.2.1.1 Esfuerzo de sobrecarga pozo C-14.

Debido a que la presión de sobrecarga requiere de la densidad equivalente de formación, el cual se estableció como roca matriz a los carbonatos, el cual poseen una densidad de 2.7 gr/cm³, y la densidad del agua de formación fue de 1.074 gr/cm³, debido a que es la densidad del agua en la región del golfo de México.

Conociendo esta información damos paso a determinar la densidad equivalente de la formación con la ecuación 37, sin embargo necesitamos de dos factores a utilizar la constante de declinación de poro y la porosidad media de declinación.

El valor de la constante de declinación de porosidad (k) lo determinamos de manera regional, el cual es $k = 0.0003008 D_s$, presentándose en la **FIG. 45**. Ya estableciendo la constante de declinación, presentamos a la porosidad media de declinación con la ecuación 36.

Ecuación de la porosidad media de declinación.

$$\Phi = 0.41e^{-0.0003008 D_s}$$

El valor de 0.41, se refiere a la porosidad superficial, el cual asume que es la porosidad inicial, debido a que no está directamente bajo el efecto de compactación. Una vez contando con la expresión de la porosidad media de declinación, establecemos la expresión de la densidad equivalente para la formación pimienta, utilizando la expresión de la ecuación 37.

Ecuación de la densidad equivalente de formación.

$$\rho_b = 2.7(1 - \Phi) + 1.074 \Phi$$

Debido a que la densidad equivalente de la formación depende de la porosidad media de declinación y que esta, se encuentra bajo la influencia de las mediciones de profundidad, la densidad equivalente no tienen un valor en particular, sino depende de la profundidad en al que se encuentre.

La densidad equivalente de la formación Pimienta se puede apreciar en la **FIG. 46**, en donde relacionamos a su vez a la tendencia de densidad que presentaron las lecturas del registro de densidad, para ver la conveniencia de recurrir a la densidad equivalente para calcular la presión de sobrecarga en la formación Pimienta.

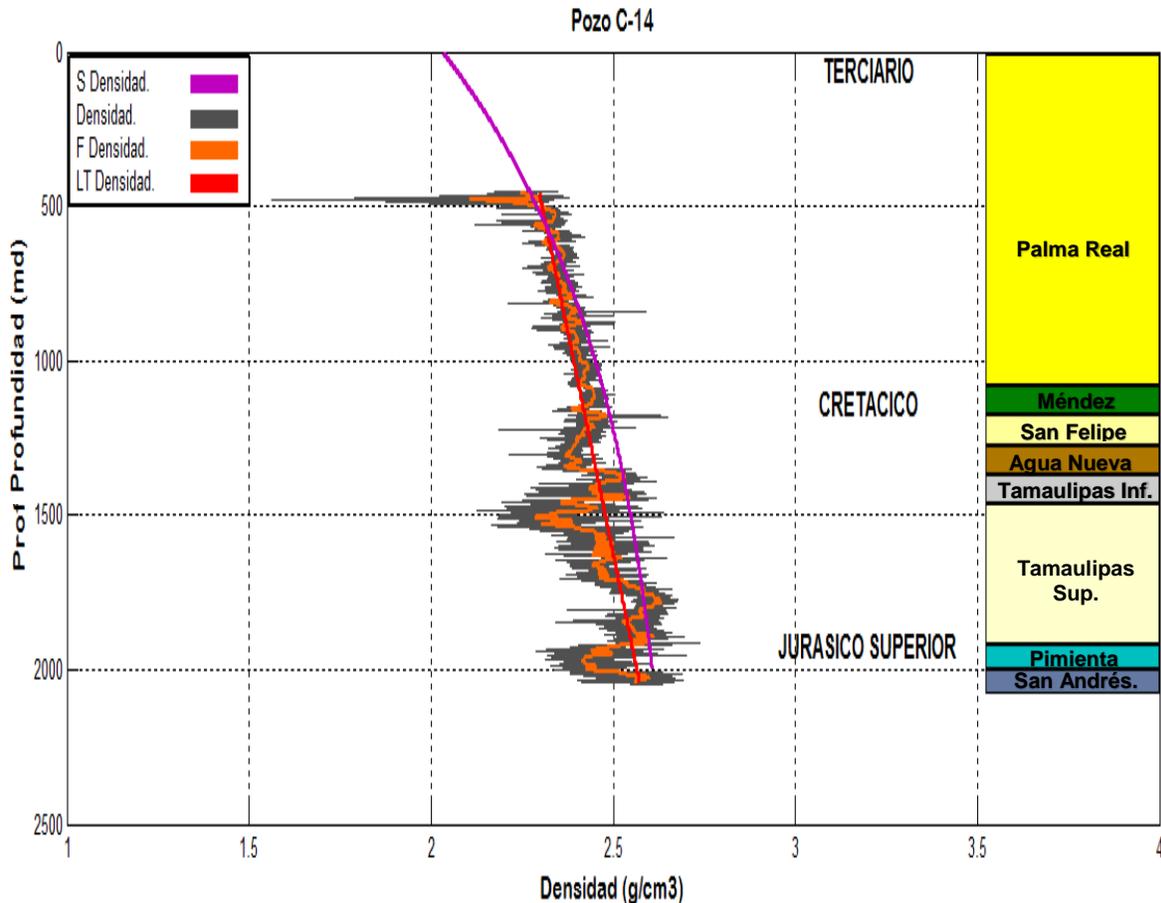


FIG. 46 Relación densidad equivalente de formación con la tendencia de la lectura del registro densidad en el pozo C – 14.

Fuente: Autor.

Analizando las tendencias de la densidad equivalente y la tendencia del registro de densidad, se puede observar, que ambas presentan el mismo perfil, por lo tanto se puede decir que las mediciones de densidad equivalente de la formación Pimienta son adecuadas para calcular el esfuerzo de Sobrecarga.

El esfuerzo de sobrecarga es expresada por la ecuación 33, en donde las magnitudes de las variables pertenecen al sistema Internacional, a excepción de la profundidad, quien está en pies (ft) y requiere de una conversión a metros (m). Esta expresión matemática de la Presión de Sobrecarga, estaría en unidades de Pascales (Pa), por lo tanto es necesario, multiplicar el valor generado por $1 * 10^{-6}$, para tener el valor de esta Geopresión en Mega pascales (MPa).

Ecuación de la Presión de Sobrecarga.

$$S = \int_0^D \rho_b * g * dD_s$$

El esfuerzo de sobrecarga se puede apreciar en la **FIG. 47**, en donde se presentó en la presión de sobrecarga en el pozo C-14 con una magnitud de 49.61 MPa.

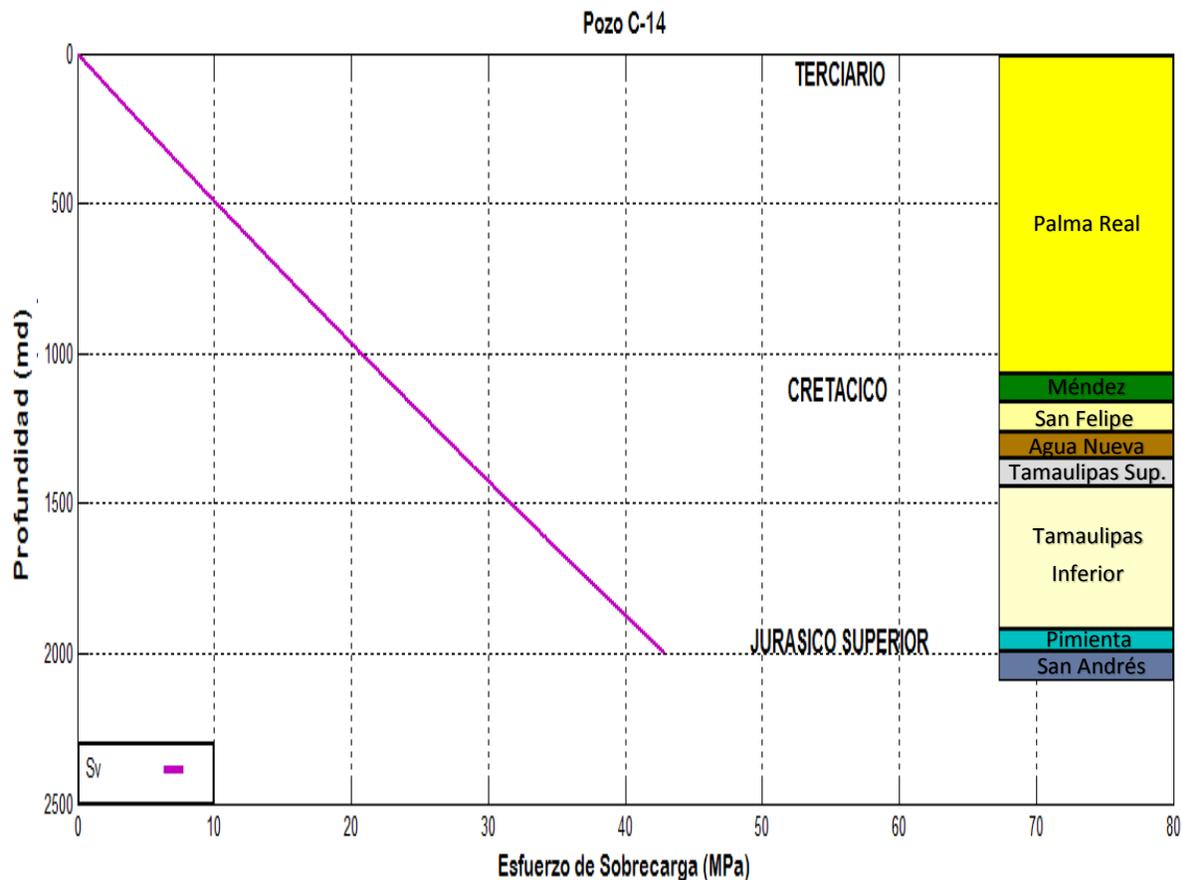


FIG. 47 Esfuerzo de sobrecarga MPa en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

5.2.2 Presión de poro.

También conocida como la presión de formación, se define como la presión que actúa sobre los fluidos en los espacios porosos de una roca; La predicción de la presión de poro es fundamental para las actividades de perforación de pozos, el cual dependiendo la magnitud de la presión de poro respecto al tipo de roca (arenisca, lutita, carbonato, etc.), se establece el asentamiento de tuberías de revestimiento y se diseña el programa de fluido de control.

Este tipo de presiones pueden ser normales, anormales o subnormales. La presión normal, es cuando la presión es aproximada a la presión hidrostática ejercida por los fluidos de las roca; Las presiones subnormales, es cuando la presión es menor a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación (yacimientos maduros). Las presiones anormales es cuando la presión es mayor a la presión hidrostática de los fluidos de la formación.

Las presiones anormales de formación se generan cuando se presentan rocas impermeables, tales como lutitas, que al ser compactadas rápidamente, sus fluidos intersticiales no pueden filtrarse y, por consiguiente, el esfuerzo de sobrecarga influye en la matriz y los fluidos congénitos de la roca. El exceso de presión, se conoce como sobrepresión, el cual produce descontrol de un pozo durante la perforación.

Diversos investigadores han desarrollado estudios para establecer un método para el cálculo de la presión de poro; De los métodos más usados por la industria petrolera son el método de Hottman & Johnson, el método de Foster & Whalen, el método de Eaton, y el método del exponente dc ^[39].

Sin embargo, estos métodos fueron diseñados para predecir la presión de poro en rocas de tipo lutitas. En el pozo C-14, se tiene registrado la presencia de carbonatos, y por el hecho que la Formación Pimienta está conformada de rocas calizas como roca matriz, los métodos convencionales no nos permiten la predicción de poro de esta formación.

Por lo tanto, dado a que estos métodos no son óptimos para predecir la presión de poro en carbonatos, se recurrió al método de presión de poro de Atashbari, diseñado para calcular la presión de poro en formaciones carbonatadas.

Los métodos que establecimos para la predicción de poro, es el método de Eaton, que predice el comportamiento de la presión de poro respecto al efecto de las zonas de lutitas; y a su vez, se estableció el método de Atashbari, para predecir la presión de poro en zonas de carbonatos.

A continuación se describe cada uno de los métodos:

- Método de Eaton.

El método de Eaton está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal efecto de la compactación de la lutita.

Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada.

Esta ecuación da buenos resultados en lutitas del Plioceno y Mioceno. Para lutitas del Oligoceno en el sur de Texas, generalmente se obtienen mejores resultados si el exponente toma en cuenta que las lutitas más viejas están menos compactadas cuando se aplica presión diferencial ^[40].

Ecuación Presión de Poro Método de Eaton (Sónico).

$$P_P = \left[S - (S - P_n) * \left(\frac{\Delta T_N}{\Delta T_O} \right)^c \right] * g * D, \quad (38)$$

Donde

P_P	: Presión de Poro	[MPa].
S	: Presión de Sobrecarga	[MPa].
P_n	: Presión de formación normal	[MPa].
ΔT_N	: Tiempo de tránsito de línea de tendencia	[us/ft].
ΔT_O	: Tiempo de tránsito de datos observados	[us/ft].
D	: Profundidad de formación	[m].
g	: Gravedad de la formación	[m/s ²].
c	: Constante exponencial de Eaton	[---].

Ecuación Presión de Poro Método de Eaton (Resistivo).

$$P_P = \left[S - (S - P_n) * \left(\frac{\Delta R_O}{\Delta R_N} \right)^c \right] * g * D, \quad (39)$$

Donde

P_P	: Presión de Poro	[MPa].
S	: Presión de Sobrecarga	[MPa].
P_n	: Presión de formación normal	[MPa].
ΔR_N	: Resistividad línea de tendencia	[Ohms].
ΔR_O	: Resistividad de datos observados	[Ohms].
D	: Profundidad de formación	[m].
g	: Gravedad de la formación	[m/s ²].
c	: Constante exponencial de Eaton	[---].

▪ Método de Atashbari.

El método de Atashbari, es conocido como el método de compresibilidades, este método es utilizado para predecir la presión de poro en carbonatos, este método ha sido utilizado en dos campos con yacimientos en carbonatos del país de Irán ^[41]. Este método presenta un gran avance en los proyectos de explotación de yacimientos, debido a que muchos métodos no predicen la presión de poro en formaciones carbonatadas.

La predicción de poro de Atashbari tiene como principales características las compresibilidades de la matriz, del bulto y de poro de la formación, para de ese modo, ejercer la medición de la presión del yacimiento. Este método demuestra que el cambio en la presión de poro es directamente proporcional al cambio en la presión de confinamiento por la relación de compresibilidades.

Ecuación de compresibilidades volumétricas del bulto de formación.

$$c_r = \frac{1}{K_r} , \tag{40}$$

Donde

c_r : Compresibilidad de la roca matriz [GPa⁻¹].
 K_r : Módulo volumétrico de la roca matriz [GPa].

Ecuación de compresibilidad de la porosidad de formación.

$$c_p = \frac{1}{2} \frac{c_b}{\phi} , \tag{41}$$

Donde

c_p : Compresibilidad del poro de la roca [GPa⁻¹].
 c_b : Compresibilidad del bulto. [GPa].

Ecuación Presión de Poro Método de Atashbari.

$$P_p = \left(\frac{(1-\phi)c_b}{(1-\phi)c_b - \phi c_p} \right)^\gamma , \tag{42}$$

Donde

P_p : Presión de Poro [MPa].
 ϕ : Porosidad [%].
 c_b : Compresibilidad de bulto [MPa].
 c_p : Compresibilidad de poro [us/ft].
 γ : Constante empírica exponencial de calibración [m/s²].

5.2.2.1 Determinación de presión de poro.

Por el hecho que la Formación Pimienta está conformada litológicamente por roca caliza e intercalaciones de lutitas, se requirió predecir la presión de poro para cada tipo de roca, por medio de los métodos establecidos; Y posteriormente, se compararan las presiones de poro generadas, con la finalidad de tener un perfil de presión de poro.

La determinación de la presión de poro se realizó por partes, primero se establece la presión de poro por método de Eaton, por el hecho de ser un método de predicción de formación convencional, y después el método de Atashbari para los carbonatos.

5.2.2.1.1 Presión de poro método de Eaton.

El método de Eaton está basado en el principio de tendencias en donde destacan la tendencia normal y la observada. La tendencia normal, se refiere a la tendencia de compactación que se aprecia por el perfil de las lecturas de los registros geofísicos, y en el caso de la tendencia observada, se refiere a la tendencia de lecturas influidas por los puntos de lutitas. Los tipos de lecturas que se aplican a este método son el registro sínico y resistivo.

Para calcular la presión de poro, se tiene la necesidad de establecer las líneas de tendencias dependiendo el tipo de lectura de registro, el cual queda establecido que la tendencia normal, es la tendencia de la lectura del registro en función a la compactación, y en la tendencia de lutitas, mantiene la relación de la línea de tendencia normal con las lecturas de lutitas en el registro, en este caso, en la lectura filtrada.

La determinación de la presión de poro por método de Eaton, no solo requiere de la lectura de la tendencia normal y la tendencia de las lecturas de las lutitas, sino que requiere de los valores del esfuerzo de sobrecarga y de la presión normal de formación. En el caso del esfuerzo de sobrecarga se estableció para lecturas superficiales, y para la lectura de las líneas de tendencias, se aplicó la lectura de la tendencia del registro de densidad de formación.

En el caso de la presión normal, también llamada presión hidrostática, es la presión ejercida el peso de la columna de fluido sobre una unidad de área. Comúnmente hace referencia al agua congénita de la formación, el cual, si los fluidos de formación son agua dulce, el gradiente normal $g_n = 1 \text{ gr/cm}^3 = 0.1 \text{ Kg/cm}^2/\text{m} = 0.433 \text{ lb/pg}^2/\text{ft}$. Sin embargo, dependiendo las unidades que manejemos, se establecerá la fórmula para la presión normal.

Analizado lo anterior, se podría decir que se puede determinar la presión de poro en la Formación Pimienta aplicando la ecuación de Eaton. Sin embargo, las variables más representantes son las lecturas de las tendencias de las lecturas de los registros, y dado que la lectura del registro resistivo presento una lectura logarítmica, se establece que solo se recurrirá al registro sínico para predecir la presión de poro con el método de Eaton.

Como se aprecia en la **FIG. 48**, se aprecian lecturas de tendencias, la lectura de tendencia normal, se refiere a la tendencia de la lectura del registro sínico, y la lectura observada es la línea de lutitas (verde) con el fin de tener una lectura continua, sin embargo, para tener una mejor lectura, se presentó una lectura amarilla en donde se hace lectura directa de las zonas de lutitas, con el fin de tener lectura más real de la presión de poro.

Una vez establecidas nuestras variables, damos continuación la predicción de la presión de poro con la ecuación de Eaton, es necesario mencionar que solo una variable tiene la susceptibilidad de cambio, debido a que es un variable exponencial, el cual nos presentara los perfiles de presión de poro con este método.

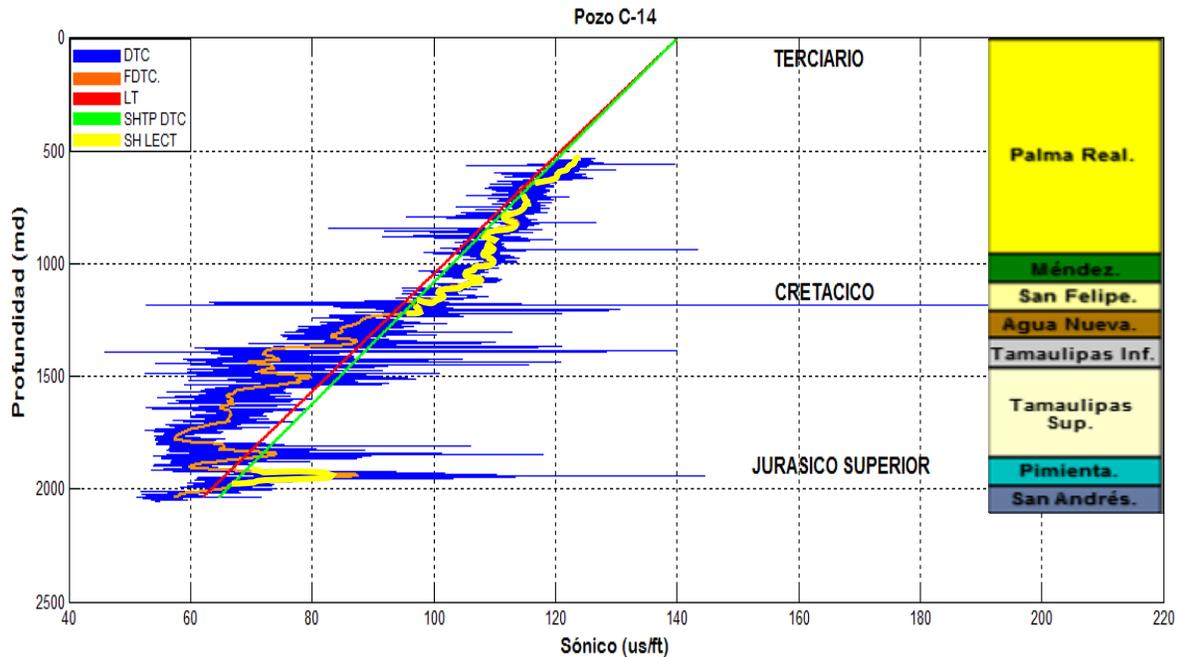


FIG. 48 Relación de lecturas de registro sónico con lecturas de lutitas y líneas de tendencias en el pozo C-14.

Ecuación Presión de Poro Método de Eaton (Sónico).

$$P_p = \left[S - (S - P_n) * \left(\frac{\Delta T_N}{\Delta T_o} \right)^c \right] * g * D$$

La FIG. 49 presenta los distintos perfiles de la presión de poro con la ecuación de Eaton, el cual se presentan tres, el perfil de color naranja es un exponente de 3, el perfil de color rojo es un exponente de 2 y el perfil de exponente de 1 es amarillo.

Los tres perfil de presión de poro, presentaron un cambio del perfil en dos profundidades. La primera fue en la transición del Terciario al Cretacico (1170 a 1180 m) y la segunda fue del Cretacico al Jurásico Superior (1920 – 1930 m).

Para una mejor apreciación de los perfiles de presión de poro, se estableció la densidad equivalente de formación para establecer los límites de presión de poro y a su vez, la densidad de lodo de perforación que se aplicó en la perforación del pozo C-14 (para un mejor análisis del lodo de perforación, analizar el Anexo 4); Estó con el fin de tener mejores argumento para establecer que constante exponencial presenta el mejor perfil de presión de poro.

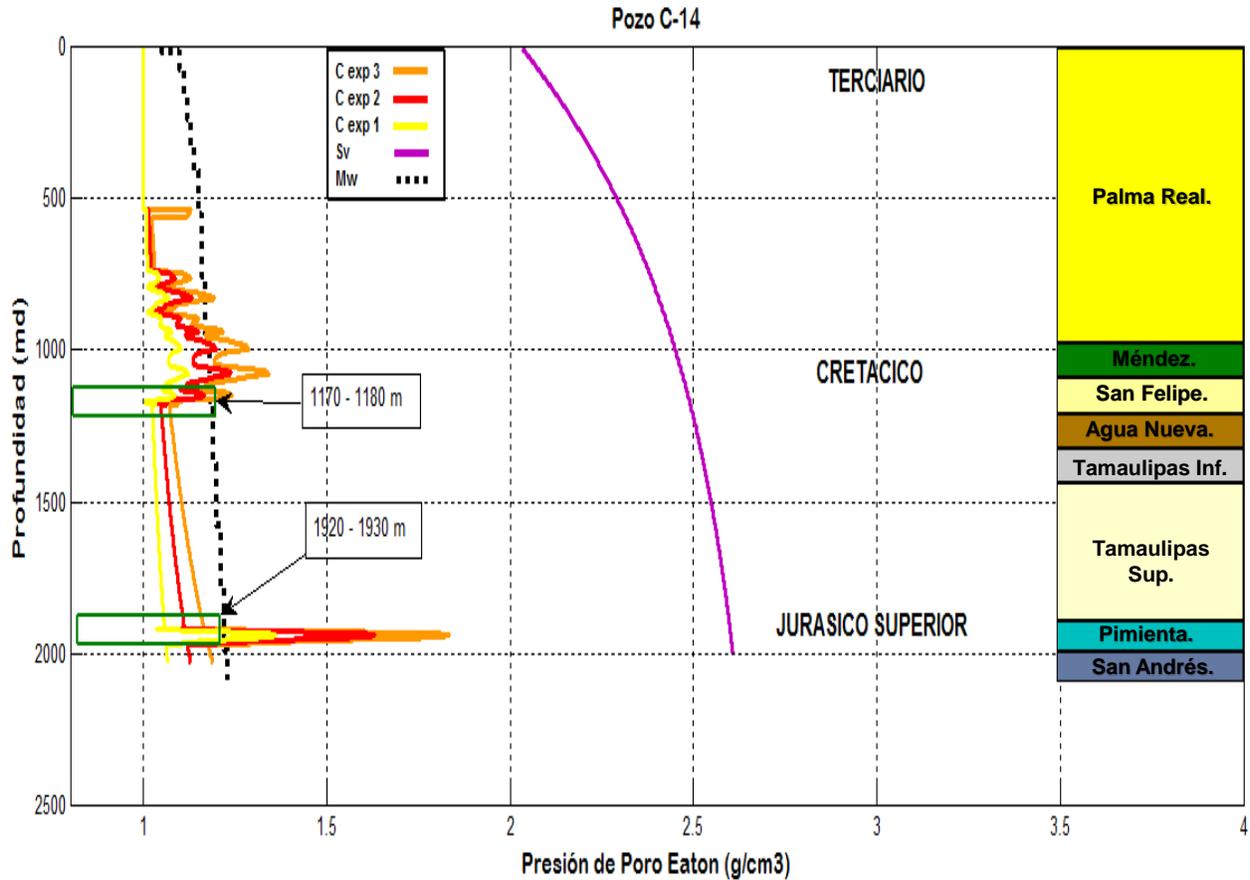


FIG. 49 Perfiles de la presión de poro por el método de Eaton en g/cm³ en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

Apreciando los perfiles de la presión de poro por el método de Eaton, es el que tuvo la constante exponencial de calibración de presión de poro con valor de 1, pues no rebasa el límite del lodo de perforación que se reportó en el programa de perforación en el pozo C.14.

Sin embargo no se establece como el mejor perfil de presión de poro, debido es necesario acoplar la presión de poro del método Atashbari, para obtener una mejor predicción de la presión de poro en el pozo C-14.

5.2.2.1.2 Presión de poro método de Atashbari

El método de Atashbari está basado en el principio de las compresibilidades, en donde destacan la compresibilidad de bulto y la compresibilidad de poro. La compresibilidad de bulto se refiere al cambio volumétrico de la roca matriz generado por una presión de confinamiento, y en el caso de la compresibilidad de poro, se refiere al cambio volumétrico intersticial del espacio poroso de la roca matriz por una presión de confinamiento.

Las variables que se aplican en el método de Atashbari para la predicción de presión de poro, son la porosidad, roca matriz y esfuerzo efectivo de la formación; Es por eso que necesario conocer la litología de la formación para establecer las unidades de medición de la formación.

Como se muestra en la litoestratigráfica del pozo C-14, la mayoría de las rocas del pozo son carbonatos, a excepción de la profundidades del Terciario, en donde se establecieron la presencia de lutitas; Esto se puede corroborar en la predicción de presión de poro de Eaton, en donde no predijo la presión de poro en el Cretácico – Jurásico Superior de manera confiable, pues es ahí donde se depositaron rocas calizas, y el método de Eaton es confiable para rocas de tipo lutita.

La aplicación del método de Atashbari será en las profundidades de la transición de los periodos Cretácico – Jurásico Superior, en el cual en su mayoría la roca matriz de son rocas calizas. Una vez que establecimos la roca matriz, es necesario establecer la porosidad en estas profundidades, ya sea por lectura de registro neutrón o la aplicación de los métodos de lecturas.

Las lecturas de porosidad por registro neutrón no es confiable para la aplicación del método de Atashbari, pues su lectura está vinculada con el índice de hidrogeno de la formación y el sísmico podría ser conveniente en dado caso de no contar con el registro de densidad, puesto que el registro sísmico está influenciado por la tendencia de la compactación.

Con los métodos de porosidad que desarrollamos, la porosidad que establecimos fue la porosidad calculada a partir de las lecturas de densidad, esto se debe a que la porosidad-densidad se relaciona a la propiedad de porosidad con los módulos elásticos dinámicos como módulo de Young y de compresibilidad, siendo de este modo la porosidad idónea para establecer la relación de las compresibilidades de bulto y porosidad.

Una vez establecido la porosidad, continuamos con el cálculo de la compresibilidad de la matriz el cual requiere de la determinación del módulo de compresibilidad (K) de la matriz de las formaciones, que en este caso respecto a la litoestratigráfica a carbonatos, el cual están relacionadas con dolomitas, por lo tanto el módulo de compresibilidad para este proyecto es de $K_{dolomita} = 94.9 [GPa]$.

Dado que conocemos el módulo de compresibilidad, es posible conocer la compresibilidad de bulto aplicando la ecuación 40 que es la ecuación de compresibilidades volumétricas de rocas matriz.

$$c_{matriz} = \frac{1}{K_{matriz}} \quad c_{dolomita} = \frac{1}{94.9 [Gpa]} \quad c_{dolomita} = 0.0105 [GPa^{-1}]$$

Una vez determinado la compresibilidad de bulto (roca matriz), continuamos con la determinación de la compresibilidad de porosidad de formación aplicando la ecuación 41.

$$c_p = \frac{1}{2} \frac{c_b}{\phi} \quad c_p = \frac{1}{2} \frac{c_{dolomita}}{\phi} \quad c_p = \frac{0.015}{2\phi}$$

Dado que conocemos las compresibilidades en los carbonatos del Cretácico – Jurásico Superior, presentamos el perfil de las compresibilidades en la **FIG. 50**, en el cual, la línea de color azul se refiere a la compresibilidad de poro, y para la compresibilidad del bulto (línea roja).

Es necesario hacer mención que en zonas donde la compresibilidad de bulto se encuentre cerca de la compresibilidad de poro, se presentan las zonas susceptibles a presiones anormales, interpretándose de esta manera que las zonas de presión anormal se localizan en donde la diferencia entre las dos compresibilidades es menor ^[42].

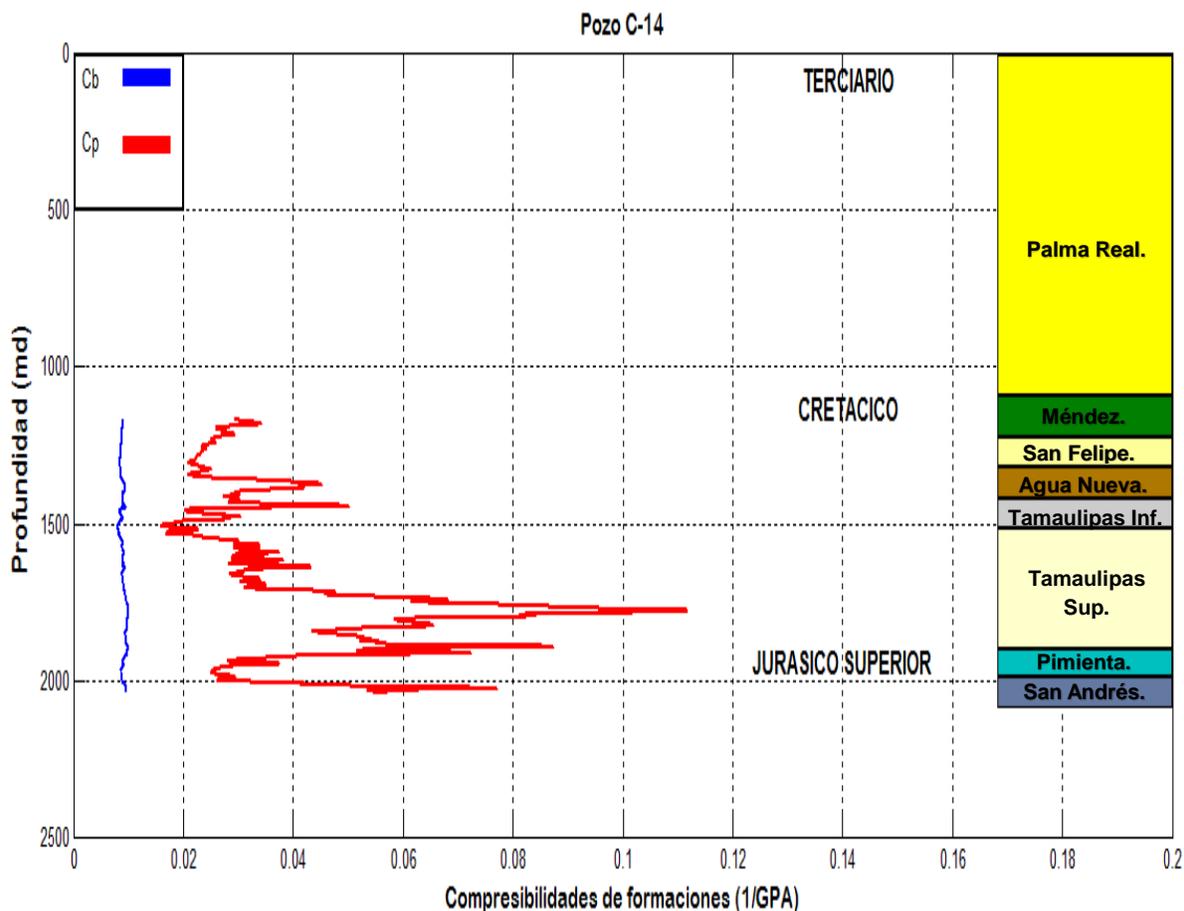


FIG. 50 Análisis de las compresibilidades de poro y bulto de la formación para la presión de poro por el método de Atashbari.

Fuente: Autor.

Analizando la **FIG. 50**, presenta el comportamiento de ambas compresibilidades, el cual muestra tres zonas susceptibles a presentar zonas anormales, la primera es de 1190 – 1350 en formaciones San Felipe – y Agua Nueva, la segunda es la zona de transición de Tamaulipas Inferior a Tamaulipas Superior a 1500 – 1550 m, y en las formaciones Pimienta – San Andrés de 1925 a 2000 m.

El perfil de compresibilidad de poro, corroborando con los registros neutrón, sónico y resistivo, son una herramienta fundamental en donde podremos comprobar el por qué la disminución de compresibilidad, a un primer vistazo nos indica que desafía a la tendencia la compactación y la presencia de porosidad, pero lo importante sería conocer el tipo de fluido contenido en la formación haciendo presente la presión de poro en la formación.

El análisis de compresibilidad de la formación Pimienta, presento una disminución de compresibilidad, esto se debe a que la formación está saturada de aceite, y a su vez, la roca matriz es un carbonato, en ella se encuentran desalojadas intercalaciones de lutitas, el cual debido a su plasticidad, ella absorbe parte de la energía de la compactación que le correspondería a la roca caliza.

Para la determinación de la presión de poro por el método de Atashbari, al igual que el método de Eaton requiere de la relación del esfuerzo de sobrecarga – presión normal (hidrostática), con la finalidad de presentar el esfuerzo efectivo de la formación; Por lo tanto para determinar el esfuerzo efectivo, se utilizaron los datos del esfuerzo de sobrecarga y presión normal que se utilizaron para la determinación de la presión de poro por método de Eaton.

Finalmente, la variable que faltaría por establecer es la constante empírica exponencial de calibración, el cual, esta variable es una expresión matemática que calibra de manera exponencial el perfil de la presión de poro de los carbonatos, por lo tanto esta susceptible a cambios, su función es vincular la presión de poro con otros métodos.

Ecuación Presión de Poro Método de Atashbari.

$$P_P = \left(\frac{(1 - \phi)c_b}{(1 - \phi)c_b - \phi c_b} \right)^{\gamma}$$

Analizando la **FIG. 51**, se presentaron tres perfiles de presión de poro por método de Atashbari, el cual se analizan respecto a la presión de poro de Eaton que preestablecimos para ver la relación con los perfiles de presión de poro de Atashbari. De los tres perfiles de presiones de poro de Atashbari, fue el de 0.87 (color café), quien se aproximó al presión de poro de Eaton.

Sin embargo, aun así se encuentra alejado, por lo tanto se optó por un cuarto perfil de la presión de poro de Atashbari, el cual se utilizó una constante exponencial empírica de 0.8675 el cual se aproximó más a la presión de poro de Eaton, por lo tanto esta constante se establece como el mejor perfil de Atashbari. Es necesario mencionar, que se debe ahora modificar la constante exponencial empírica de Eaton, para tener el mejor perfil de presión de poro.

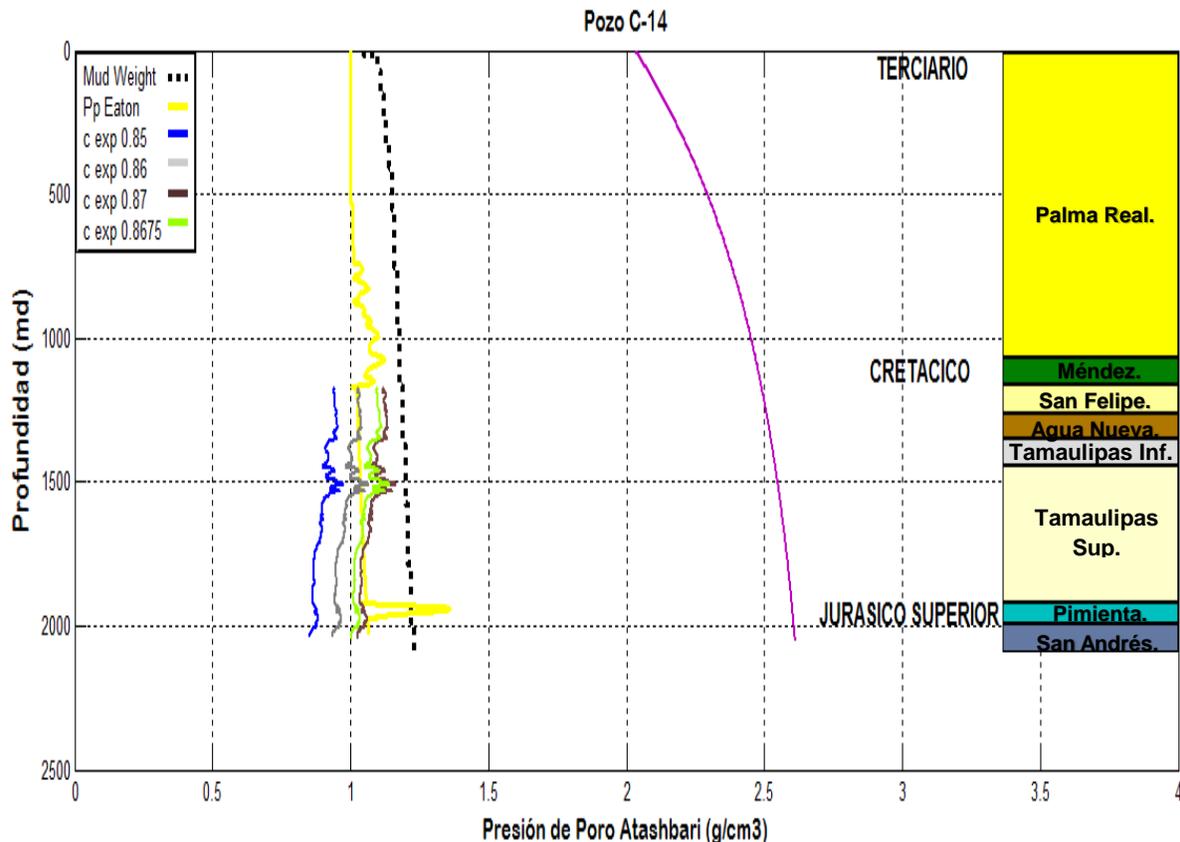


FIG. 51 Perfiles de la presión de poro por el método de Atashbari en g/cm³ en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

5.2.2.2 Presión de poro pozo C-14.

El perfil de la presión de poro en el pozo C-14, se diseñó en función de las respectivas mediciones de los métodos de Eaton y Atashbari. Esta medición que tiene cada método se idealizó porque cada uno se ocupa para distinto tipo de rocas, Eaton para lutitas y Atashbari para carbonatos, el cual son los tipos de rocas presentes en este pozo.

El perfil de la presión de poro del pozo C-14 se muestra en la FIG. 52. Para establecer el método de predicción de la presión de poro en el pozo C-14, se vinculó el método de presión de poro Eaton y Atashbari, en el cual se calibraron por medio de constantes exponenciales empíricas para ambos métodos para predecir la presión de poro dependiendo la roca.

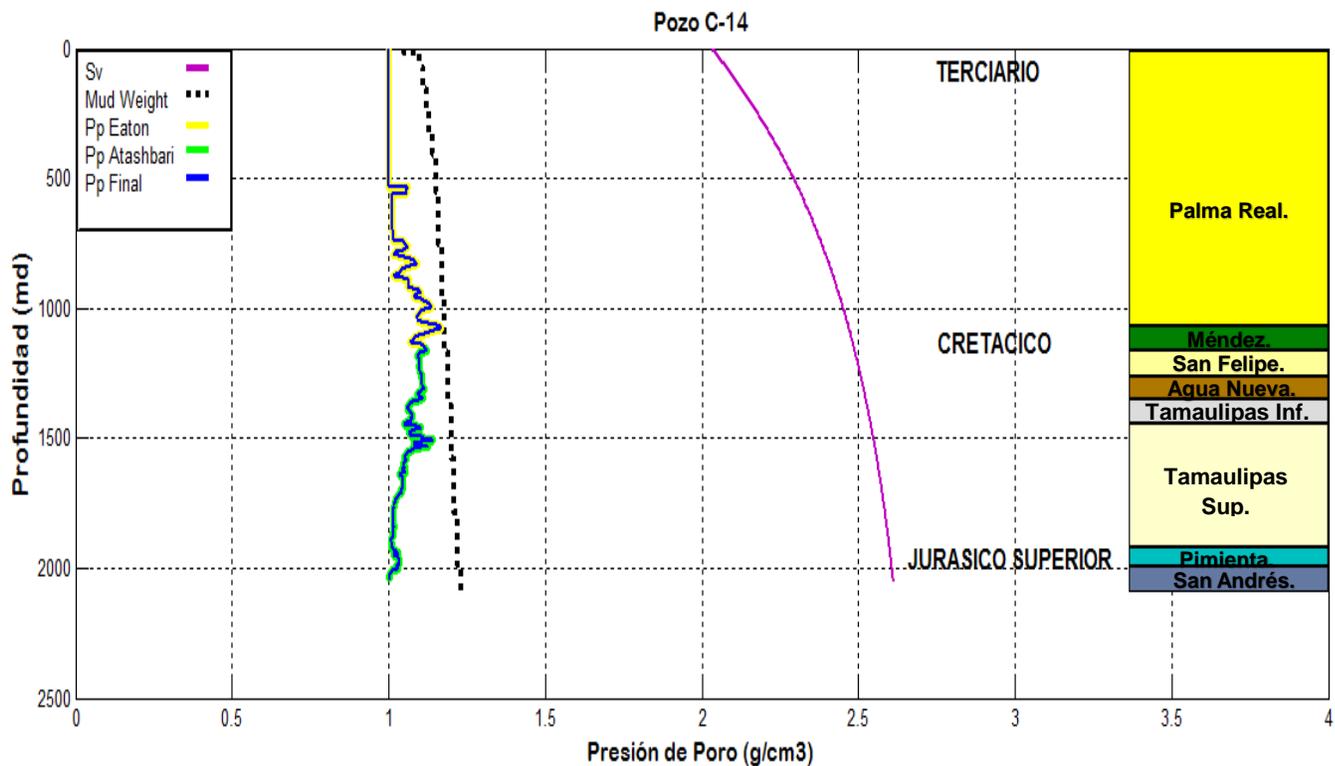


FIG. 52 Presión de poro calibrado en g/cm3 aplicado en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

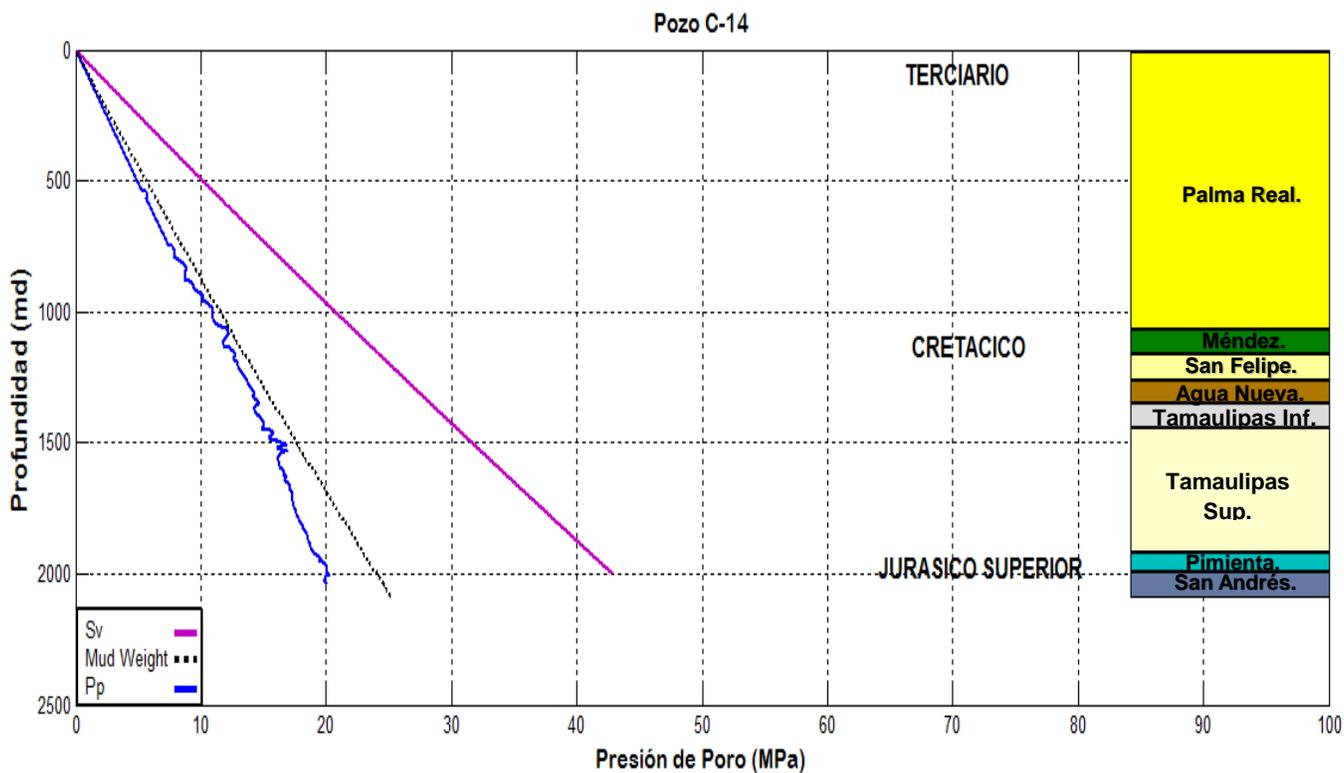


FIG. 53 Presión de poro - Esfuerzo de sobrecarga en MPa aplicado en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

La constante exponencial empírica para Eaton fue de $c=1.35$ y la constante exponencial empírica para Atashbari $c=0.8675$, permitieron el cálculo de la presión de poro acoplando la transición de rocas de lutitas a carbonatos, presentando una mejor manera de predecir la presión de poro en el pozo C-14. Finalmente en la **FIG. 53** se presenta la presión de poro en magnitudes de MPa (Mega pascal).

5.2.3 Presión de fractura.

Se denomina como presión de fractura a la presión necesaria para vencer la presión de la formación y a la resistencia al esfuerzo de confinamiento de la roca. La resistencia al esfuerzo de confinamiento, es cuando la formación se opone a ser fracturada por los esfuerzos de compresión, dicha resistencia depende de la solidez o cohesión de la roca [43].

El esfuerzo de compresión está relacionado a los procesos de sedimentación, el cual se refiere a la depositación de estratos de diversas rocas, que a medida que se van depositando se incrementa el esfuerzo de sobrecarga, que es inducida a la formación, que presenta una propiedad elástica de deformación, que de llegar a su límite de deformación por esfuerzos externos que la alteren, se presenta una fracturación o la presión necesaria para ser fracturada.

El conocimiento de la presión de fractura es esencial para optimizar el diseño del pozo y evitar problemas durante la perforación como es la pérdida de lodo [44]. El cálculo de la presión de fractura se recurrió al método de Eaton.

Este método de predicción de presión de fractura, presenta un perfil de presión en función a la predicción de la presión de poro y al esfuerzo efectivo, sin embargo la variable más importante es la relación de Poisson.

Ecuación presión de fractura método de Eaton.

$$P_{Fr} = P_P + \left[\left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (S - P_P) \right] * g * D , \quad (43)$$

Donde

P_{Fr}	: Presión de Fractura	[MPa].
P_P	: Presión de Poro	[MPa].
S	: Presión de Sobrecarga	[MPa].
ν	: Coeficiente de Poisson	[---].
D	: Profundidad de Formación	[m].
g	: Gravedad de la formación	[m/s ²].

5.2.3.1 Presión de fractura pozo C-14.

El método de Eaton de presión de fractura, al determinarse con la presión de poro, presenta un perfil similar a la presión de poro, siendo la relación de Poisson la variable que hace que sean distintas, por el que cada roca presenta resistencia a la deformación. La **FIG. 54** muestra la presión de fractura en magnitudes de densidad y la **FIG. 55** en magnitudes de Megapascal.

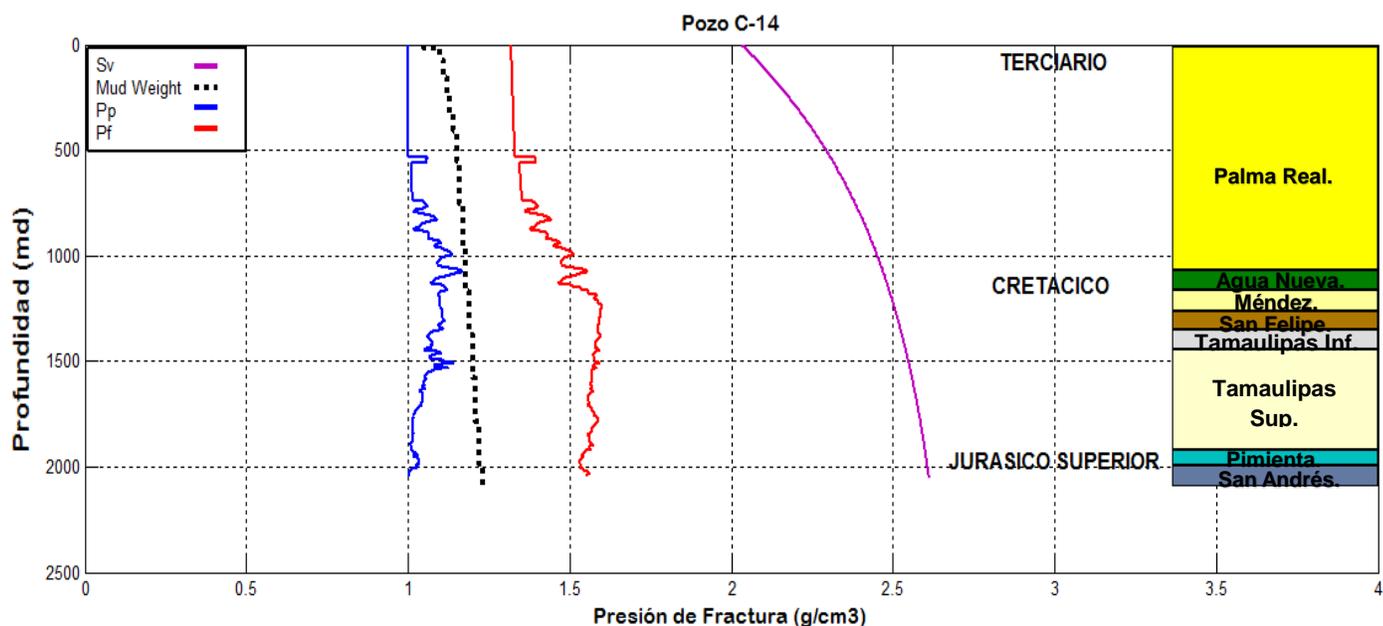


FIG. 54 Presión de poro – Presión de fractura – Esfuerzo de sobrecarga en gr/cm³ aplicado en el pozo C-14

Fuente: Autor.

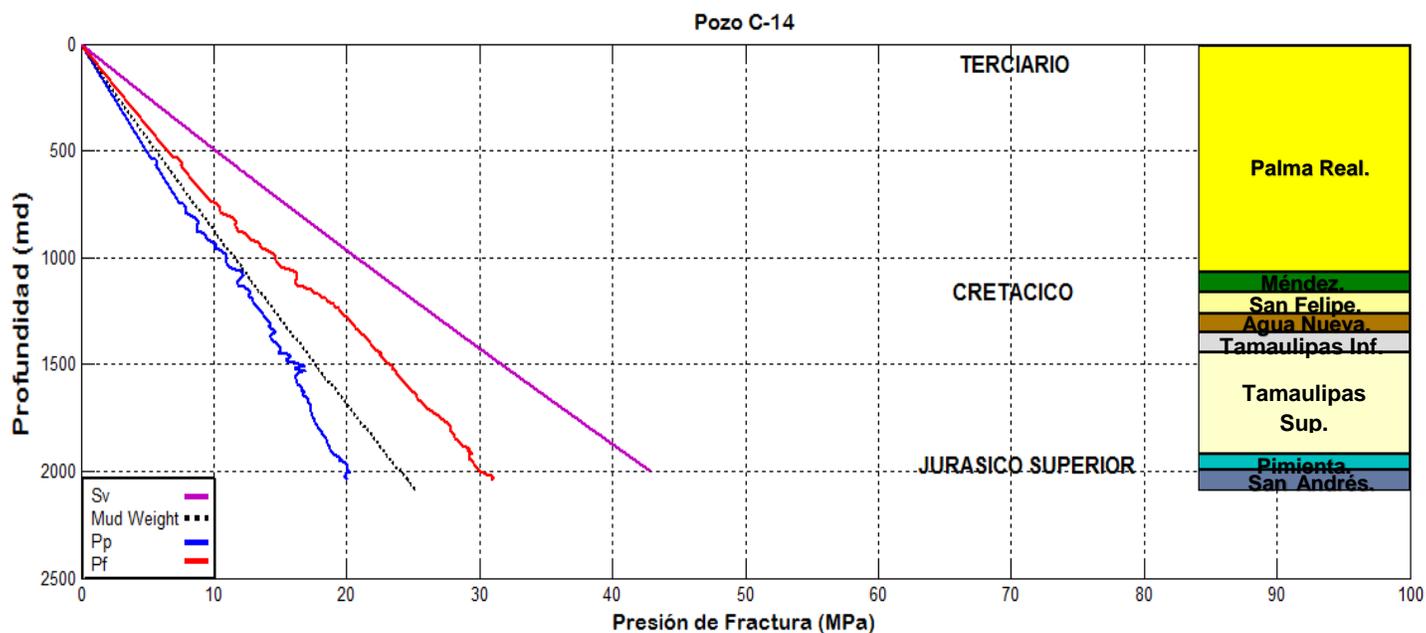


FIG. 55 Presión de poro – Presión de fractura – Presión de sobrecarga en MPa aplicado en el pozo C-14

Fuente: Autor.

5.2.4 Esfuerzos horizontales.

La predicción de geopresiones (esfuerzo de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura), sirven para realizar un buen diseño de pozo y de ese modo hacer una perforación estable. Pero hay que tomar en cuenta que existen esfuerzos que juegan un papel importante en las magnitudes de las geopresiones. Dichas presiones son determinadas por un campo de esfuerzos de formación.

Este campo de esfuerzos se define por 3 esfuerzos principales, los cuales son S_v (Esfuerzos Vertical), S_{Hmax} (Esfuerzo Horizontal Máximo) y S_{Hmin} (Esfuerzo Horizontal Mínimo), el cual, están bajo el concepto del esquema de clasificación de E.M. Anderson, tal y como se ilustra en la **FIG. 56**.

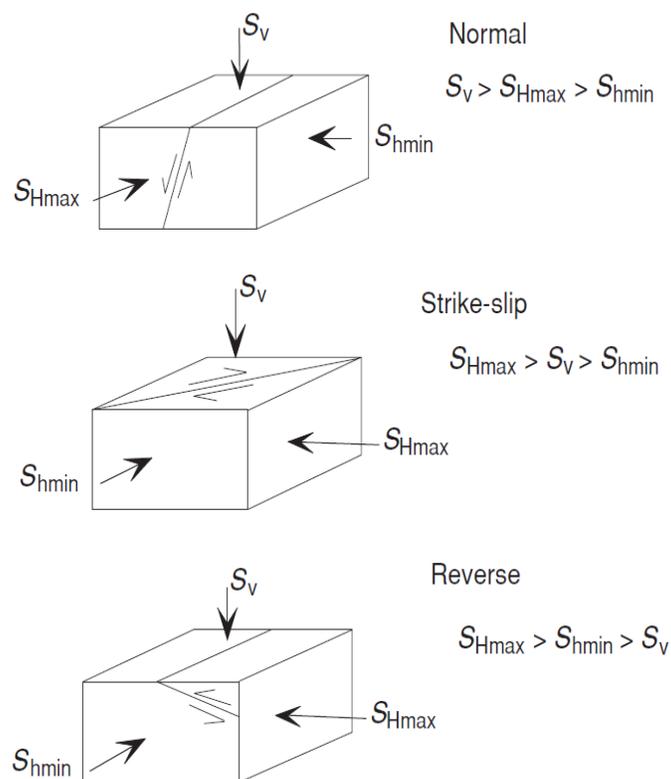


FIG. 56 Esquema de E. M. Anderson para la clasificación de los regímenes de fallas.

Fuente: Reservoir Geomechanic – Mark D. Zoback.

El esquema de Anderson clasifica los esfuerzos en función al régimen de falla que se presenta en la zona donde se haga la caracterización de esfuerzos; Los esfuerzos en el esquema de Anderson se presentan de una manera principal $S_1 - S_2 - S_3$, en donde S_1 es el esfuerzo mayor, S_2 el intermedio y S_3 el menor. La determinación jerárquica depende de la clasificación del Régimen de Falla, debido que depende de la magnitud del S_v , S_{Hmax} y S_{Hmin} .

El conocimiento de la magnitud, orientación y distribución de esfuerzos dependen de la profundidad en que se encuentren el régimen de falla de la región, de las limitaciones mecánicas, térmicas y reológicas; También del proceso geológico en el que se desarrollaron y sin olvidar las propiedades de las rocas [45].

El proceso que mayormente se ve involucrado en los esfuerzos principales es el de la sedimentación, el cual conforme se vayan depositando sedimentos en función a la profundidad los tres esfuerzos se incrementan, y es por el hecho que el esfuerzo vertical (identificado comúnmente por el esfuerzo de sobrecarga) transfiere su esfuerzo a los granos de la roca, entrando en contacto con los esfuerzos horizontales de la formación.

Los esfuerzos horizontales máximos y mínimos varían considerablemente por cuenca y litología, el cual es controlado principalmente por la tectónica regional, responsable de su anisotropía, también se ven influidos por el comportamiento poroelástico de las formaciones.

Comúnmente, las mediciones de los esfuerzos en diversas áreas alrededor del mundo se realizan por medio de una variedad de técnicas para hacer frente a los problemas geomecánicos, Es importante es contar con información fiable, la cual se obtiene por medio por muestras de núcleos de pozos, difíciles de adquirir; y el análisis de los datos por registros geofísicos, con necesarias numerosas correcciones ambientales (como temperatura).

Para el desarrollo de la caracterización, al no contar con mediciones directas, se recurrió a la aplicación de técnicas empíricas para determinar los esfuerzos horizontales máximos y mínimos; Las correlaciones empíricas de los esfuerzos horizontales fueron elegidas del libro “Reservoir Geomechanics” realizado por el M.S. Mark D. Zoback, en el cual presenta y explica el comportamiento de esfuerzos y geopresiones en las formaciones.

M.S. Mark D. Zoback establece que es necesario determinar el tipo de régimen de falla en el que se encuentran los esfuerzos de la región, con la finalidad de elegir las correlaciones empíricas que vamos a utilizar. Existen diversos tipos de regímenes de esfuerzos, el cual están catalogados en regímenes de esfuerzos normales, desplazamiento e inverso. La determinación del régimen de Falla se presenta en la **Tabla 25**.

TABLA 25. REGIMENES DE FALLAS Y MAGNITUD DE ESFUERZOS RELATIVOS.					
Régimen de Fallas	Clasificación de Esfuerzos			Clasificación de Esfuerzos	
	S1	S2	S3		
Normal	Sv	SHmax	SHmin	S1 > S2 > S3	Sv > SHmax > SHmin
Deslizamiento	SHmax	Sv	SHmin	S1 > S2 > S3	SHmax > Sv > SHmin
Inverso	SHmax	SHmin	Sv	S1 > S2 > S3	SHmax > SHmin > Sv

La cuenca petrolera en donde se realizó el pozo exploratorio C-14, ubicándose cerca de las costas del Golfo de México. Para determinar el régimen de falla en el Golfo de México, recurrimos al análisis del mapa global de esfuerzos, desarrollado por la Asociación Helmholtz, centro de investigación alemana en geociencias, e instituciones académicas y gubernamentales.

El mapa mundial de esfuerzos es representado por la **FIG. 57**, en donde podemos observar como los estados de esfuerzos actúan en diversas regiones del mundo; La **FIG. 58** muestra los esfuerzos que se presentan de la región de México y Centro América; Y finalmente, en la **FIG. 59**, se puede apreciar los esfuerzos situados en el Golfo de México.

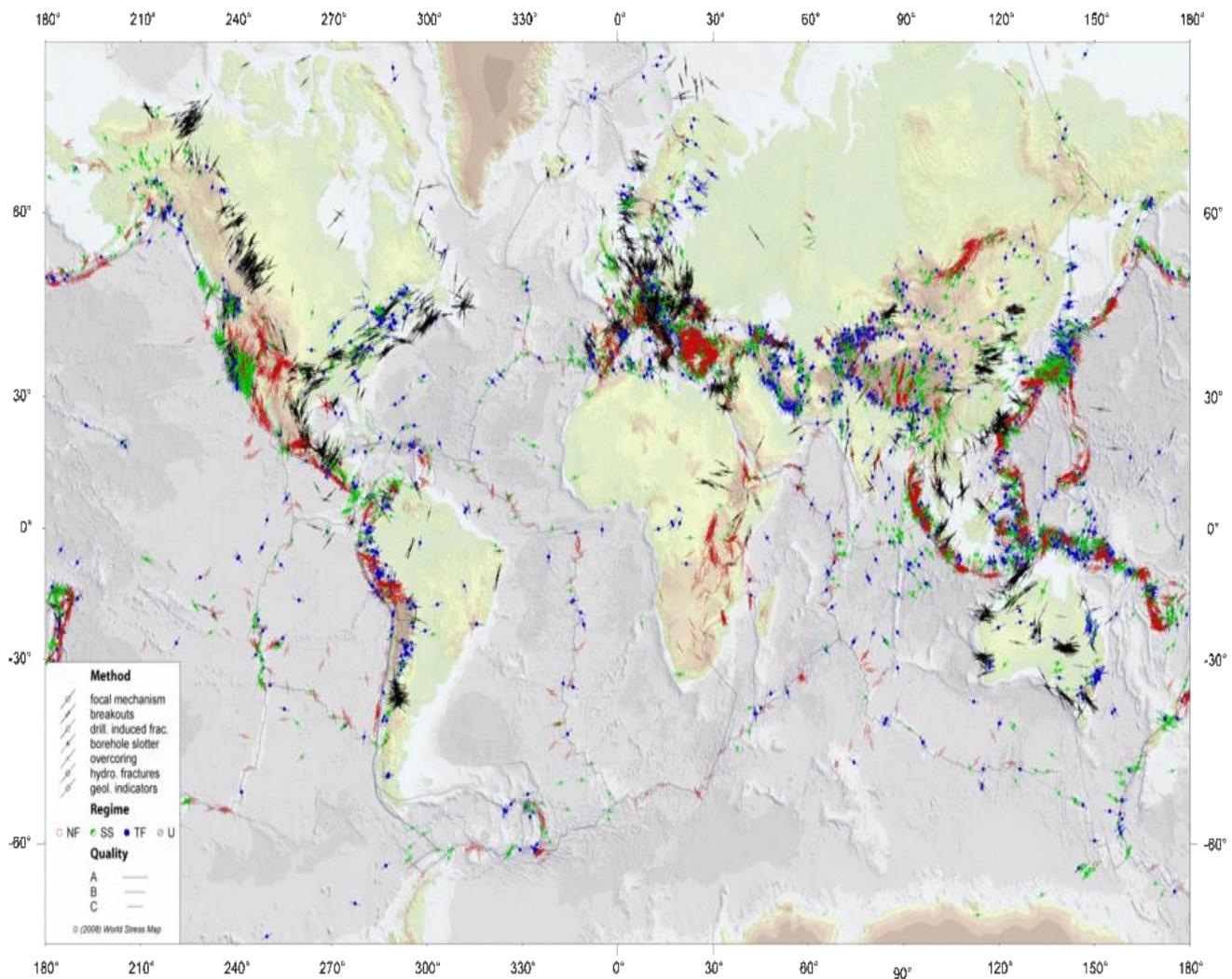


FIG. 57 Mapa mundial de esfuerzos – regiones internacionales.

Fuente: www.world-stress-map.org/

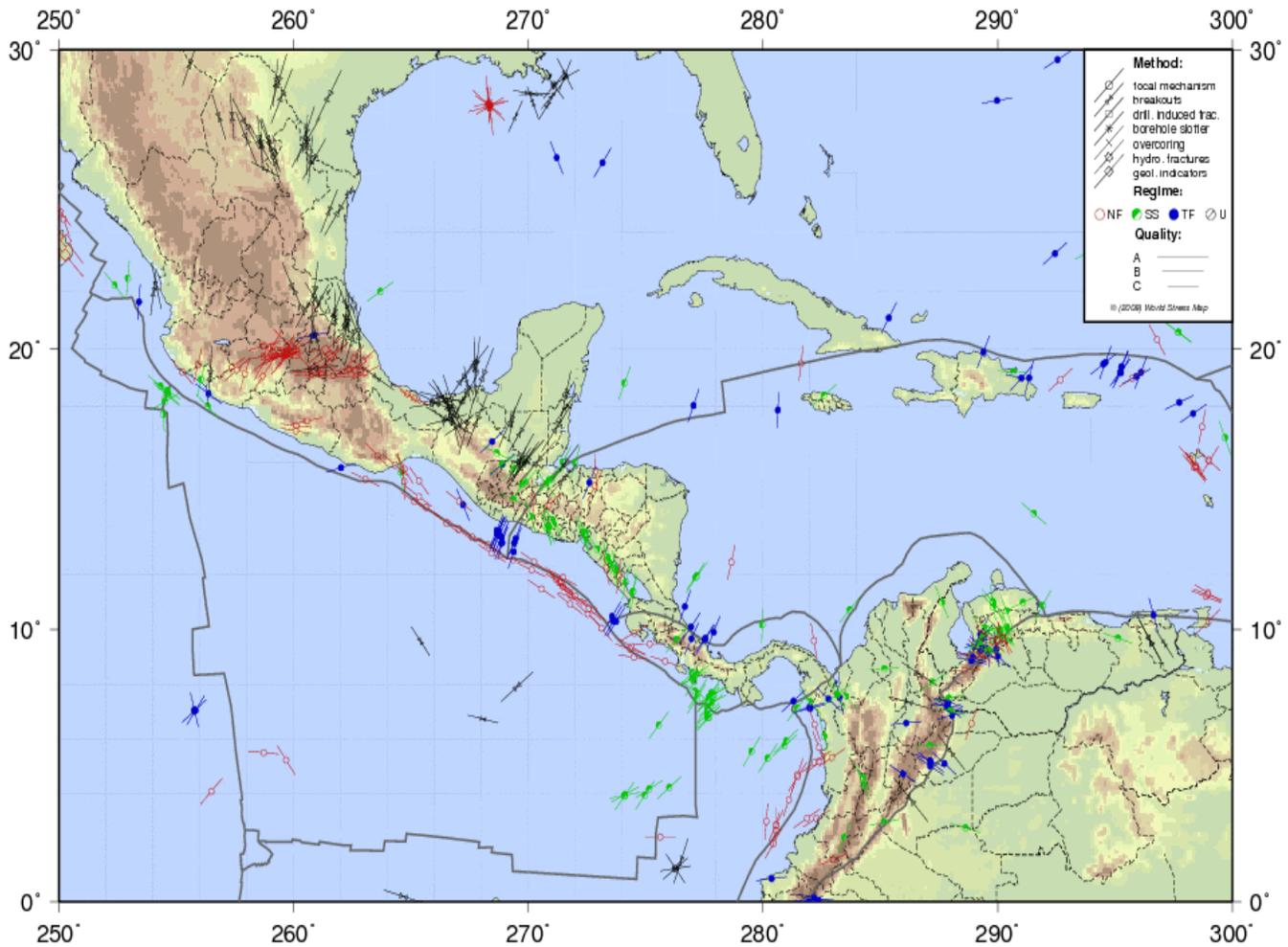


FIG. 58 Mapa mundial de esfuerzos – región centro América.

Fuente: www.world-stress-map.org/

Observando los mapas de esfuerzos en el Golfo de México y consultando en el libro *Reservoir Geomechanics* se decreta que el régimen de esfuerzo en la región del Golfo de México es del régimen de esfuerzos normal.

Debido a que la Cuenca Tampico – Misantla se encuentra en la región cerca del Golfo de México, en el cual, revisando en los mapas de esfuerzo, se asume que las formaciones del pozo C-14 están bajo la influencia del régimen de falla normal. Esto también se asume, que el sistema petrolero de la cuenca Tampico – Misantla en zonas cercanas al golfo, son de margen sedimentario pasivo.

Una vez determinado el régimen de esfuerzo en las formaciones, se continúa con el establecimiento de las correlaciones empíricas para la determinación de esfuerzos horizontales, el cual deben ser aplicados en función a un régimen de fallas normal.

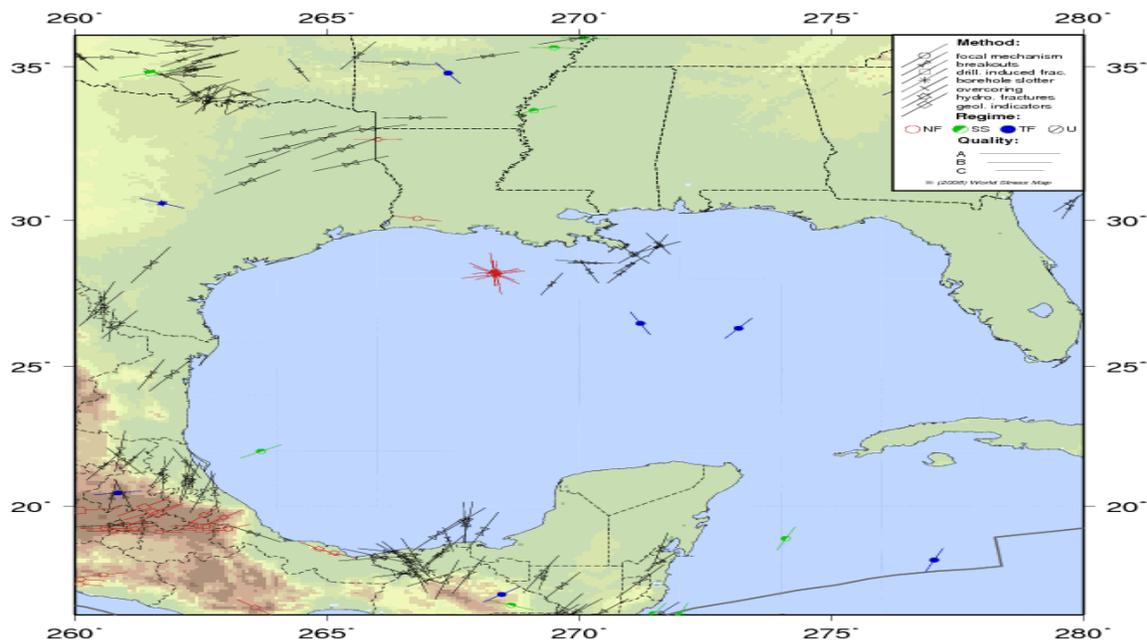


FIG. 59 Mapa mundial de esfuerzos – Golfo de México.

Fuente: www.world-stress-map.org/

5.2.4.1 Esfuerzo horizontal mínimo.

El esfuerzo mínimo principal es importante para determinar el tensor de esfuerzos en el pozo, a su vez provee información para una perforación estable del pozo, evitando problemas como pérdidas de circulación de lodo de control, y en la notable necesidad de estudios especiales de fracturamiento hidráulico. Por lo general en un régimen de falla normal, el esfuerzo horizontal mínimo es el esfuerzo principal menor [46].

Comúnmente, el esfuerzo horizontal mínimo se estima por métodos directos como ensayos mini frac y pruebas leak-off. Los ensayos mini frac son requeridos para caracterizar la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, por medio del análisis de los resultados de las curvas de declinación de las medidas de presión, para determinar la presión de cierre de la fractura hidráulica (i.e., magnitud de Sh_{min}).

Existen diversos métodos para determinar el esfuerzo horizontal mínimo, algunos métodos son los métodos de Hubbert & Willis (1957) que utiliza una constante, el método de Eaton (1968) que utiliza la relación de Poisson y Holbrook & Maggiori (1993) que utiliza la relación del esfuerzo de sobrecarga con la compactación de porosidad, entre otros.

Sin embargo, como habíamos mencionado estos métodos para determinar el esfuerzo horizontal mínimo, en su mayoría se encuentran relacionados con la presión de fractura, y otros presentan demasiada influencia por la sobrecarga y porosidad.

Hubbert & Willis (1957)

Ellos propusieron una expresión empírica para la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo utilizando una función de la profundidad de la región del Golfo de México, donde la constante es 0.3, determinándose por el análisis de datos de fracturamiento hidráulico en esa región ^[47].

Ecuación Esfuerzo Horizontal Mínimo Hubbert & Willis (1957).

$$S_{hmin} = 0.3 (S - P_p) + P_p, \quad (41)$$

Donde

S_{hmin}	: Esfuerzo Horizontal Mínimo.	[MPa].
P_p	: Presión de Poro	[MPa].
S	: Presión de Sobrecarga	[MPa].

Eaton (1968)

Propone la determinación del esfuerzo horizontal mínimo respecto a la deformación elástica de la roca, proponiendo a la relación de Poisson como una variable de cálculo. El valor de la relación de Poisson se puede trabajar con las lecturas del registro sísmico o valores del tipo de roca. ^[48].

Ecuación Esfuerzo Horizontal Mínimo Eaton (1960).

$$S_{hmin} = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (S - P_p) + P_p, \quad (42)$$

Donde

S_{hmin}	: Esfuerzo Horizontal Mínimo.	[MPa].
P_p	: Presión de Poro	[MPa].
S	: Presión de Sobrecarga	[MPa].
ν	: Coeficiente de Poisson	[---].

Holbrook y Maggiori (1993)

Proponen una técnica para estimar el esfuerzo horizontal mínimo basado en el concepto del balance de fuerzas. Remplazando una constante empírica, con una función de porosidad ^[49].

Ecuación Esfuerzo Horizontal Mínimo Holbrook & Maggiori (1993).

$$S_{hmin} = (1 - \Phi) * (S - P_p) + P_p, \quad (43)$$

Donde

S_{hmin}	: Esfuerzo Horizontal Mínimo.	[MPa].
P_p	: Presión de Poro	[MPa].
S	: Presión de Sobrecarga	[MPa].
ϕ	: Porosidad.	[---].

Los métodos explicados anteriormente fueron aplicados para corroborar el perfil del esfuerzo horizontal mínimo que genera cada uno de ellos, el resultado de estos métodos fueron presentados en unidades de densidad (gr/cm³) en la **FIG. 60**.

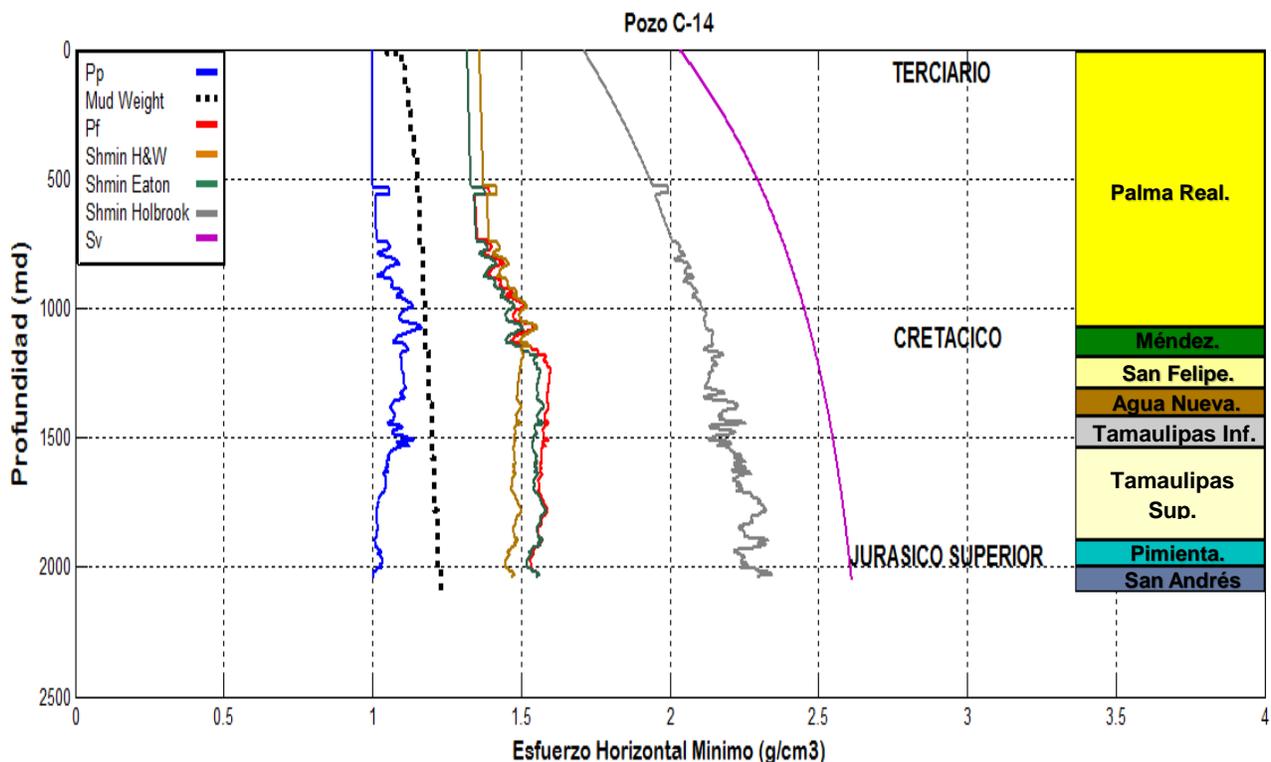


FIG. 60 Métodos de esfuerzo horizontal mínimo en gr/cm³ aplicado en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

Como se puede observar en la **FIG. 60**, los métodos de Eaton y Hubbert – Willis, generaron la misma magnitud y de hecho muy parecido a la Presión de fractura, y en el caso del método de Holbrook & Maggiori, presenta un esfuerzo horizontal mínimo elevado, debido a que la mayor parte de la influencia proviene del esfuerzo de sobrecarga y densidad de la formación.

Por lo tanto es necesario recurrir a otros métodos para determinar el esfuerzo horizontal mínimo. Existen dos métodos para determinar el primero es presentado por Hottman & Jhonson, estableciendo una relación de la presión de poro con el esfuerzo de sobrecarga en relación de una constante. El otro método presenta una relación de los módulos elásticos dinámicos, en relación al esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro.

Esfuerzo horizontal mínimo método de Hottman & Jhonson.

El método de Hotman & Jhonson para determinar el esfuerzo horizontal mínimo, presenta la referencia que tiene la magnitud de la sobrecarga con la presión del fluido y el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca. Así como el esfuerzo de sobrecarga, la presión de fractura es igual a la suma de la presión del fluido y el esfuerzo horizontal al que está sometida la roca ^[50].

Como sabemos, los esfuerzos verticales u horizontales, están relacionados como los esfuerzos principales que actúan en la formación respecto al régimen de esfuerzos presentes en la formación dependiendo del ambiente deposito o eventos tectónicos presentes en la cuenca petrolera.

Bajo condiciones de fallamiento normal (respecto al esquema de Anderson) se tiene que el mínimo esfuerzo principal es horizontal y tiene un valor que varía aproximadamente entre 1/2 y 1/3, siendo la magnitud de esfuerzo soportado por la roca.

El esfuerzo vertical que soporta la roca se presenta como la diferencia entre la presión de sobrecarga y de la formación. Tomando en cuenta que muchos métodos hacen referencia que la presión de fractura es similar al esfuerzo horizontal mínimo, por la ecuación de la presión de fractura de Hottman & Johnson, se aplicará para determinar el esfuerzo horizontal mínimo, presentándose como:

$$S_{hmin} = (1/3 \text{ a } 1/2) * (S - P_p) + P_p , \tag{44}$$

Donde

S_{hmin}	: Esfuerzo Horizontal Mínimo.	[MPa].
P_p	: Presión de Poro	[MPa].
S	: Presión de Sobrecarga	[MPa].

La determinación del esfuerzo horizontal mínimo mediante el método de Hottman & Johnson, presenta una respuesta práctica por el hecho de asumir la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo mediante una constante relacionada al esfuerzo efectivo de la formación. Podría decirse que no es una respuesta confiable por parte de este método. Sin embargo, en la **FIG. 61** se presentan los valores del esfuerzo horizontal mínimo que presenta este método.

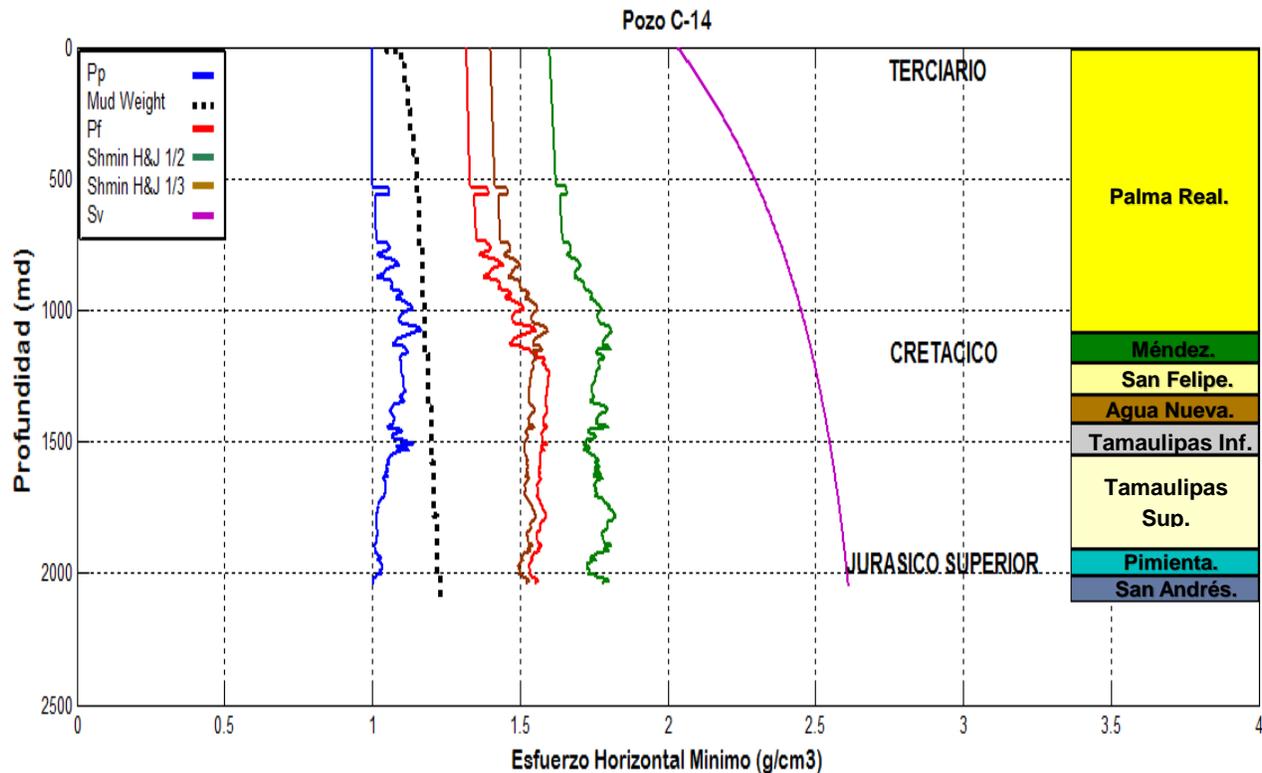


FIG. 61 Método de esfuerzo horizontal mínimo Hottman & Johnson en gr/cm³ aplicado en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

Esfuerzos horizontales mediante módulos elásticos dinámicos.

Este método se aplica en regiones tectónicamente activas, la cual se asocia con áreas con presencia de fallas y domos salinos, etc. Estos eventos geológicos provocan que el área no esee relajada y que los esfuerzos horizontales efectivos σ_H y σ_h sean diferentes y produzcan deformaciones horizontales [51].

Como habíamos mencionado anteriormente este método emplea los módulos elásticos relación de Poisson y el módulo de Young, no obstante, también para el estudio de los esfuerzos horizontales este método implica los valores de las deformaciones unitarias causadas por los esfuerzos horizontales la cuales son ϵ_H y ϵ_h . La ecuación del esfuerzo horizontal mínimo por módulos elásticos - geopresiones se presenta a continuación.

Ecuación esfuerzo horizontal mínimo por módulos elásticos dinámicos.

$$S_{hmin} = \left[\left(\frac{v}{1-v} \right) S \right] + \left[\left(\frac{1-2v}{1-v} \right) P_P \right] + \left[\left(\frac{E}{1-v^2} \right) \epsilon_h \right] + \left[\left(\frac{E}{1-v^2} \right) v \epsilon_H \right], \quad (45)$$

Donde

S_{hmin}	: Esfuerzo Horizontal Mínimo.	[MPa].
P_P	: Presión de Poro	[MPa].
S	: Presión de Sobrecarga	[MPa].
v	: Coeficiente de Poisson dinámicos	[---].
E	: Módulo de Young dinámicos	[---].
ϵ_H	: Deformación unitaria horizontal máximo	[---].
ϵ_h	: Deformación unitaria horizontal mínimo	[---].

El método del esfuerzo horizontal mínimo por módulos elásticos, presenta una relación que tiene el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro, con la relación de Poisson, esto se puede entender que el fluido de la formación responde al confinamiento de la roca en función al efecto de compactación de sedimentos.

En el caso de la parte en donde están en relación el módulo de Young y la relación de Poisson con las deformaciones unitarias horizontales, esta relación exhibe el cambio volumétrico que sufre la formación respecto al confinamiento expresándose mediante a las deformaciones unitarias horizontales.

El método de módulos elásticos dinámicos presenta valores de mediciones directas, debido a que las mediciones de los módulos elásticos dinámicos se encuentran en función del tipo de roca en las formaciones, y a las mediciones del registro geofísico sísmico, de esta manera se asume que este método genera respuestas del esfuerzo horizontal mínimo relacionados a la realidad, a diferencia de los otros métodos, que solo hacen referencia a la presión de fractura.

El perfil del esfuerzo horizontal mínimo generado por el método de los módulos elásticos dinámicos presenta valores arriba de la presión de fractura y menores que el esfuerzo de sobrecarga, presentando la relación del esquema de esfuerzos por Anderson, en donde confirmamos que el régimen de esfuerzos de manera regional es de régimen normal, esto se puede apreciar en la **FIG. 62**.

Analizando los valores del esfuerzo horizontal mínimo que se muestra en la **FIG. 62**, presenta un cambio del perfil respecto a los valores en relación al esfuerzo de sobrecarga, el cual, este cambio sucede aproximadamente en profundidades de 600 m hacia la superficie. Este cambio se debe a que el esfuerzo horizontal mínimo se ve afectado por el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro.

El esfuerzo de sobrecarga fue realizado por cálculo de densidad equivalente regional, en este caso el golfo de México, tomando en cuenta la tendencia de las lecturas del registro geofísico de densidad. Esto fue necesario para poder predecir el esfuerzo de sobrecarga de superficie a 500 metros, debido a que las mediciones de los registros de manera general, se realizaron de 500 metros a 2050 metros de profundidad.

A su vez, para la presión de poro, dado a que las lecturas del registro sísmico solo tienen lectura de 500 metros a 2050 metros de profundidad, se recurrió a líneas de tendencia, en donde se asumen lecturas desde superficie. Sin embargo, la presión de poro, también se ve afectada, por la calibración de los métodos de Eaton y Atashbari, por el hecho que uno calcula en formaciones con presencia de lutitas y el otro para carbonatos.

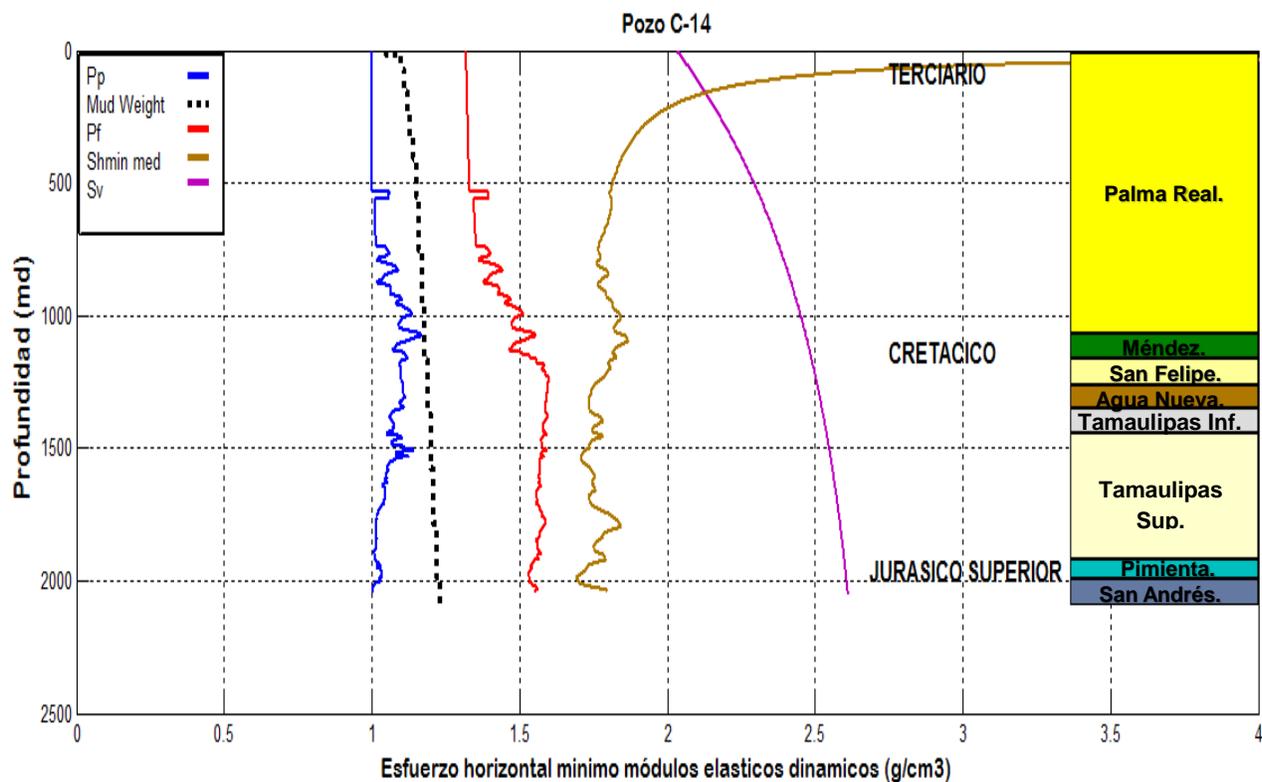


FIG. 62 Método de esfuerzo horizontal mínimo módulos elásticos dinámicos en gr/cm³ aplicado en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

Es por eso, que para presentar un mejor perfil del esfuerzo de horizontal mínimo por parte del método de los módulos elásticos dinámicos, se decidió calibrarlo con el perfil del método de Hottman & Johnson con una constante de 1/1.58, con la finalidad de tener una mejor apreciación de los valores del esfuerzo horizontal mínimo en el pozo C-14.

La calibración de ambos métodos no afecta la medición generada por el método de módulos elásticos dinámicos, pues solo se hace referencia de los valores de 600 metros a superficie, en donde solo se asumieron los valores de las geopresiones. La calibración de los métodos se presenta en la **FIG. 63** el perfil del esfuerzo horizontal mínimo.

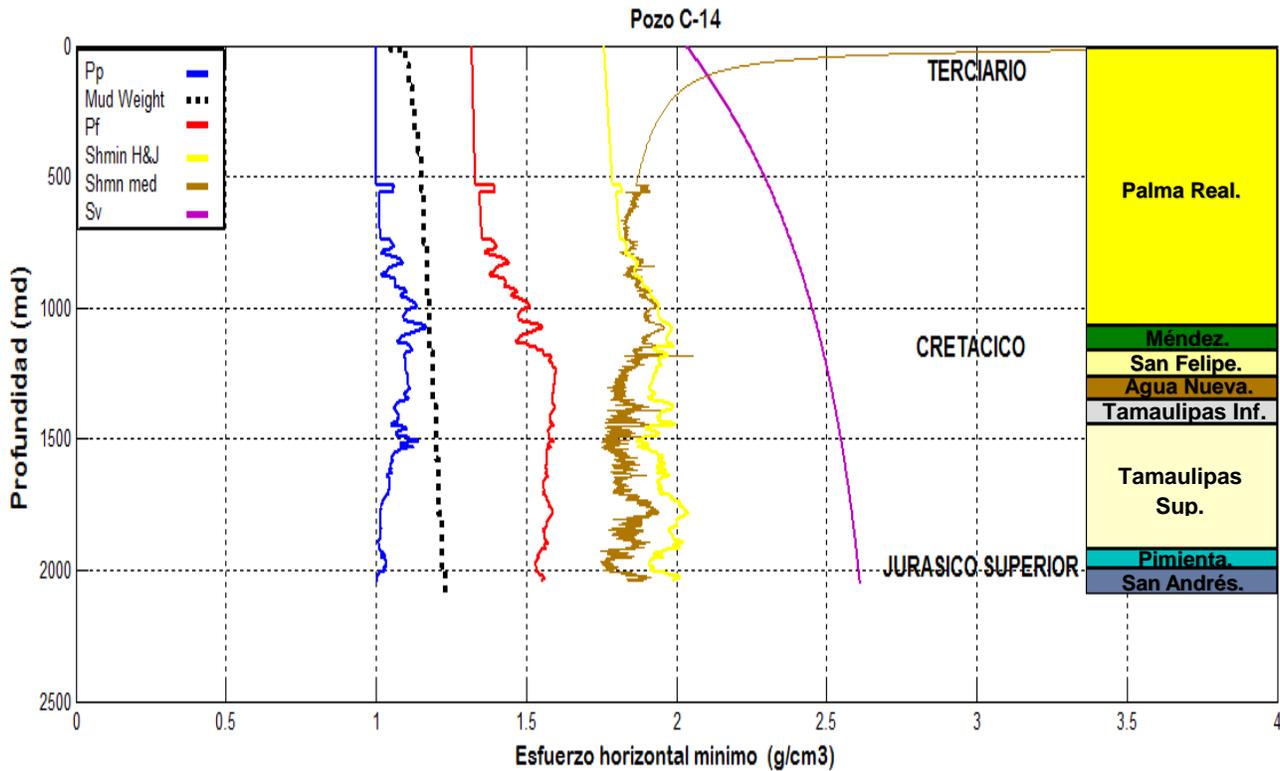


FIG. 63 Relación de métodos de esfuerzo horizontal mínimo en gr/cm3 aplicado en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

Finalmente observando la **FIG. 64** el cual presenta la predicción del perfil del esfuerzo del horizontal mínimo de color verde claro, mediante la calibración de los métodos de módulos elásticos dinámicos con el método de Hottman & Johnson. Siendo de esta manera la predicción del esfuerzo horizontal mínimo en MPa en la **FIG. 65**.

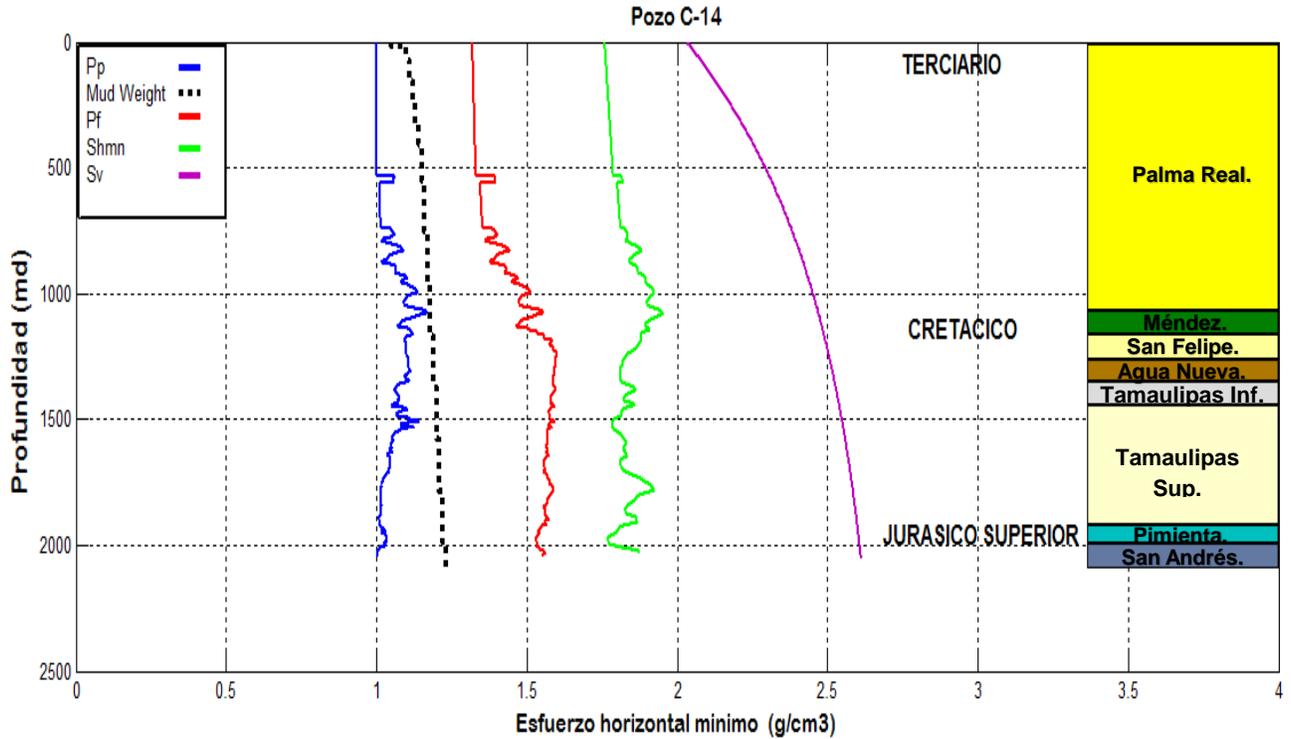


FIG. 64 Esfuerzo horizontal mínimo calibrado en gr/cm³ aplicado en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

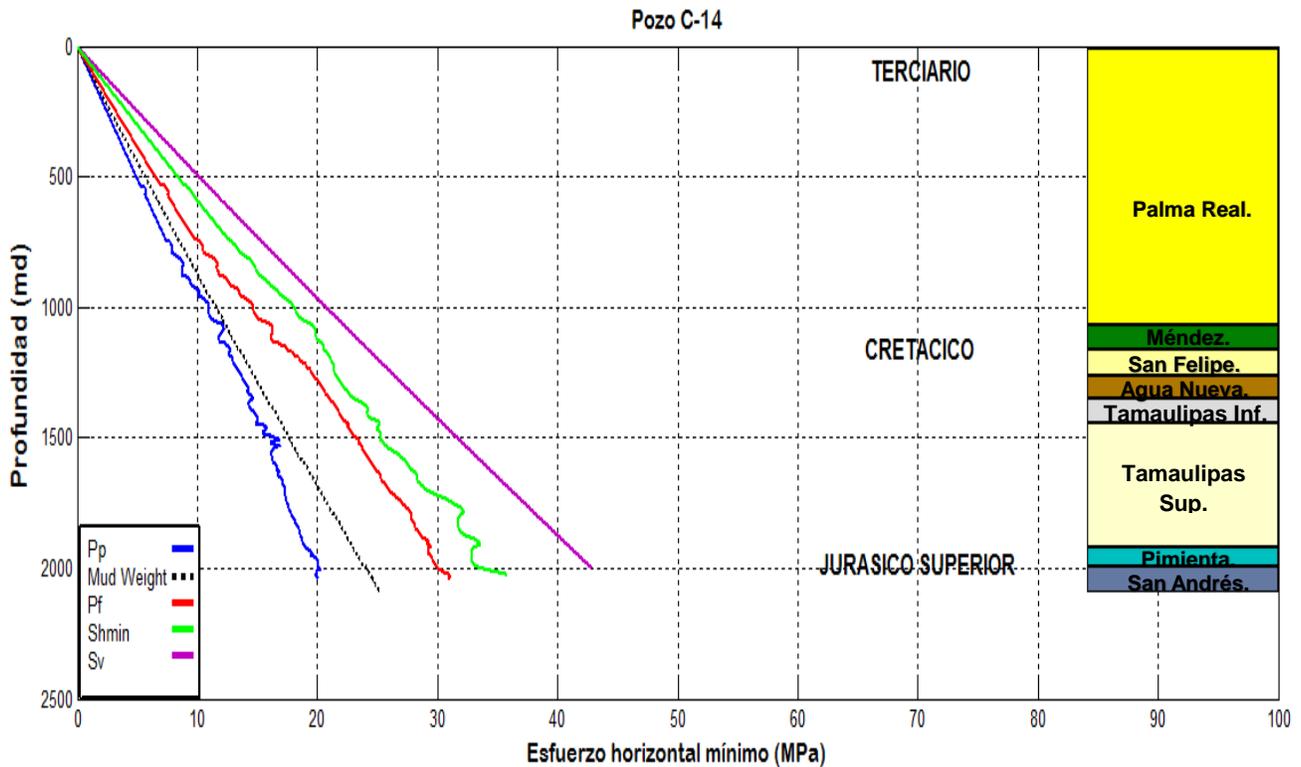


FIG. 65 Esfuerzo horizontal mínimo en MPa aplicado en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

5.2.4.2 Esfuerzo horizontal máximo.

Determinar la magnitud del esfuerzo horizontal máximo es muy complicado; Debido a que no existen métodos de correlación que puedan predecir este esfuerzo. Sin embargo, la estimación de este esfuerzo se puede asumir mediante la ecuación de los módulos elásticos dinámicos aplicados para el esfuerzo horizontal máximo.

Este a su vez requerirá, asumir el valor del esfuerzo horizontal máximo de 600 a la superficie aproximadamente mediante el método del esfuerzo horizontal de Hottman & Jhonson (ecuación 44), con la finalidad de tener un perfil de esta geopresión al igual que el esfuerzo horizontal mínimo.

El método de Hottman & Jhonson (H&J), presenta una similitud a la mayoría de los métodos aplicados para predecir el esfuerzo horizontal mínimo, el cual hacen referencia que el esfuerzo horizontal mínimo está relacionado a la presión de fractura.

Sin embargo el método de Hottman & Jhonson, dado que su ecuación es aplicado bajo un régimen normal, esta asimila que tanto el esfuerzo horizontal mínimo y máximo, al ser menores al esfuerzo vertical, pretenden compartir aproximadamente iguales magnitudes o perfil.

Por lo tanto, con el fin de presentar un mejor perfil del esfuerzo horizontal máximo, se le adecuara una constante que le permita calibrar el esfuerzo horizontal máximo por el método Hottman & Jhonson con el método de los módulos elásticos dinámicos.

La incertidumbre, no está relacionada con el método de predicción de los métodos elásticos dinámicos, sino a la predicción de zonas de profundidades someras, por el hecho que al igual que el esfuerzo horizontal mínimo no se presentan lecturas o valores para determinar los valores del esfuerzo horizontal máximo de 600 metros a superficie.

Es necesario mencionar que el perfil que presente el esfuerzo horizontal máximo que se asume, debe de respetar como condición el sistema de magnitudes respecto al régimen de falla que hemos establecido que en este caso es un régimen normal.

Ecuación esfuerzo horizontal máximo por módulos elásticos dinámicos.

$$S_{hmax} = \left[\left(\frac{v}{1-v} \right) S \right] + \left[\left(\frac{1-2v}{1-v} \right) P_P \right] + \left[\left(\frac{E}{1-v^2} \right) v \epsilon_H \right] + \left[\left(\frac{E}{1-v^2} \right) \epsilon_h \right], \quad (46)$$

Donde

S_{hmax}	: Esfuerzo Horizontal Mínimo.	[MPa].
P_P	: Presión de Poro	[MPa].
S	: Presión de Sobrecarga	[MPa].
v	: Coeficiente de Poisson dinámicos	[---].
E	: Módulo de Young dinámicos	[---].
ϵ_H	: Deformación unitaria horizontal máximo	[---].
ϵ_h	: Deformación unitaria horizontal mínimo	[---].

El perfil generado por los métodos Hottman & Jhonson con el de aplicación de los módulos elásticos dinámicos, es presentado en la **FIG. 66**, en donde podremos apreciar posible el perfil del esfuerzo horizontal máximo.

La determinación del esfuerzo horizontal máximo con la ecuación que establecimos debe presentar a un esfuerzo horizontal máximo mayor que el esfuerzo horizontal mínimo y a su vez, un esfuerzo horizontal máximo menor que el esfuerzo de Sobrecarga.

Es importante reconocer que la técnica para determinar a este esfuerzo se encuentra limitada, por el hecho que esta requiere de modelos y técnicas avanzadas. Se podría asumir que esta técnica podría ser viable para representar en el esquema del régimen de esfuerzos a una falla normal. Finalmente se concluye que el conocimiento del Esfuerzo Horizontal Máximo requiere de una amplia fuente de información y técnicas especiales.

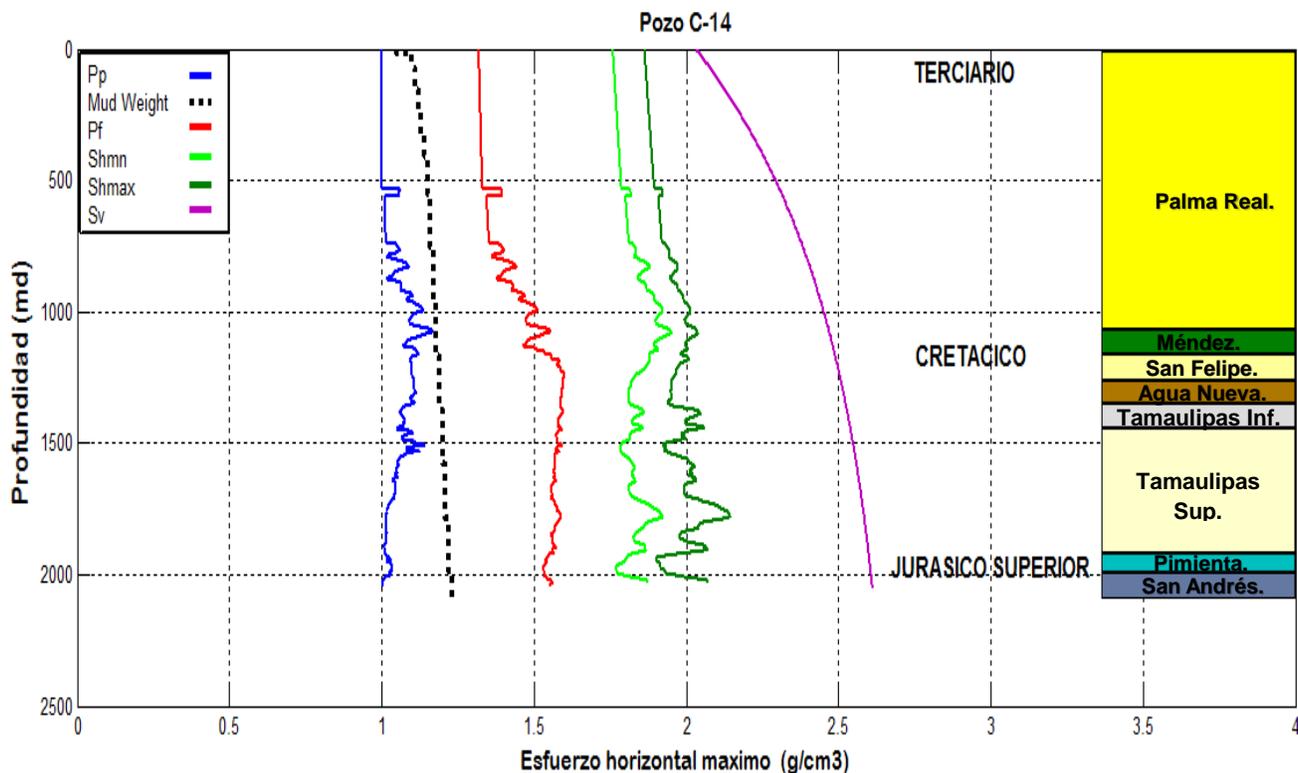


FIG. 66 Esfuerzo horizontal máximo en g/cm3 aplicado en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

Analizando la ventana de geopresiones generada para el esfuerzo horizontal máximo en densidad en el pozo C-14, se puede apreciar que tanto el esfuerzo horizontal mínimo y máximo comparten el mismo perfil, esto se debe a que la presión de poro influye mucho en los dos esfuerzos horizontales, y lo que genera la diferencia entre ambos esfuerzos las deformaciones unitarias respecto a cada esfuerzo horizontal.

A simple vista a pesar de tener el mismo perfil ambos esfuerzos horizontales, las deformaciones unitarias en el esfuerzo horizontal máximo, hacen que estén presente mayores magnitudes en los cambios de presión. Finalmente, la ventana operativa de geopresiones con magnitudes de presión se puede apreciar en la figura 67.

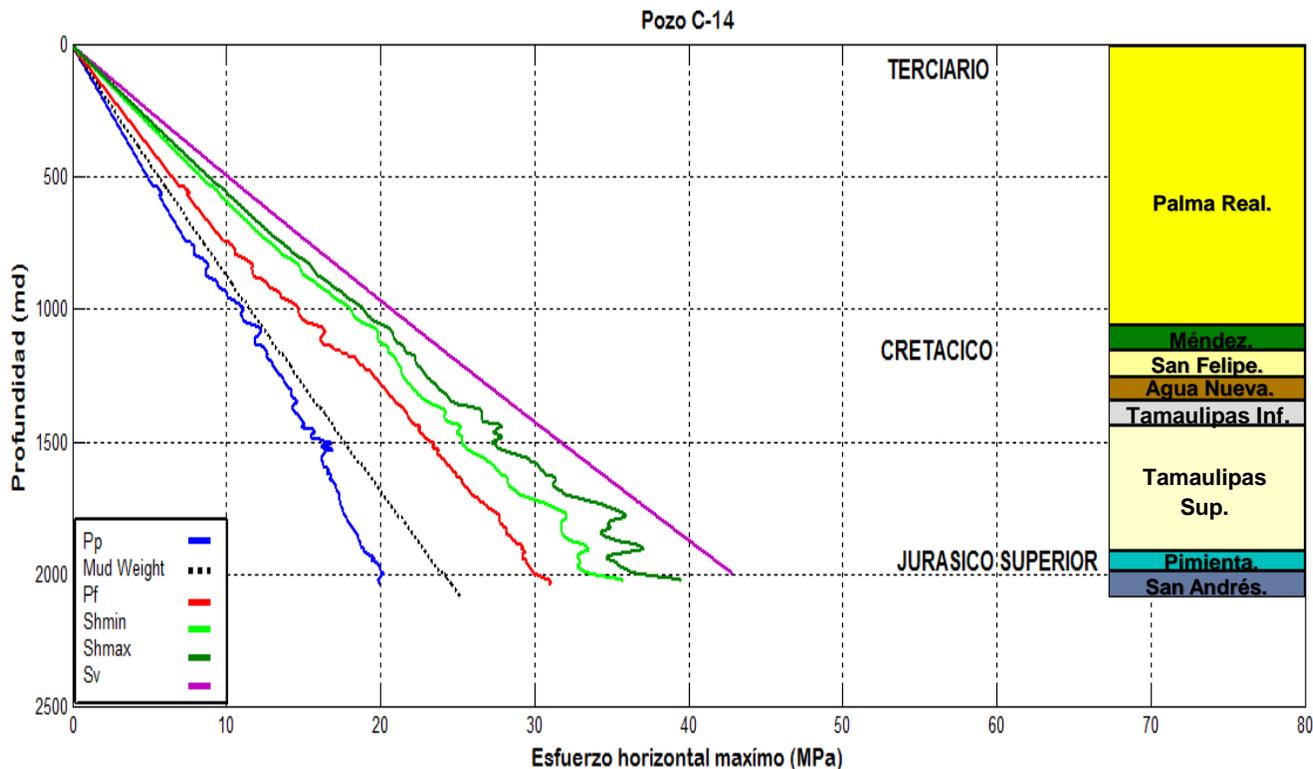


FIG. 67 Esfuerzo horizontal máximo en MPa aplicado en el pozo C-14.

Fuente: Autor.

Capítulo VI: Evaluación de resultado de la caracterización estática.

6.1 Evaluación de Resultados.

La evaluación de resultados tiene como finalidad establecer un perfil de la formación Pimienta mediante el análisis de la información generada por los estudios establecidos en la metodología de caracterización estática, de esta manera se identificara la relación que tienen las características de la formación Pimienta entre sí.

Para el análisis de la relación de resultados de los estudios de caracterización, se tomó como información base los estudios geológicos, el cual describe a la formación Pimienta como una roca de margen pasivo, con un espesor de 3 m – 485 m, conformada por mudstone arcilloso negro, con estratificaciones delgadas de lutitas negra laminar y lentes de pedernal; Encontrándose depositada en la cuenca Tampico – Misantla.

6.1.1 Análisis de registros geofísicos de la formación Pimienta.

La formación Pimienta en los registros geofísicos del pozo C-14, se encuentra depositada en una profundidad de 1910 a 1950 m, con un espesor de 40 m. Los registros que tuvimos a nuestro alcance fueron el registro rayos gama, sónico, resistivo, densidad y neutrón. En la **FIG. 68** se muestran las mediciones de la formación Pimienta en función al perfil del comportamiento de las mediciones del tipo dispositivo de los registros geofísicos.

El registro de rayos gama en las profundidades de 1910 a 1955 presenta alta radioactividad, reflejando la presencia de arcilla, y de 1955 a 1960 m, una baja radiactividad, haciendo referencia a rocas calizas. El valor promedio de rayos gama natural de la formación Pimienta es de 130 °API y tomando en cuenta que el 90 % de la formación presenta arcillosidad, se asume que la formación Pimienta está conformada en su mayoría de Lutitas.

El registro sónico en el espesor que conforma a la formación Pimienta presenta un aumento de tránsito, debido a que las rocas que conforman a la formación Pimienta exhiben una inercia a la tendencia de compactación, esto se debe a la plasticidad que presentan las rocas de la formación. El valor promedio de la formación Pimienta es de 77.3 us/ft, presentando valores de lutitas, confirmando la presencia de la integridad de este tipo de roca en la formación.

El registro resistivo presento un perfil continuo en todo el espesor de la formación Pimienta, con un valor promedio de 16.63 Ohms. Como hemos establecido con el análisis de registros anteriores, la formación Pimienta está conformada por lutitas, esto hace que las lecturas de resistividad sean muy bajas, aun teniendo la presencia de hidrocarburos. La posibilidad de tener lutitas con hidrocarburos se presenta en el intervalo de 1915 a 1935 m.

El registro de densidad presentó un perfil continuo en todo el espesor de la formación Pimienta, con un valor promedio de 2.29 g/cc. El espesor de 1910 a 1920 m presentó las lecturas más altas en la formación Pimienta, siendo de 1930 a 1945 m, el espesor con lecturas bajas de densidad, en algunas partes presenta variaciones de tendencias, esto se asume que esta baja de las lecturas, se deba a la presencia de materia orgánica.

El registro neutrón presentó un valor promedio de porosidad de 17 %, siendo una formación que exhibe una porosidad considerable. El perfil de medición es similar al perfil del registro sónico por el hecho que ambos están relacionados con la porosidad primaria de las rocas, y a su vez tiene una similitud inversa al perfil del registro de densidad, por la medición de la densidad de las rocas.

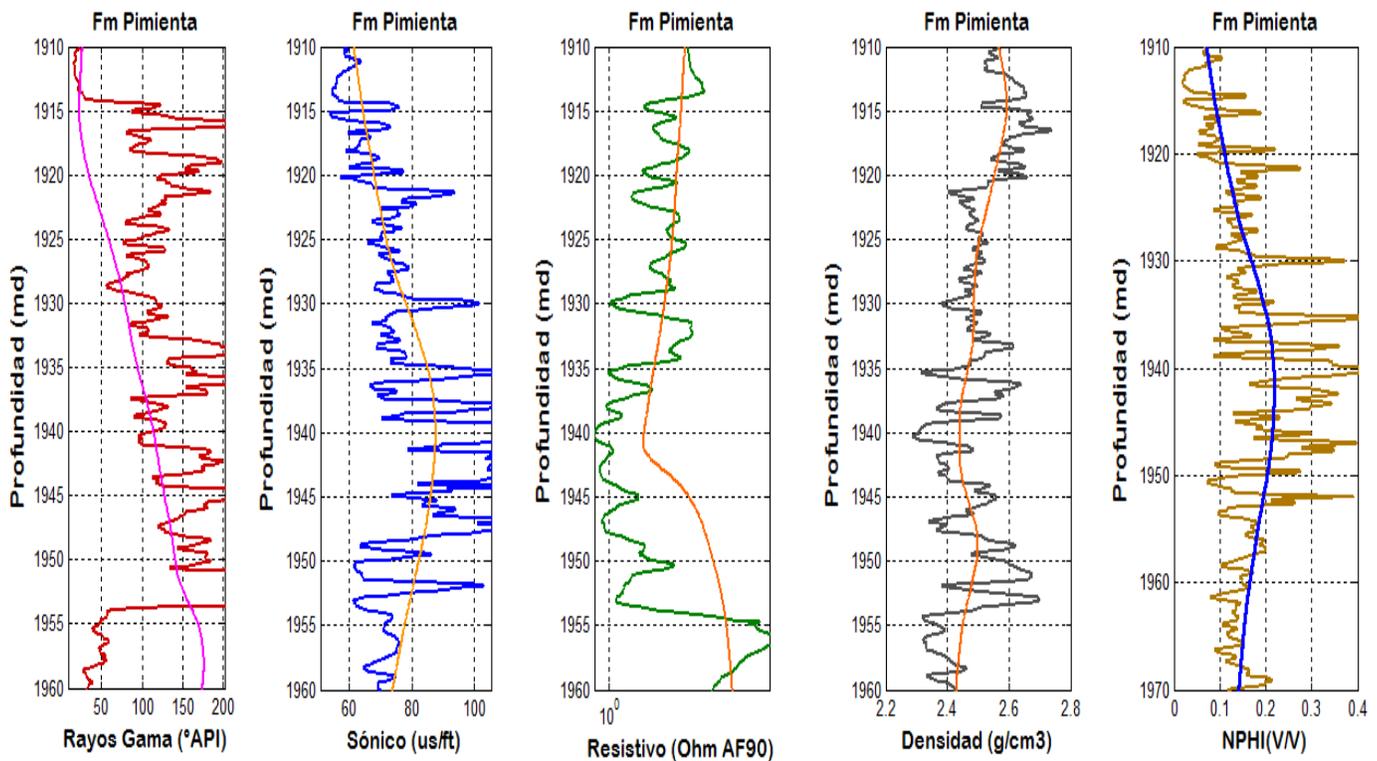


FIG. 68 Conjunto de registros geofísicos aplicado en el pozo C-14 en la Formación Pimienta.

Fuente: Autor.

Las mediciones de los registros geofísicos presentaron que el espesor con un mejor perfil de mediciones de la formación Pimienta, se encuentra en las profundidades de 1920 a 1935 m. Finalmente la medición general de la formación Pimienta se presentara en la **Tabla 26** con medidas promedios de cada registro de la formación Pimienta.

TABLA 26. RESPUESTA DE LECTURAS PROMEDIO DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.

F o r m a c i ó n P i m i e n t a					
Esesor	Rayos Gama	Sónico	Resistivo	Densidad	NPHI
1910 – 1950	130 °API	77.3 us/ft	16.63 Ohms	2.49 g/cm ³	17 %

6.1.2 Análisis de las características petrofísicas de la formación Pimienta.

La posibilidad de obtener una perspectiva del potencial productivo de la formación Pimienta, requiere del conocimiento de las características de las rocas, las cuales comprenden el volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua y permeabilidad.

Para el desarrollo de las características petrofísicas, se requiere de la utilización de la información generada por las lecturas de los registros geofísicos y a su vez de la aplicación de ecuaciones empíricas con la finalidad de determinar las características petrofísicas. Estas características petrofísicas se presentan en valor promedio del espesor de la formación, el cual se en la **FIG. 69** y los valores de estos estudios en la **Tabla 27**.

El volumen de arcilla se determinó a partir de la lectura del registro filtrado de rayos gama esto para tener un mejor perfil de la arcillosidad, cabe señalar que al comienzo del perfil del volumen de arcilla es bajo debido a que proviene de una zona de transición de caliza a lutitas. El perfil de volumen de arcilla presenta que en el espesor con mayor volumen de lutitas se encuentra en la profundidades de 1945 a 1955 m, y seguido de una disminución por la zonas de calizas.

La porosidad en la formación Pimienta, presento un perfil continuo, esto se debe a que el ambiente de depósito es de margen pasivo, el cual no presenta eventos que alteren la fabricación de la roca. El espesor con mejor perfil de porosidad se encuentra en el espesor de 1935 a 1955 m, a pesar que es el espesor con mayor volumen de arcillosidad, esto podría entenderse que las lutitas de este espesor podrían encontrarse naturalmente fracturadas.

La saturación de agua de la formación Pimienta presentó un incremento en relación al incremento del volumen de arcilla. Sin embargo, en el espesor de 1945 a 1955 m a pesar de ser una zona con mayor volumen de arcilla, presento un disminución de saturación de agua, dando a entender que es una sección con presencia de hidrocarburos, por lo tanto de manera general la formación presenta el perfil de un roca saturada de hidrocarburos.

El perfil de la permeabilidad de la formación Pimienta presentó una permeabilidad moderadamente baja, sobre todo en secciones de lutitas, sin embargo en el espesor 1940 a 1955 m se exhibe un aumento de permeabilidad a pesar de ser el espesor con mayor volumen de arcilla, esto corrobora a que se encuentran depositados lutitas naturalmente fracturadas en este espesor.

Las mediciones de las características petrofísicas se muestran en la **Tabla 27** con medidas promedios, el cual analizando los resultados se asume que la formación Pimienta presenta potencial productivo de hidrocarburos, siendo la profundidad de 1920 a 1955 m el espesor con mejor perfil productivo de la formación Pimienta.

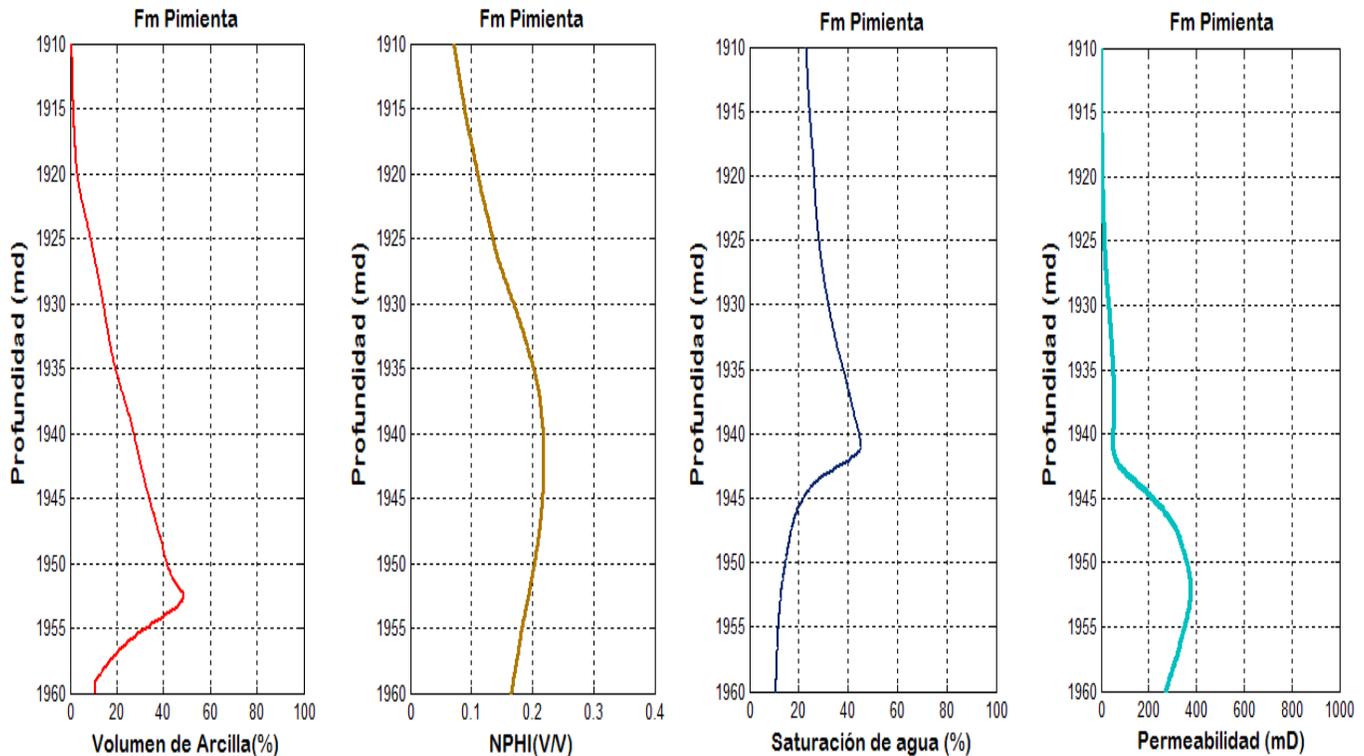


FIG. 69 Conjunto de Características Petrofísicas de la Formación Pimienta.

Fuente: Autor.

TABLA 27. RESPUESTA PROMEDIO DE LAS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.					
F o r m a c i ó n P i m i e n t a					
Esesor	Vsh	Porosidad	Sw	So	Permeabilidad
1910 – 1950	23.42 %	17 %	25.64 %	74.36 %	124.8 mD

6.1.3 Análisis de las propiedades geomecánicas dinámicas de la formación Pimienta.

Entender el comportamiento mecánico de la formación Pimienta nos permite generar un análisis de la estabilidad del agujero y reducir los riesgos al daño de la formación. Las propiedades geomecánicas que tomamos en cuenta son relación de Poisson, módulo de Young, módulo de compresibilidad, módulo de corte y la resistencia a la compresión no confinada. El resultado de estos estudios se presenta en la **FIG. 70**.

La relación de Poisson en la formación Pimienta presenta un comportamiento continuo con valores de 0.3 asimilando valores de calizas, sin embargo en el espesor de 1930 a 1955 presenta un aumento en la relación de Poisson con valores de 0.33 relacionado al efecto que presentan las lutitas, siendo este tipo de roca susceptibles a la deformación.

El módulo de Young presentó en el espesor de la formación Pimienta, un comportamiento elástico lineal, debido a que al aumentar la profundidad, se incrementa el esfuerzo de compactación ejerciendo una deformación en las rocas, siendo este un perfil del módulo de Young, se entiende que las rocas de la formación Pimienta son rocas dúctiles, presentando susceptibilidad a la fragilidad en las zonas de lutitas con valor promedio de 32.97 GPa.

El módulo de corte presentó un perfil de deformación continua por esfuerzos tangenciales en todo el espesor de la formación Pimienta, con un valor promedio de 12.33 GPa. De manera general, el perfil de este módulo de corte es bajo, de esta manera se corrobora que la formación Pimienta es de un ambiente de depósito de rocas de un margen pasivo y situado en régimen de falla normal.

El módulo de compresibilidad presentó un perfil continuo en el espesor de la formación Pimienta, con un valor promedio de 26.57 GPa. Este análisis de compresibilidad presenta que el espesor con mayor deformación volumétrica por esfuerzos de compresión se encuentra en el espesor de 1930 – 1955 m, siendo este en donde se desalojan las lutitas.

La resistencia a la compresión no confinada presentó un valor promedio de 81.78 MPa, de la formación Pimienta, con un perfil de resistencia a la compresión favorable por parte de las rocas que conforman a la formación. Sin embargo, al igual que los módulos anteriores, las rocas que está tienen menor resistencia son en las secciones en donde se localizan las lutitas que es de 1935 a 1955 m.

El análisis de las propiedades elásticas tanto los módulos elásticos como la resistencia a la compresión no confinada presentaron un mismo perfil de deformación en la formación Pimienta, diferenciando solo en las magnitudes. En el caso de la resistencia a la compresión no confinada mide la resistencia a la compresión desde las características de la formación y en el caso de los módulos desde la perspectiva de las rocas que integran a la formación.

Mediante los estudios de las propiedades geomecánicas se determinó que la formación está sujeta a esfuerzos compresivos y bajos esfuerzos cortantes; Respecto a la resistencia a la compresión no confinada, las rocas que conforman a la formación, tienen un comportamiento cuasi-elástico debido a la relación del límite elástico que tienen las intercalaciones de las lutitas con calizas. De este modo se establece que la deformación elástica está presente en las lutitas.

Las mediciones de las propiedades geomecánicas presentaron que el espesor con un mejor perfil de la formación Pimienta se encuentra en las profundidades de 1935 a 1955 m. Finalmente la medición general de la formación Pimienta se presentara en la **Tabla 28** con medidas promedios de cada propiedad geomecánica.

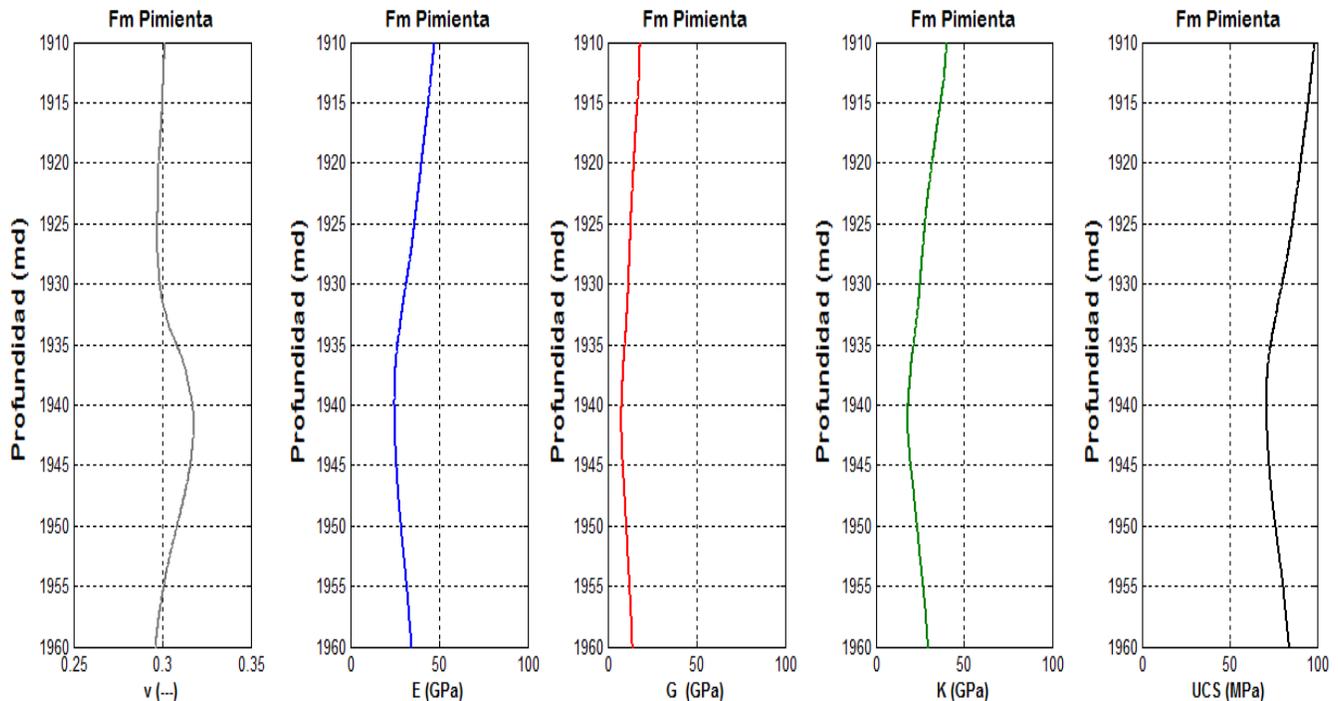


FIG. 70 Conjunto de Propiedades Geomecánicas de la Formación Pimienta.

Fuente: Autor.

TABLA 28. RESPUESTA PROMEDIO DE LA PROPIEDADES GEOMECAICAS DE LA FORMACION PIMIENTA.					
F o r m a c i ó n P i m i e n t a					
Espesor	v	E	G	K	UCS
1910 – 1950	0.30 (---)	32.97 GPa	12.33 GPa	26.57 GPa	81.78 MPa

6.1.4 Análisis de las geopresiones de la formación Pimienta.

La predicción de las geopresiones nos brinda una perspectiva de las magnitudes de las presiones en que se encuentra sometida la formación Pimienta, el cual nos sirven para establecer parámetros para la optimización de perforaciones en los campos petroleros y diseñar la trayectoria futura de los pozos.

Para conocer el perfil de las geopresiones se requiere de la aplicación de ecuaciones empíricas el cual requiere de la utilización de la información generada por las lecturas de los registros geofísicos, de las características petrofísicas (porosidad) y de las propiedades geomecánicas (módulo de Young). Las geopresiones se presentan en valor promedio del espesor de la formación, el cual se muestran en la FIG. 71 y los valores de estos estudios en la Tabla 29.

La presión de poro en la formación Pimienta obtuvo un valor promedio de 1.02 g/cm^3 el cual entra en el rango de presiones de formación normal, sin embargo es cercano a ser una formación de baja presión. En todo el espesor existen dos zonas de incremento, la primera es de 1915 a 1945 m siendo la presencia de lutitas y la segunda es de 1950 a 1960 m presencia de rocas calizas.

La presión de fractura en la formación Pimienta obtuvo un valor promedio de 1.54 g/cm^3 , se puede visualizar que la presión de fractura en toda la formación es continua, sin embargo solo en las profundidades de 1910 a 1925 m, existe una zona con mayor resistencia de la roca hacer fracturada y a su vez existe una mayor resistencia de vencer la presión de formación, esto es probable a que se deba a la presencia de rocas calizas.

Los esfuerzos horizontales nos permiten tener el conocimiento de los esfuerzos que influyen alrededor del pozo y la resistencia a la tensión de la roca. Usualmente el esfuerzo horizontal mínimo es utilizado en operaciones de perforación para estimar el máximo peso del lodo para perforar y no fracturar la formación; y en el caso del esfuerzo horizontal máximo sirve para conocer la extensión de la posible fractura y desprendimiento de rocas por fracturas.

Dado a que los esfuerzos horizontales están relacionados con la resistencia de la roca al fracturamiento, se puede asumir que el perfil de los esfuerzos horizontales es similar a la presión de fracturamiento siendo mayor de 1910 a 1935 m y continuo de 1935 a 1960 m. El valor promedio del esfuerzo horizontal mínimo es de 1.81 g/cm^3 y el valor promedio del esfuerzo horizontal máximo es de 1.95 g/cm^3 .

El esfuerzo de sobrecarga se estima en relación a las densidades de la formación en función a la región que nos enfoquemos. Este esfuerzo es ejercido por el peso combinado de la matriz de la roca, la porosidad y los fluidos contenidos en la formación. El esfuerzo de sobrecarga es esencial para determinar el régimen de esfuerzos y calcular los demás esfuerzos y presiones de la formación, el valor promedio del esfuerzo de sobrecarga fue de 2.6 g/cm^3 .

Los estudios de las geopresiones determinaron que la formación Pimienta es de baja presión del tipo normal, con solo dos zonas de aumento de presión, asimilando que son zonas con presencia de hidrocarburos. A su vez es una formación de baja presencia de fallas por esfuerzos de formación por ser un yacimiento de margen pasivo, y finalmente se presenta un perfil de presión continua para ejercer una estimulación por fracturamiento.

Las mediciones de las propiedades geomecánicas presentaron que el espesor con un mejor perfil de la formación Pimienta se encuentra en las profundidades de 1935 a 1945 m, siendo el espesor con incremento de presión y susceptible a fracturar. Finalmente la medición general de la formación Pimienta se presenta en la **Tabla 29** con medidas promedios de geopresiones.

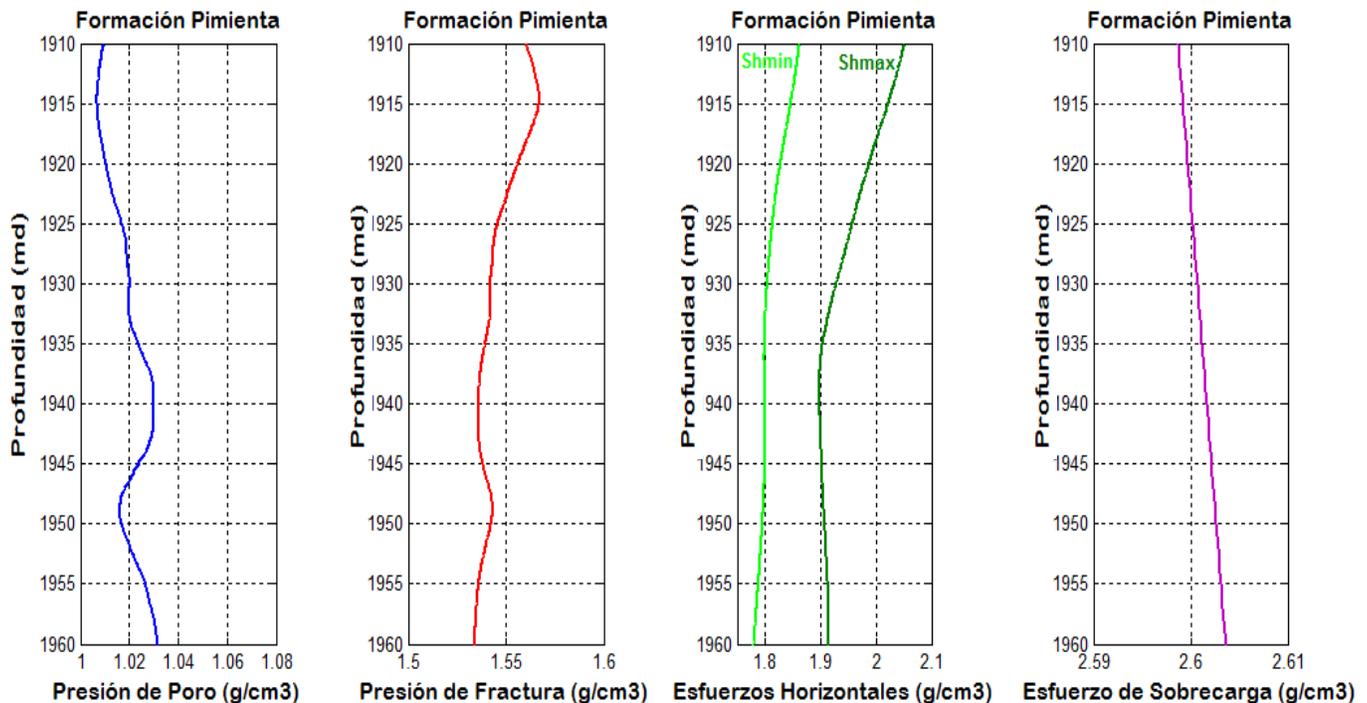


FIG. 71 Conjunto de Geopresiones de la Formación Pimienta. En el Jurásico Superior

Fuente: Autor.

TABLA 29. RESPUESTA PROMEDIO DE GEOPRESIONES DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.					
F o r m a c i ó n P i m i e n t a					
Espesor	Pp	Pf	Ehmin	Ehmax	Sv
1910 – 1950	1.02 g/cm3	1.54 g/cm3	1.81 g/cm3	1.95 g/cm3	2.6 g/cm3

7.2 Resultado final de los estudios de la formación Pimienta.

Las respuestas de los estudios de caracterización estática de la formación, permite establecer las propiedades de interés de la formación Pimienta, el cual es necesario considerar que tiene la función de una roca generadora de hidrocarburos, y que está conformada por mudstone y wackestones arcilloso, así como las lutitas negras y los carbonatos de color negro a gris oscuro, los cuales hacen referencia a la presencia de materia orgánica.

Los estudios de caracterización estática requirieron de la aplicación de los registros geofísicos, de los cuales, los registros sísmicos, densidad y resistivo fueron de los más importantes para la evaluación de la formación. Con base a los datos que generaron los registros, se generó información que presenta aspectos favorables de las características y propiedades de la formación Pimienta.

Las características petrofísicas de la formación Pimienta presentaron condiciones en toda la formación, sin embargo en el espesor de 1935 a 1955 m fue el espesor más atractivo en donde se presentan acumulaciones de hidrocarburos, favorable porosidad aun siendo una formación de lutitas, y a su vez, si tomamos en cuenta la alta arcillosidad, estas al ser lutitas orgánicas favorecen en la generación de hidrocarburos.

El análisis de respuesta de las propiedades geomecánicas dinámicas en la formación Pimienta, confirma la presencia de lutitas margas. Es cierto que las lutitas son frágiles, sin embargo estas al contener una considerable riqueza orgánica, favorecen a la ductilidad en las lutitas, esto se puede establecer con el análisis de la relación de Poisson y módulo de Young, propiedades geomecánicas que estudian la fragilidad de la formación y potencial de tratamiento de fractura.

Generalmente las lutitas se compactan en forma uniforme con el incremento de la profundidad, mediante un esfuerzo compresivo, sin embargo la formación Pimienta al estar constituida por carbonatos, esta presenta una rigidez por rocas calizas y a su vez ductilidad por rocas lutitas.

Analizando el perfil de las geopresiones en la formación Pimienta se puede decir que mediante los esfuerzos locales son de un régimen normal, y en función a la presión de formación, presenta el comportamiento de presión normal con valores 1.02 a 1.03 g/cm³; A su vez, tomando en cuenta la presión de fractura existe la tendencia a favorecer al fracturamiento.

La respuesta a favor al fracturamiento en la formación Pimienta se debe, que a pesar de la ductilidad de las lutitas respecto a esfuerzos compresivos, su composición mineralógica la hace frágil, y tomando en cuenta que en la formación se encuentran depositados carbonatos, y estos presentan rigidez, se interpreta la tendencia de disminución de los valores de la presión de fractura en la formación.

Para tener una mejor perspectiva de las características de la formación Pimienta, se anexaron algunos resultados de estudios, como la distribución y estratificación de la formación Pimienta en otras cuencas (**Anexo 1** y **Anexo 2**), planeación de la perforación del pozo C-14 (**Anexo 3**), y el programa de fluidos de control (**Anexo 4**).

Finalmente, los resultados de las disciplinas aplicadas en la caracterización estática de la Formación Pimienta se presenta en la **Tabla 30** por medio de un cuadro clasificativo de las características estáticas de la formación.

TABLA 30. CUADRO CLASIFICATIVO DE RESPUESTA DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN PIMIENTA.

Características Estáticas		Formación Pimienta	
D E S C R I P C I Ó N		G E O L O G I C A.	
<i>Cuenca Petrolera</i>		Tampico – Misantla	
<i>Nomenclatura</i>		Formación Pimienta (Heim 1926)	
<i>Litología.</i>		Caliza arcillosa con lutitas negras	
<i>Espesor</i>		40 m	
<i>Edad</i>		Tithoniano temprano – tardío	
<i>Ambiente de Depósito</i>		Plataforma sumergible de aguas tranquilas	
<i>Importancia Económica</i>		Lutitas negras carbonosas	
A N A L I S I S D E R E G I S T R O S G E O F I S I C O S.			
<i>R. Rayos Gamma</i>		130 °API	
<i>R. Sónico</i>		77.3 us/ft	
<i>R. Resistivo.</i>		16.63 Ohms	
<i>R. Densidad</i>		2.49 g/cm3	
<i>R. Neutrón</i>		17 %	
C A R Á C T E R I S T I C A S P E T R O F I S I C A S.			
<i>Volumen de arcilla</i>		23.49 %	
<i>Porosidad</i>		17 %	
<i>Porosidad efectiva</i>		6.1 %	
<i>Resistividad (agua)</i>		0.02 Ohms	
<i>Saturación</i>	Agua	25.64 %	
	Hydrocarburo	74.36 %	
<i>Permeabilidad</i>		124.8 Md	
P R O P I E D A D E S G E O M E C A N I C A S.			
<i>C. de Poisson</i>		0.30 (---)	
<i>M. Young</i>		32.97 GPa	
<i>M. Compresibilidad</i>		26.57 GPa	
<i>M. Rigidez</i>		12.33 GPa	
<i>UCS</i>		81.78 MPa	
G E O P R E S I O N E S.			
Presión de Sobrecarga		2.6 g/cm3	
Presión de Poro		1.02 g/cm3	
Presión de Fractura		1.54 g/cm3	
Esfuerzo Horizontal	Mínimo	1.81 g/cm3	
	Máximo	1.95 g/cm3	

CONCLUSIONES

Una metodología de caracterización estática mediante el análisis registros geofísicos y la aplicación de correlaciones empíricas, presenta la posibilidad de predecir las propiedades y características de una roca generadora, que en este caso fue la formación Pimienta.

Para identificar el potencial que posee la formación por medio de una caracterización estática se requiere integrar los elementos y correlaciones de disciplinas de estudio como geología, petrofísica, geomecánica y geopresiones, entre otros, los cuales son de mucha ayuda para generar un modelo de caracterización.

La Geología aporta conocimiento regional del yacimiento, presenta la contribución de diversos investigadores, sirve de respaldo para el análisis de registros geofísicos y la selección de correlaciones que nos permitan conocer las características, propiedades y geopresiones de la formación.

El desarrollo de una caracterización de formación, requiere que el ingeniero debe de contar con el conocimiento suficiente para la interpretación de las lecturas de los registros geofísicos, por el hecho que con la información de los registros se generara una evaluación adecuada de los estudios geoquímicos, petrofísicos, geomecánicos y geopresiones.

La determinación del potencial de yacimiento petrolero depende del estudio de las características petrofísicas del yacimiento como volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua y permeabilidad. La Porosidad es una propiedad que se relaciona en los estudios de otras características, como la determinación de la permeabilidad y saturación, inclusive determina el tipo de fluido y es aplicada en estudios geomecánicos y de geopresiones.

Optimizar las operaciones de perforación, requiere conocer como las formaciones responden a esfuerzos del subsuelo, de esto se encarga la Geomecánica, el cual analiza los esfuerzos que provocan una deformación alterando el volumen, forma y estructura interna de las rocas. Esto requiere del análisis de los módulos elásticos (relación de Poisson, módulos de Young, Compresibilidad y de Corte) y la resistencia a la compresión no confinada (UCS).

El estudio del comportamiento elástico de las rocas requiere del cálculo de al menos dos de los cinco módulos elásticos, por el hecho que están relacionados con los esfuerzos de formación. Las ecuaciones empíricas para el desarrollo de los módulos elásticos, requiere de las lecturas del registro sísmico, por el hecho que este tipo de registro está relacionado con el efecto de compactación vinculado al esfuerzo de sobrecarga (o esfuerzo vertical).

Estas lecturas sónicas deben ser ondas sónicas compresivas y transversales. Y dado a que solo se dispuso de las ondas sónicas compresivas, fue necesario recurrir a la ecuación del método de Castagna, método que sirve para generar las lecturas de ondas sónicas transversales a partir de las compresivas.

Es necesario establecer que existen diversos métodos para calcular las ondas sónicas transversales, y el hecho que se utilizó el método Castagna, fue porque había sido utilizado en formaciones con las mismas características de la formación Pimienta.

El análisis de la resistencia a la compresión uniaxial, requiere de la selección de 4 factores como es el tipo de roca, porosidad, módulo de Young y la lectura de onda sónica compresiva. El análisis de la resistencia a la compresión nos permite comparar la deformación que sufren las rocas que integran a la formación, para tener un panorama, del factor que incide en la deformación del tipo de roca.

La determinación de una buena estabilidad de un pozo durante las operaciones de perforación no solo demanda el conocimiento de las propiedades geomecánicas y las características petrofísicas, sino necesita del conocimiento de los esfuerzos locales, influenciados por el tipo de roca de formación, ambiente de depósito, tectónica regional, profundidad, tiempo geológico y operaciones anteriores en el sitio.

El estudio de las Geopresiones nos permite localizar y definir el estado en el que se encuentra sometida una formación respecto a los esfuerzos del subsuelo con la finalidad de generar parámetros de presiones, los cuales debe de manejar el equipo de perforación para lograr el objetivo. Las Geopresiones que se determinan por lo general son el esfuerzo de sobrecarga, presión de poro, presión de fractura y esfuerzos horizontales.

Por el hecho que el esfuerzo de sobrecarga está definida como la presión generada por la acumulación de sedimentos, los cuales ejercen un esfuerzo que es transferido a la matriz de la roca y al fluido congénito en la formación; El esfuerzo de sobrecarga está sujeto a factores como la profundidad, densidad de la formación y la aceleración gravitacional.

Sin embargo, el factor más importante es la densidad equivalente por el hecho que la constituye la densidad del tipo de roca y fluido que se encuentran en la formación. La densidad equivalente se obtuvo por medio de la declinación de porosidad regional, por el hecho que la densidad del registro geofísico no tiene una lectura de todo el pozo.

Una manera de corroborar la efectividad de la densidad equivalente regional que se utilizó, se debe comparar con la tendencia de la densidad equivalente del registro de densidad, si estos presentan una tendencia similar, se puede asumir que la lectura de densidad que utilizemos para calcular el esfuerzo de sobrecarga ha sido el adecuado.

La presión de poro está definida como la presión que actúa sobre los fluidos en los espacios porosos de una roca. Existen diversos métodos para el cálculo de la presión de poro, en su mayoría, estos métodos fueron diseñados para predecir la presión de poro en regiones donde se presentan las lutitas.

Por el hecho que la formación Pimienta está conformada por carbonatos y lutitas, se requirió utilizar métodos que calculen la presión de poro en zonas de lutitas, y otro método que calcule en zona de carbonatos.

Los métodos que fueron elegidos fue el método de Eaton, basado en la tendencia de compactación de lutitas; Y el otro método fue el método de Atashbari, conocido como el método de compresibilidades de la formación (compresibilidad de densidad y de poro).

El método de Atashbari, dado que la roca matriz de la formación Pimienta es un carbonato, este método es el adecuado para determinar la presión de poro, el cual, el resultado mostro un incremento de presión, del tipo normal respecto a magnitudes de densidad, sin embargo dentro de la escala de presión normal, es baja, esto se debe que la formación Pimienta es un yacimiento de aceite y gas, siendo más presencia de gas, por los tipos de kerogenos I y II.

La presión de fractura se denomina como la presión necesaria para vencer la presión de la formación y a la resistencia al esfuerzo de confinamiento de la roca. El conocimiento de la presión de fractura es esencial para optimizar el diseño del pozo y evitar problemas de perforación como es la perdida de lodo. El método de Eaton, se utilizó para calcular la presión de factura por el hecho que está relacionada al comportamiento de la relación de Poisson

El esfuerzo mínimo provee información para una perforación estable del pozo, comúnmente está relacionada a estudios de estimulación por fracturamiento hidráulico. El estudio de este esfuerzo se estima por métodos directos como ensayos mini frac y pruebas leak-off, incluso existen métodos empíricos relacionados a las pruebas leak off.

La determinación del esfuerzo horizontal mínimo, se ocupó el método de los módulos elásticos dinámicos, por el hecho que emplea la relación de Poisson y el módulo de Young, y al mismo tiempo toma en cuenta las deformaciones unitarias causadas por los esfuerzos horizontales como. Este método nos permite calcular tanto el esfuerzo horizontal mínimo, como brindar la suposición de la magnitud del esfuerzo horizontal máximo (difícil de predecir).

En conclusión, un estudio de caracterización mediante el análisis de registros geofisicos genera resultados satisfactorios, debido que la información que proviene de los registros presentan mediciones directas de la roca. Finalmente, se reitera que el experto tenga nociones de la interpretación de registros geofisicos y conocimientos de las correlaciones empíricas.

RECOMENDACIONES

Una óptima caracterización requiere de una mayor disposición de datos como son las lecturas de registros geofísicos, anexo de otras disciplinas de estudios y la aplicación de ensayos de laboratorio. Existen disciplinas que generan una gran aportación para el estudio de caracterización, como es la Mineralogía, a la cual no se tuvo acceso a su información.

La Mineralogía presenta factores que sirven como guía en los estudios de caracterización, selección de fluidos y perforación. Esta disciplina influye en la determinación de la fragilidad que presentan las rocas, que en caso de las lutitas, la illita, es un indicativo de fragilidad, y la esmectita, indica la ductilidad de la roca.

Desde el punto geomecánico, se determinaron los módulos elásticos y la resistencia a la compresión uniaxial, el cual este último es el parámetro es el más trascendente debido a que sirve para calcular la presión de colapso, sin embargo para determinar la estabilidad de pozo, se requiere integrar la resistencia de tensión y el coeficiente de fricción interna.

Para un mayor aprovechamiento de los yacimientos en lutitas, es necesario recurrir a la aplicación del fracturamiento hidráulico, por el hecho que son rocas de muy poca permeabilidad natural, el cual aprovechando que estas rocas son quebradizas y que se fracturan con facilidad, esta técnica nos generan un mayor aprovechamiento productivo de este tipo de yacimiento.

Técnicas como el fracturamiento hidráulico y el diseño de pozos horizontales, requieren estudios enfocados en las propiedades mecánicas de la roca, para un mejor panorama de la respuesta de la roca respecto a los estados de esfuerzos in-situ, como son las deformaciones axiales y radiales de las formaciones.

Una recomendación esencial, es la selección de fluidos de perforación para este tipo de yacimientos, esto se debe a que las Lutitas al ser arcillosas, son rocas sensibles al agua, el cual, tienden a hincharse al entrar en contacto. Por lo tanto es de gran ayuda, seleccionar el fluido de perforación apropiado para este tipo de rocas que por lo general son lodos de perforación base aceite o sistemas gelificados.

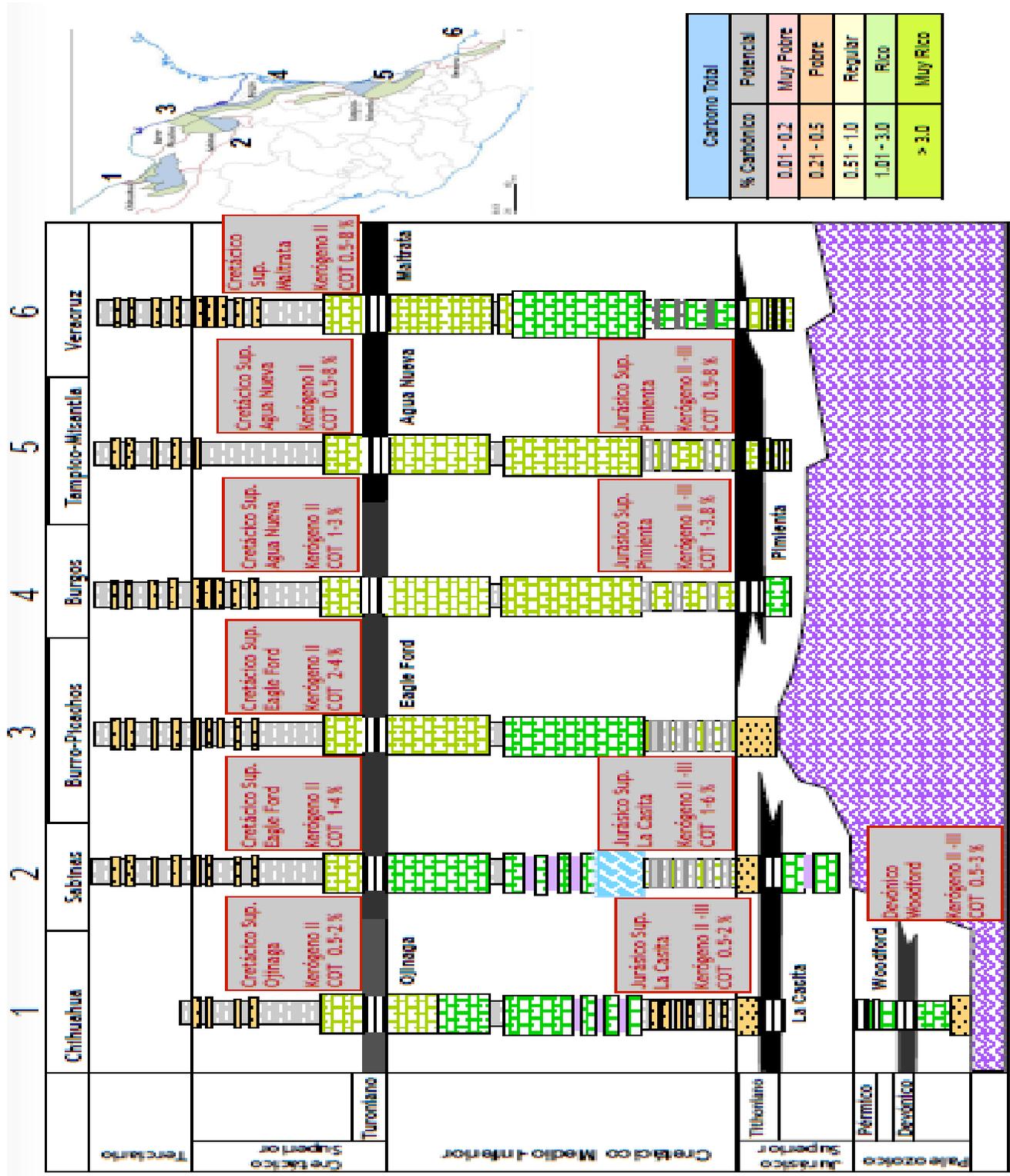
Con la metodología de caracterización mediante el análisis de registros que se postuló, sería conveniente integrarle más técnicas de medición de parámetros para obtener mayor adquisición de datos, a su vez de incorporar análisis precisos de datos generados en pruebas de laboratorio, el cual una vez integrado, se podría llevar a cabo el desarrollo de un programa de caracterización para ser aplicado en computadoras.

BIBLIOGRAFÍA

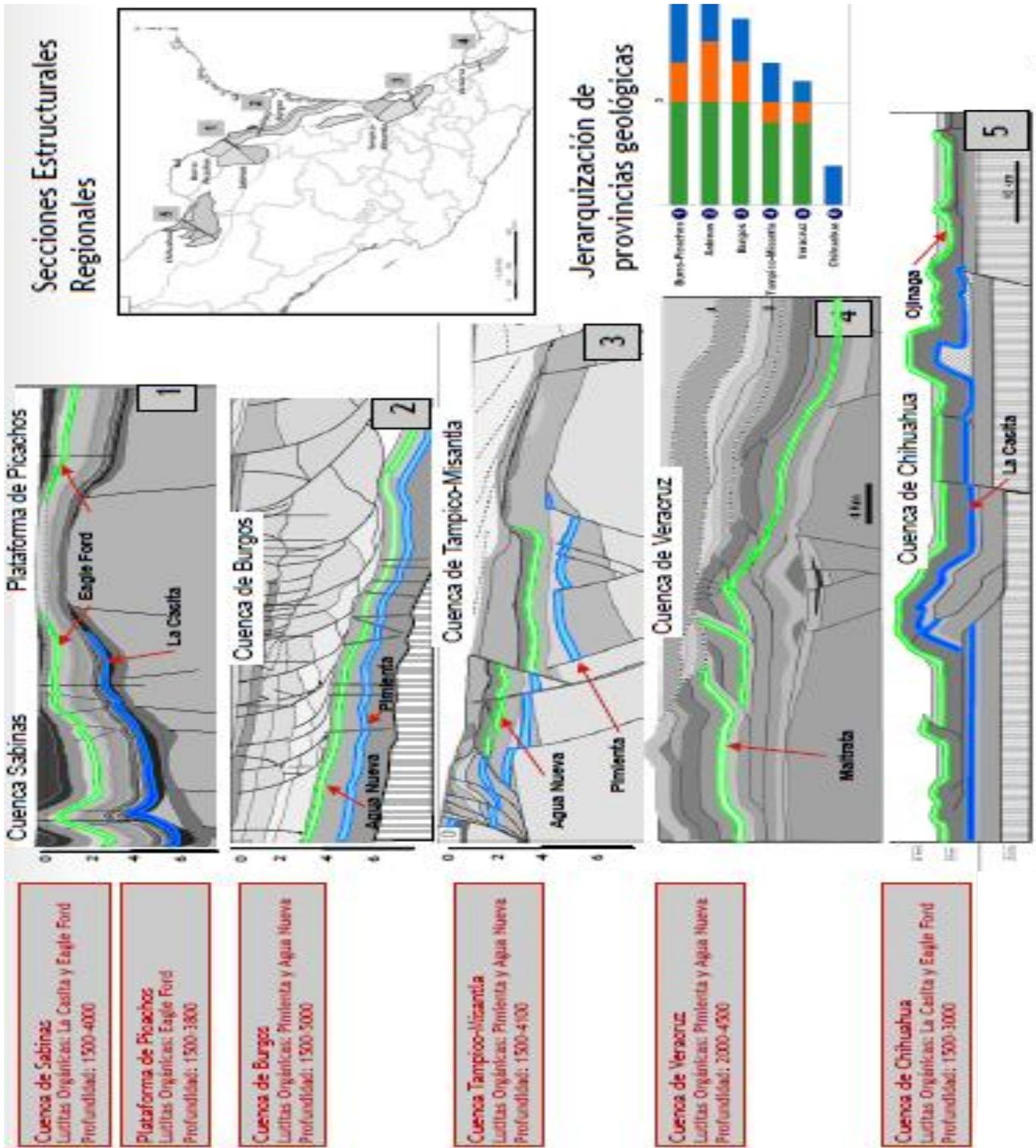
1. Ahmed, T. H. 2001. *Reservoir Engineering Handbook*, second edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company. pp 245-246.
2. Alford, J., Blyth, M., Tollefsen et al. 2012. Perfilaje Sónico Durante la Perforación: Respuesta de Corte. *Oilfield Review* **24** (1): 4-17. https://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2012/or2012_sp_spr01_sonic.aspx.
3. Arroyo C., F. A. y Roig S., F. J. 1987. *Apuntes de Introducción a los Registros Geofísicos de Pozos*. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, DICT.
4. Atashbari, V. y Tingay, M. 2012. Pore Pressure Prediction in a Carbonate Reservoir. Artículo presentado en SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, marzo 28-30. SPE 150836-MS. <https://doi.org/10.2118/150836-MS>.
5. Bourgoyne, A. T. Jr., Millheim, K. K., Chenevert, M. E. et al. 1986. *Applied Drilling Engineering*. Textbook Series, Vol. 2. Richardson, Texas: SPE.
6. Cook, J., Frederiksen, R. A., Hasbo, K. et al. 2007. Las Rocas Importan: Realidades de la Geomecánica. *Oilfield Review*. **19** (3): 38-59. http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2007/or2007_sp_win03_lasrocasimportan.aspx
7. Farmer, I. W. 2004. Propiedades Elásticas de las Rocas. Traducción del Cap. 3 de su libro *Engineering Properties of Rocks*. Trad. C. A. Canoba y H. R. Fraga. Rosario, Argentina: Universidad Nacional de Rosario, Departamento de Ciencias Geológicas.
8. González García, R. y Holguín Quiñones, N. 1992. Las Rocas Generadoras de México. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros* **42** (1): 16-30.
9. LeCompte, B., Franquet, J. A. y Jacobi, D. 2009. Evaluation of Haynesville Shale Vertical Well Completion with a Minerology Based Approach to Reservoir Geomechanic. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, octubre 4-7. SPE-124227-MS. <https://doi.org/10.2118/124227-MS>.
10. Maleki, S., Moradzadeh, A., Ghavami-Riabi, R. et al. 2014. Prediction of Shear Wave Velocity Using Empirical Correlations and Artificial Intelligence Methods. *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics* **3** (1): 70-81. <https://doi.org/10.1016/j.nrjag.2014.05.001>.
11. Morales Salazar, J. P. 2014. *Geomecánica Aplicada a la Perforación de Pozos en Formaciones de Lutitas y Carbonatos Utilizando Datos Sísmicos y Sísmicos*. Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F.

12. Onyia, E. C. 1988. Relationships Between Formation Strength, Drilling Strength, and Electric Log Properties. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, octubre 2-5. SPE 18166-MS. <https://doi.org/10.2118/18166-MS>.
13. PEMEX. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos. 2000a. *Un Siglo de la Perforación en México. Vol. 6: Registros Geofísicos*, primera edición. México: PEMEX, UPMP.
14. PEMEX. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos. 2000b. *Un Siglo de la Perforación en México. Vol. 8: Diseño de la Perforación de Pozos*, primera edición. México: PEMEX, UPMP.
15. PEMEX Exploración y Producción. Subdirección de Exploración. 2013. Provincia Petrolera Tampico-Misantla, versión 2.0. Reporte Interno. PEP, México.
16. Saputra, I. y Jakarta, H. 2008. *Hale Volume Calculation*. CGG Veritas Company.
17. Schlumberger. 2017. Agua Irreducible. En *Oilfield Glossary*. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/irreducible_water.aspx.
18. Schlumberger. 2017. Módulo de Compresibilidad. En *Oilfield Glossary*. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bulk_modulus.aspx.
19. Schlumberger. 2017. Módulo de Corte. En *Oilfield Glossary*. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/shear_modulus.aspx.
20. Schlumberger. 2017. Módulo de Young. En *Oilfield Glossary*. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/y/youngs_modulus.aspx.
21. Schlumberger. 2017. Porosidad. En *Oilfield Glossary*. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/porosity.aspx>.
22. Schlumberger. 2017. Relación de Poisson. En *Oilfield Glossary*. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/poissons_ratio.aspx.
23. Schlumberger. 2017. Resistencia a la Compresión Uniaxial. En *Oilfield Glossary*. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/u/uniaxial_compressive_strength.aspx.
24. Zoback, M. D. 2007. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press.

Anexo 1 Columna estratigráfica de las cuencas en lutitas orgánicas.



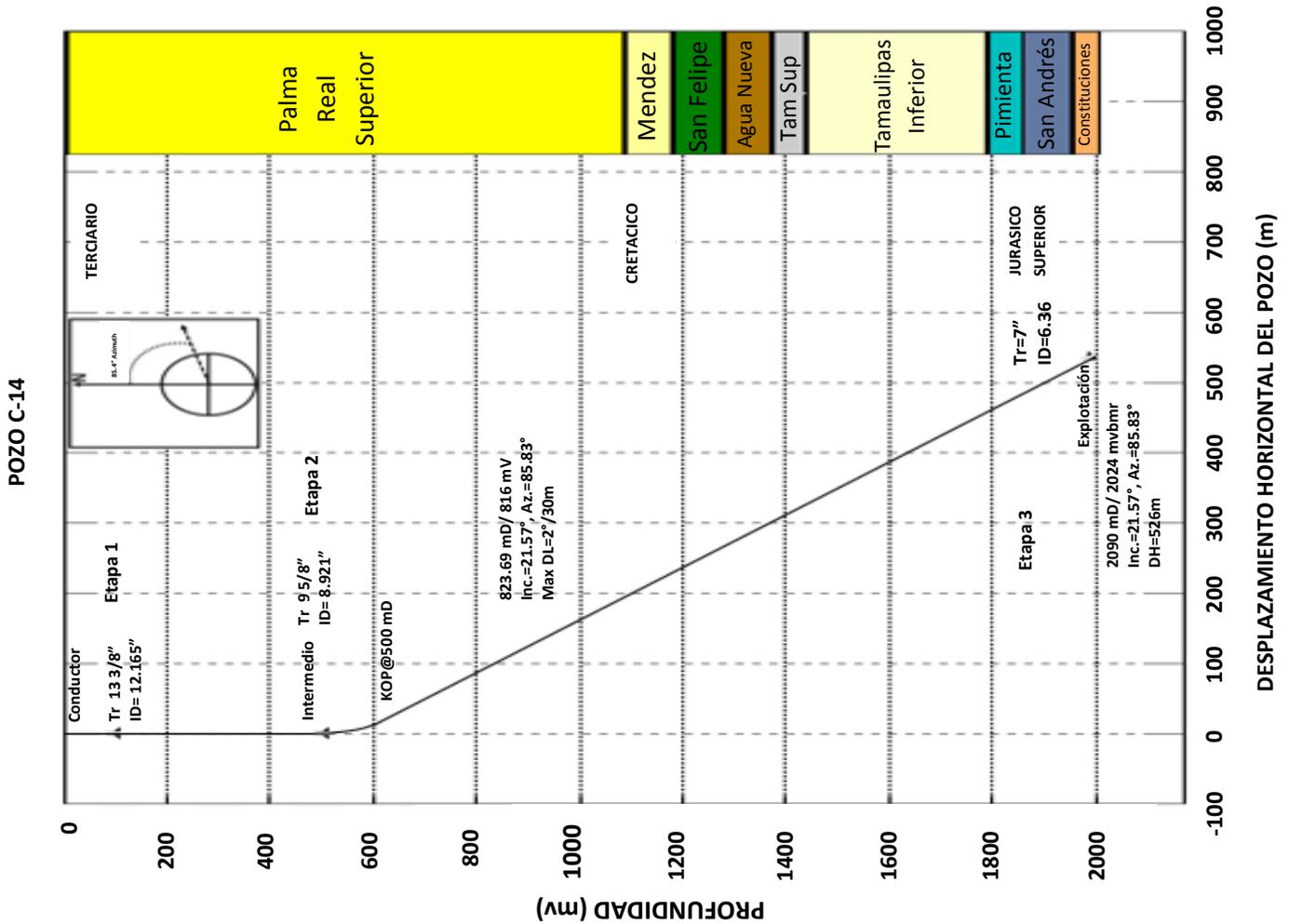
Anexo 2 Distribución de la formación Pimienta en otras cuencas petroleras.



Anexo 3 Planeación de la perforación direccional.

Etapa	Objetivo de las Etapas de Perforación			Objetivo	
	Díametro Barrena	Profundidad mD	Profundidad mV		Díametro (ln)
1	17 1/2"	28	28	13 3/8"	Asentar TR 13 3/8" J-55 54.5 lb/ft, BCN Pre-cementada.
2	12 1/4"	450	450	9 3/8"	Aislar acuíferos formaciones deliznables Cementar TR 9 3/8" J-56 36 lb/ft BCN.
3	8 1/2"	2090	2040	7"	Perforar de 450 mV a la profundidad de 2053 mD. Cementar TR 7" N-80 233lb/ft.

Etapa	Probable Problemática durante la Perforación			Solución Alternativa	
	Díametro Barrena	Profundidad mD	Profundidad mV		Problemática
3	8 1/2"	2090	2024	Perdida de fluido de Perforación.	Perforar con equipo de Bajo Balance
3	8 1/2"	2090	2024	Aportación de fluidos de la Formación.	Utilizar cabeza rotaria y continuar perforando con aportación de fluidos recuperados en presas de equipo B.B.



Anexo 4 Programa de fluidos de perforación.

Intervalo (m.d.b.m.r)		Tipo Fluido	Densidad gr/cc	Visc. Seg	Filtr. ml.	MBT kg/m ³	Sólidos %	Vp cps	Yp lb/100p ²	pH
0	28	Bentónico	1.05-1.10	45-60	<5	<30	<10	10-20	12-20	9.5-11
28	118	Polimérico Inhibido	1.10-1.11	40-60	<5	<30	<10	12-16	14-20	9.5-11
118	197	Polimérico Inhibido	1.11-1.12	40-60	<5	<30	<10	12-16	14-20	9.5-11
197	281	Polimérico Inhibido	1.12-1.13	40-60	<5	<30	<10	12-16	14-20	9.5-11
281	365	Polimérico Inhibido	1.13 -1.14	40-60	<5	<30	<10	12-16	14-20	9.5-11
365	450	Polimérico Inhibido	1.14 -1.15	40-60	<5	<30	<10	12-16	14-20	9.5-11
450	655	E. Inversa	1.15 -1.16	50-60	<4	--	12-16	26-30	12-18	--
650	860	Emulsión Inversa	1.16- 1.17	50-60	<4	--	12-16	26-30	12-18	--
860	1065	Emulsión Inversa	1.17- 1.18	50-60	<4	--	12-16	26-30	12-18	--
1050	1270	Emulsión Inversa	1.18- 1.19	50-60	<4	--	12-16	26-30	12-18	--
1270	1475	Emulsión Inversa	1.19- 1.20	50-60	<4	--	12-16	26-30	12-18	--
1475	1680	Emulsión Inversa	1.20- 1.21	50-60	<4	--	12-16	26-30	12-18	--
1680	1885	Emulsión Inversa	1.21- 1.22	50-60	<4	--	12-16	26-30	12-18	--
1885	2090	Emulsión Inversa	1.22- 1.23	50-60	<4	--	12-16	26-30	12-18	--