



| INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura

Unidad Ticomán

“Ciencias de la Tierra”

**EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN PIMIENTA INFERIOR
COMO YACIMIENTO NO CONVENCIONAL, AL SUR DE
LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA**

T E S I S

Que para obtener el Título de

Ingeniero Geólogo

PRESENTAN

MIGUEL ANGEL MANJARREZ CANTÚ y ROMÁN MANZANARES BOTELLO

Director Interno

Dr. ARTURO ORTIZ UBILLA

Director Externo

M. en C. RICARDO TORRES VARGAS

México, CDMX, Agosto de 2016.





OFICIO N° E.P. y T.141/2016/

Ciudad de México, a 13 de junio de 2016.

C. MIGUEL ÁNGEL MANJARREZ CANTÚ
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO
DE INGENIERÍA GEOLÓGICA
PRESENTE

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

**"EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN PIMIENTA INFERIOR COMO
YACIMIENTO NO CONVENCIONAL, AL SUR DE LA CUENCA TAMPICO-
MISANTLA"**

CONTENIDO

- RESUMEN
- ABSTRACT
- I. GENERALIDADES
- II. MARCO TEÓRICO
- III. MARCO GEOLÓGICO
- IV. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTO NO CONVENCIONAL
- V. DISCUSIÓN DE RESULTADOS
- VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Este tema lo desarrollara en conjunto con el C. **ROMÁN MANZANARES BOTELLO**

A T E N T A M E N T E
"La Técnica al Servicio de la Patria"


Ing. Saúl Milán Valdés
Subdirector Académico
Interino



UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

SMV*mdv.

Ciudad de México, a 14 de junio de 2016.

ING. SAÚL MILÁN VALDÉS
SUBDIRECTOR ACADÉMICO INTERINO
P R E S E N T E

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional por la opción de **Tesis Colectiva**, "**Evaluación de la Formación Pimienta Inferior como Yacimiento No Convencional, al Sur de la Cuenca Tampico-Misantla**", presentado por los pasantes del Programa Académico de Ingeniería Geológica C.C. **ROMÁN MANZANARES BOTELLO y MIGUEL ÁNGEL MANJARREZ CANTÚ**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

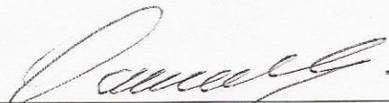
TITULARES



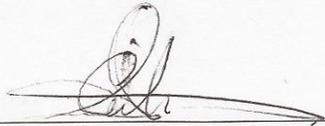
DR. ARTURO ORTIZ UBILLA



DR. ENRIQUE COCONI MORALES



M. en I. CARLOS TEJEDA GALICIA



ING. AZUCENA COLIN RODRÍGUEZ



ING. GUILLERMO TARANGO



OFICIO N° E.P. y T.126/2016/

Ciudad de México, a 3 de junio de 2016.

DR. ARTURO ORTÍZ UBILLA
P R E S E N T E

En atención a la solicitud de los C.C. **MIGUEL ANGEL MANJARREZ CANTÚ y ROMÁN MANZANARES BOTELLO**, pasantes del Programa Académico de **Ingeniería Geológica** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis de los pasantes mencionados, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por los interesados.

Seguro de contar con su participación, lo saludo cordialmente.

A T E N T A M E N T E
"La Técnica al Servicio de la Patria"


Ing. Saúl Milán Valdés
Subdirector Académico
Interino

c.c.p. Ing. René Alejandro Téllez Flores.- Jefe del Departamento de Formación Integral e Institucional
c.c.p. Interesados
Archivo

SMV*gach.



UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA



Agradecimientos

Al Instituto Politécnico Nacional y a la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura unidad Ticomán por ser nuestra alma mater y formar parte de nuestra formación académica.

Al Instituto Mexicano del Petróleo por habernos brindado las facilidades para el uso de software, el apoyo técnico y el uso de instalaciones para la realización de este trabajo.

Al Dr. Arturo Ortiz por el continuo asesoramiento en el desarrollo del trabajo, por siempre haber demostrado constante interés en nuestra mejora como estudiantes y personas, y por haber sido un excelente maestro y amigo durante y después de la licenciatura.

Al M. en C. Ricardo Torres por tener la disponibilidad de aceptarnos como sus aprendices, por las valiosas lecciones geológicas relacionadas al tema de estudio y por demostrar preocupación en nuestro desarrollo profesional que se vio reflejado en acciones.



Dedicatorias

Este trabajo es fruto del esfuerzo y dedicación del poder alcanzar una satisfacción personal, esto se logró gracias a muchas personas que influyeron en mi persona por lo que quiero dedicar y agradecer está a mi familia ya que sin su apoyo incondicional tanto emocional como económico, sus consejos y enseñanzas este gran paso no hubiera sido posible. A mi madre Lupita, que me demuestra a diario que las personas tenemos pies de plomo, algún día caeremos pero está en nosotros el levantarnos y así nunca darte por vencido ante cualquier circunstancia. A mi padre Manuel, que de el he aprendido que a pesar de las adversidades tu familia siempre estará contigo y como es que el papel de padre funge como el pilar de tu familia. A mis hermanos Manuel y Doraliz con los que he pasado toda mi vida, somos tan diferentes pero iguales a la vez y siempre me apoyan en cualquier decisión que tomo.

A mis amigos tanto los que estuvieron conmigo en la escuela y los que son mis amigos fuera de ella, muchas experiencias e logrado adquirir gracias a ellos y éstas son una parte muy importante dentro de mi formación, me es grato el poder denominar a algunos como hermanos. A mis profesores ya que gracias a ellos logre crecer académicamente además de llegar a ser buenos amigos y en algunas ocasiones incluso se volvieron parte de mi familia. Quiero agradecer a mi institución y a mi escuela, el instituto politécnico nacional que desde la vocacional me abrió sus puertas y ahora termino este ciclo en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura unidad Ticomán en la carrera más bonita e interesante que puede existir. Y por último pero no menos importante quiero agradecer a mi compañero Román mi amigo desde el primer día que entre a la escuela, con quien pase cuatro años de mi vida para seguir con este proyecto, compañero de clase y compañero de vida, a quien admiro como persona y aprecio por las cosas que aprendo de él, muchas gracias hermano, me enorgullece decir que eres mi amigo, de ahora en adelante nuestro deber será brindar la técnica al servicio de la patria.

Atte. Miguel Angel Manjarrez Cantú



A mi mamá por enseñarme a recordar las buenas vivencias en tiempos difíciles, que la familia siempre estará ahí sin importar la situación y sobre todo por siempre tener una muestra de cariño disponible para mí. A mi papá por enseñarme con su personalidad que siempre se puede ser mejor, que los límites solo existen en la cabeza y por brindarme siempre la seguridad de seguir mis sueños sin importar que tan descabellados parecieran. A mi hermano Félix por demostrarme todos los días que los buenos actos no se presumen y que la nobleza es reflejo de una personalidad honesta. A mi hermana Aida por siempre tener disponible un momento para escucharme y aconsejarme, y por ser esa luz en la familia que siempre está encendida. ¡Los quiero siempre mucho!

A mis amigos de mi ciudad natal: Odilón, David, Gastón, Luis Eduardo, Pedro, Héctor, y Juan por ser esa semilla en mi corazón que me hace sentirme orgulloso de mis raíces. A mis amigos de la roca: Francisco y Christian por tener la confianza de poner sus vidas en mis manos. A mis compañeros de generación en especial a Miguel por los actos de compañerismo y amistad mostrados dentro y fuera de la escuela.

Atte. Román Manzanares



Resumen

Se presenta una evaluación como Yacimiento no Convencional de la formación Pimienta inferior en términos del índice de fracturabilidad y el contenido de Carbono Orgánico Total (COT) en la porción sur de la cuenca Tampico-Misantla. Se utilizaron como herramienta Redes Neuronales Artificiales para solventar la falta de datos, generando curvas sintéticas para los registros RT, RHOB, DPHI, DTC y DTS en 11 “pozos de análisis” que solo contenían la curva GR y NPHI en formato físico (papel). El punto de partida es un “pozo de entrenamiento” que contenía todo el set de curvas descritas anteriormente.

Para poder manejar los datos digitalmente se recurrió al software Get Graph Digitizer en el que por medio de un mallado dependiente del espesor bruto de la parte basal de la Fm. Pimienta, que se asignó de manera individual a cada pozo de análisis provocando que se llevaran los datos físicos a datos puntuales representados en un archivo formato .csv que contenían la lectura del registro a profundidad puntual

A partir de los registros DTC y DTS se calcularon módulos elásticos que sirvieron de base para la estimación del índice de fracturabilidad, mientras que la estimación del COT se hizo mediante la metodología propuesta por Passey en 1990. Mediante parámetros de corte definidos por los valores de COT e índice de fracturabilidad se derivaron intervalos de interés denominados PayShales.

La evaluación final se realizó por medio de la interpretación estratigráfica y estructural de los PayShales arrojando como resultado la zona 4 al NW del área de estudio como la mejor para profundizar la evaluación de un yacimiento del tipo no convencional.

Abstract

An assessment of lower Pimienta formation as non-conventional reservoir in terms of Brittleness Index (BI) and Total Organic Carbon (TOC), done in the South portion of Tampico misantla basin is presented. Neural Artificial Networks were used as a tool to compensate the lack of information, creating the following synthetic curves: RT, RHOB, DPHI, DTC and DTS in 11 “analysis wells” that only contained the GR and NPHI curves presented in a physical format (paper). The starting point is a “training well” that contained the complete set of curves previously described.

The use of Get Graph Digitizer was needed to manipulate the paper based data in a digital way, next it was assigned a grid which is dependent of the lower Pimienta gross thickness for each analysis well, and the result of this is a punctual well log lecture in depth presented in a .csv format.

With the use of DTC and DTS well logs the elastic modulus were calculated, and these results served as base to estimate the Brittleness Index, in the other hand TOC is estimated following the methodology proposed by Passey (1990). The intervals of interest were derived through cutoff parameters defined by TOC and BI values.

The final evaluation was done through the stratigraphic and structural interpretation of the PayShales, showing as result that the zone 4 at then NW of the study area is the best to amplify the non-conventional reservoir assessment.



Contenido

Capítulo 1 Generalidades.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Planteamiento del problema.....	2
1.3 Justificación.....	2
1.4 Objetivo.....	2
1.5 Localización.....	2
1.6 Hipótesis.....	4
1.7 Metodología.....	4
1.8 Antecedentes.....	6
Capítulo 2 Marco Teórico.....	8
2.1 Generación de Hidrocarburos.....	9
2.2 Yacimientos convencionales.....	13
2.3 Yacimientos no convencionales.....	14
2.3.1 Características.....	15
2.3.2 Tipos de yacimientos no convencionales.....	16
2.3.3 <i>Shale gas</i>	17
2.4 Constantes elásticas.....	23
2.5 Índice de fracturabilidad (BI).....	26
2.6 Redes neuronales artificiales (RNA).....	27
2.7 Tipos de redes.....	36
Capítulo 3 Marco geológico.....	38
3.1 Geología regional.....	39
3.1.1 Estratigrafía Regional.....	39
3.1.2 Evolución Tectónica.....	48
3.1.3 Elementos Estructurales.....	52
3.2 Formación Pimienta y sus relaciones estratigráficas.....	54
3.3 Reconocimiento en campo de la Fm. Pimienta.....	58
Capítulo 4 Caracterización de Yacimiento No Convencional.....	64
4.1 Digitalización.....	66
4.2 Entrenamiento de redes neuronales y generación de curvas sintéticas.....	68
4.3 Determinación de parámetros de evaluación.....	77
4.3.1 Módulos elásticos.....	78
4.3.2 Estimación de carbono orgánico total (COT).....	79
4.3.3 Interpolaciones.....	81
Capítulo 5 Discusión de Resultados.....	82
Capítulo 6 Conclusiones y Recomendaciones.....	98
Referencias.....	102
Bibliografía.....	107
Anexo	



Índice de Ilustraciones

FIGURA 1.1 -LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	3
FIGURA 1.2 – METODOLOGÍA DE TRABAJO	5
FIGURA 2.1- GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS POR MEDIO DE LA TRANSFORMACIÓN DEL KERÓGENO (TOMADO DE PEPPER, 1995).	10
FIGURA 2.2- ELEMENTOS PRINCIPALES DEL SISTEMA PETROLERO, A) REPRESENTACIÓN DE POZO NO CONVENCIONAL, B) REPRESENTACIÓN DE POZO CONVENCIONAL, C) ROCA GENERADORA, D) ROCA ALMACÉN, E) ROCA SELLO, F) ROCAS SOBRECARGA.	12
FIGURA 2.3 - ESQUEMA REPRESENTATIVO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (MODIFICADO DE HOLDITCH, S.A. 2003).....	15
FIGURA 2.4- CONSTANTES ELÁSTICAS, TOMADO DE ZOBACK, 2010.	24
FIGURA 2.5- MODULO DE DEFORMACIÓN VOLUMÉTRICA	26
FIGURA 2.6- PARTES DE UNA NEURONA, (TOMADO DE BASOGAIN, 2008).	28
FIGURA 2.7- FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA LINEAL.	30
FIGURA 2.8- FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA UMBRAL	30
FIGURA 2.9- FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA SIGMOIDE.	31
FIGURA 2.10- FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA HIPERBÓLICA TANGENTE.	31
FIGURA 2.11- FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA GAUSSIANA.	32
FIGURA 2.12- FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA HIPERBÓLICA SECANTE.	32
FIGURA 2.13- RED NEURONAL ARTIFICIAL TIPO MONOCAPA.	33
FIGURA 2.14- ARQUITECTURA JERÁRQUICA DE UNA RED NEURONAL ARTIFICIAL.	34
FIGURA 2.15- DIAGRAMA DE APRENDIZAJE SUPERVISADO.	35
FIGURA 2.16- DIAGRAMA DE APRENDIZAJE NO SUPERVISADO.....	36
FIGURA 3.1- COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA TAMPICO MISANTLA	40
FIGURA 3.2- ETAPA EXTENSIVA DE LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA, NO A ESCALA (PEMEX, 2013).....	49
FIGURA 3.3- PRIMERA ETAPA DE MARGEN PASIVO EN LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA, NO A ESCALA (PEMEX, 2013).....	50
FIGURA 3.4- ETAPA DE DEFORMACIÓN EN LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA, NO A ESCALA (PEMEX, 2013)	51
FIGURA 3.5- SEGUNDA ETAPA DE MARGEN PASIVO EN LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA, NO A ESCALA (PEMEX, 2013)	52
FIGURA 3.6- UBICACIÓN DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES DE LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA, NO A ESCALA (PEMEX, 2013) ..	53
FIGURA 3.7- REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS AMBIENTES SEDIMENTARIOS EN LA CTM PARA EL KIMMERIDGIANO.....	57
FIGURA 3.8- SECCIÓN DE CAMPO EN EL ÁREA DE ESTUDIO.	58
FIGURA 3.9 A) ACUÑAMIENTOS LATERALES, B) GASTEROPODOS DE LA FM. SAN ANDRÉS, C) CONTACTO ENTRE FM. PIMIENTA Y FM. SAN ANDRÉS,	59
FIGURA 3.10 A) ESTRATOS SENSIBLEMENTE HORIZONTALES, B) COLOR NEGRO ASOCIADO A MATERIA ORGÁNICA.	60
FIGURA 3.11- DEFORMACIÓN INTRAFORMACIONAL DE FM. PIMIENTA.	61
FIGURA 3.12 - A) INTERCALACIONES DE LUTITAS Y CALIZAS DE LA FM. PIMIENTA, B) AMONITA DE LA FM. PIMIENTA.....	61
FIGURA 3.13- SECCIÓN ESQUEMÁTICA CON DATOS DE CAMPO.....	63
FIGURA 4.1-DISTINCIÓN ENTRE POZOS Y AFINIDAD ENTRE CURVAS.....	66
FIGURA 4.2- A) PICKING DE REGISTRO, B) DETALLE DE MALLADO Y C) HOJA DE CÁLCULO CON RESULTADOS DE DIGITALIZACIÓN. .	68
FIGURA 4.3-INTERPRETACION DE VALORES DE COEFICIENTES DE CORRELACIÓN.....	69
FIGURA 4.4- ARQUITECTURA ESQUEMÁTICA DE INPUTS/OUTPUTS EN UNA RNA (SAGGAF ET AL., 2003).	71
FIGURA 4.5- GRAFICA RESULTADO DE ENTRENAMIENTO	74
FIGURA 4.6- EJEMPLO DE VENTANA FINAL CON RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS DE RNA.	75



Formación Pimienta Inferior como Yacimiento No Convencional, al Sur de la Cuenca Tampico Misantla



FIGURA 4.7- ARCHIVO FORMATO .LAS MOSTRADO EN BLOC DE NOTAS.....	77
FIGURA 4.8- A) RELACIÓN DE LOS TIPOS DE CARBÓN, REFLECTANCIA DE VITRINITA Y GENERACIÓN DE PETRÓLEO CON LOM. TOMADO DE (KENDRICK, 2007), B) ESCALAMIENTO RELATIVO DE LAS CURVAS PERTENECIENTES A LOS REGISTROS SÓNICOS Y RESISTIVOS.	80
FIGURA 5.1- EJEMPLO DE TEMPLETE CON CURVAS SINTÉTICAS Y RESULTADOS DE PARÁMETROS A EVALUAR.....	84
FIGURA 5.2- CORRELACIÓN ENTRE POZOS	87
FIGURA 5.3- A) SECCIÓN ESTRUCTURAL, B) SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA.....	89
FIGURA 5.6- CONFIGURACIÓN DEL FACTOR DE EXPLORACIÓN.	95
FIGURA 5.7- DISTRIBUCIÓN DE ZONAS EN EL ÁREA DE ESTUDIO.	96

Índice de tablas

TABLA 1.1 - COORDENADAS DEL ÁREA DE ESTUDIO	4
TABLA 2.1- POTENCIAL GENERADOR DE HIDROCARBUROS DE ACUERDO AL COT (ARENILLAS, 2014).....	19
TABLA 2.2- TABLA DE PICOS GENERADOS Y SU SIGNIFICADO.	20
TABLA 2.3- TIPOS DE KERÓGENO (TOMADO DE ALVARADO, 2013).	21
TABLA 2.4- POTENCIAL DE HIDROCARBUROS EXPULSADOS DE ACUERDO A SU ÍNDICE DE HIDROGENO (HI) E ÍNDICE DE OXIGENO (OI) (MINAYA, 2008).	21
TABLA 2.5- NIVELES DE MADUREZ TERMAL (MINAYA, 2008).....	22
TABLA 2.6- VALORES DE MADURACIÓN DE LA REFLECTANCIA DE LA VITRINITA (ALVARADO, 2013).....	22
TABLA 4.1- SIGNIFICADO DE LOS VALORES DE CORRELACIÓN	69
TABLA 4.2- COEFICIENTES DE CORRELACIÓN ENTRE CURVAS DE REGISTROS GEOFÍSICOS PARA EL POZO DE ENTRENAMIENTO (*CASOS ESPECIALES).....	70
TABLA 4.3- ORDEN DE SINTETIZACIÓN DE LAS CURVAS	70
TABLA 4.4-PARAMETROS FINALES DE LAS	76

Generalidades

Capítulo 1





1.1 Introducción

Estudios realizados por Gonzales et al. en 1992 y Román et al. en 2001 catalogan a la Fm. Pimienta como una de las principales rocas generadoras de México, esencialmente en la cuenca Tampico-Misantla por lo que es de esperarse que sea uno de los principales objetivos a evaluar como Yacimiento No Convencional tipo *shale* (YNC).

Según la *Energy Information Administration* por sus siglas en inglés EIA (2014), se estima que a nivel mundial existen 345 MMMMbpce (Billones de barriles de petróleo crudo equivalente) de recursos *shale oil* técnicamente recuperables y 7,299 trillones de pies cúbicos de gas natural húmedo tipo *shale gas*. Para el caso de Estados Unidos de Norte América quien es uno de los líderes en la explotación de este tipo de recursos, a partir del 2012 este país ha experimentado un boom en la explotación de gas y según PEMEX (2012) EE.UU.A tiene proyectado un aumento de *shale oil* a partir del 2015 de 5.5 MMbd (Millones de barriles diarios) a 6.6 MMbd para el 2020, mientras que para el *shale gas* se proyecta que en el 2015 aumente de 25 MMMpcd (Mil millones de pies cúbicos diarios) petróleo a 30 MMMpcd para el 2030.

Por otro lado en México PEMEX (2012) identificó cinco provincias geológicas con buen potencial para la explotación de yacimientos tipo *shale gas*: Burro-Picachos-Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Chihuahua como precursoras de lutitas aceitíferas-gasíferas. En estas provincias se estimó un recurso técnicamente recuperable de 150 a 459 MMMMpc, con una media de 297 MMMMpc. En el caso específico del objeto de estudio de este trabajo las estadísticas de reservas para la Fm. Pimienta en área de Poza Rica-Altamira son 20661.65 MMBpce (CNH, 2015) de reservas.

No es de negarse el potencial de México en cuanto a este tipo de yacimientos, esto se confirma con estudios como los realizados por la EIA (2014) en los que el país se sitúa en el sexto lugar a nivel mundial en *shale gas*, y en octavo en *Shale oil*, estas estadísticas sumadas con las recientes modificaciones legislativas en materia energética vuelven a México un lugar atractivo para la inversión de capital extranjero, por lo que con el desarrollo masivo de estos yacimientos se podría disparar el avance en el sector energético de México.

Existen distintos métodos para la evaluación y determinación de yacimientos no convencionales por ejemplo el propuesto por Rickman (2008) o Halliburton (2011), y la elección del método, está en función de la información que se encuentre al alcance del interprete, en este caso la principal metodología utilizada en este trabajo es la propuesta por Rickman (2008).



1.2 Planteamiento del problema

¿Existen las condiciones adecuadas para la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales dentro de la Fm. Pimienta inferior en el área sur de la Cuenca Tampico-Misantla (CTM)?

1.3 Justificación

Los cambios legislativos aprobados en 2015 sobre materia energética ponen en la mira la explotación yacimientos no convencionales en México, aunado a esto la falta de estudios de carácter público relacionados a esta temática hace imperante la necesidad de contar con más información que pueda ser usada sin restricciones y con ello hacer una mejor caracterización de este tipo de yacimientos presentes en México.

1.4 Objetivo

Evaluar a la Fm. Pimienta Inferior en el área circundante a los campos petroleros Sabaneta, Sultepec, Relicario y Martínez de la Torre como yacimiento no convencional y definir un área prospectiva atractiva para su explotación, con base en dos parámetros primordiales: contenido de materia orgánica y el índice de fracturabilidad, empleando una metodología que satisfaga la falta de información geológica y geofísica en el área de estudio para la interpretación de los resultados en una interpolación de los mismos.

1.5 Localización

El área de estudio (Fig. 1.1) se encuentra en la porción noreste de México, en la Provincia Petrolera Tampico Misantla, dentro de los estados de Puebla (región Centro-Oriental) y del estado de Veracruz (región Norte), la ciudad más importante cercana al área de estudio es Poza Rica, Ver., localizada al Norte del área.

Fisiográficamente está delimitada hacia el sur por el río Nautla y es atravesada en sentido NW-SE por el río Apulco, el acceso al área se puede hacer a través de la carretera 180 con rumbo a la ciudad de Poza Rica, una vez se llega a Papantla Ver., se continua por la carretera “Canoas-Martínez de la Torre” hasta ingresar a la zona.

La delimitación del área de estudio está comprendida por un polígono definido por las coordenadas que se encuentran en la tabla 1.1.

Localización del Área de Estudio

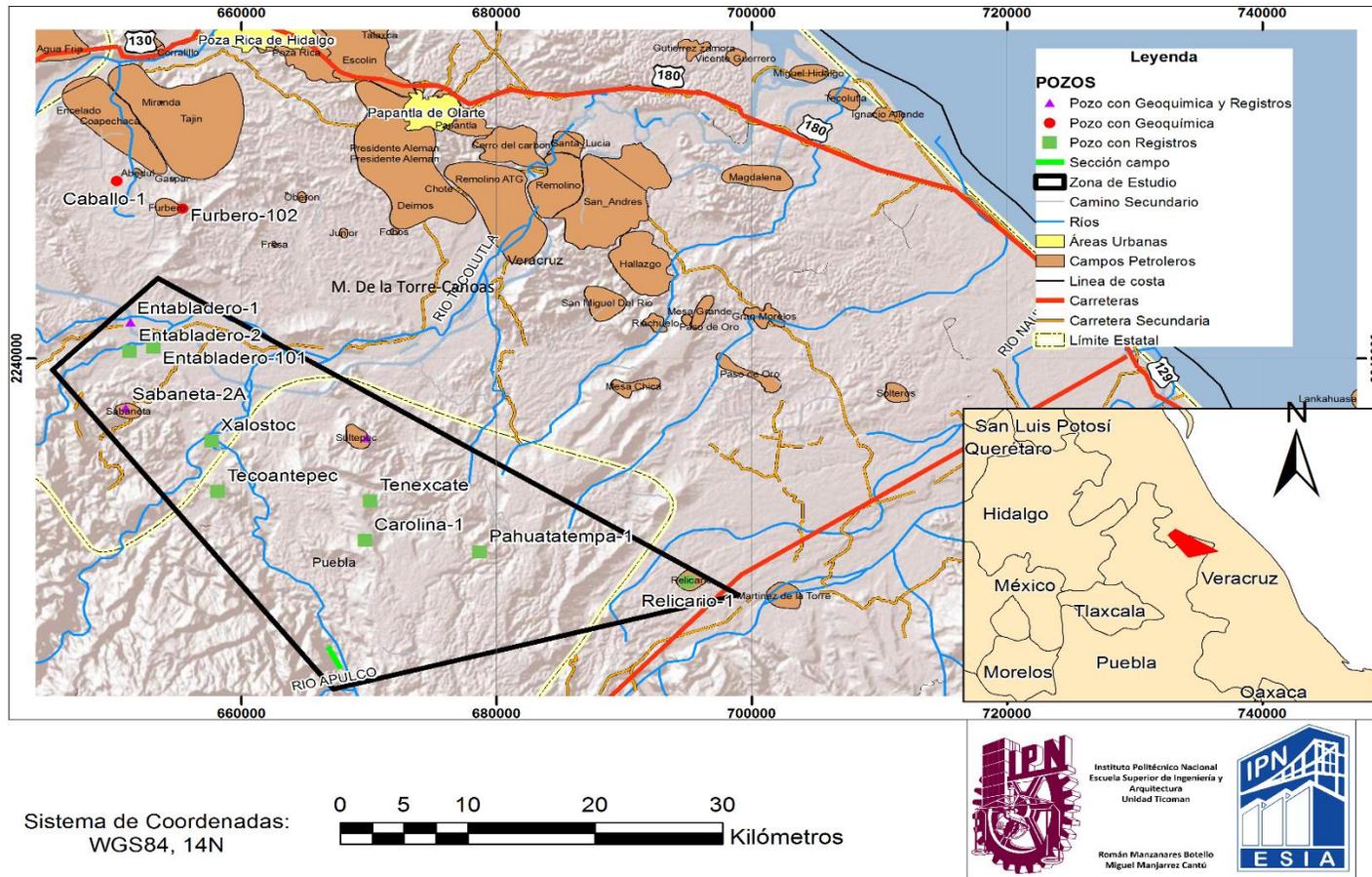


Figura 1.1 -Localización del área de estudio



Tabla 1.1 - Coordenadas del área de estudio

Coordenadas en X	Coordenadas en Y
645178.860221	2238995.15185
653469.519474	2247129.90352
698929.664089	2218943.57739
667177.31307	2210532.612

1.6 Hipótesis

Los antecedentes históricos de la Fm. Pimienta como principal roca generadora de hidrocarburos en el territorio mexicano sientan las bases para suponer la existencia de intervalos productores como yacimientos no convencionales dentro del área de estudio, mismos que estarán discriminados geográfica y geológicamente.

1.7 Metodología

Para la elaboración de este trabajo la metodología utilizada se encuentra esquematizada en la Fig. 1.2 y esta dividida en varias etapas ligadas unas con otras, por lo que si una etapa no había logrado exitosamente los objetivos programados, los resultados de la siguiente etapa por ende serian negativos. Ante ésta situación fue necesario poner énfasis en el cuidado del manejo de datos, iniciando el proceso con una recopilación de datos públicos, haciendo permisible el uso de los mismos, la disponibilidad de los datos ayuda a seleccionar y determinar con mayor precisión áreas atractivas discriminándola de otras posibles; la siguiente etapa es la selección del método para la evaluación de yacimientos no convencionales.

El primer paso fue realizar la digitalización de las curvas de los registros rayos gamma (GR) y neutrón porosidad (NPHI), ya que se encontraban en formato físico, esto se logró haciendo uso de un escáner, para después por medio de un programa de dibujo asignar un mallado y comenzar con el picado de puntos cuyos resultados permitieron obtener un archivo formato .xls. La preparación de los datos para el entrenamiento de redes neuronales comienza con la determinación de los coeficientes de correlación entre las curvas y así generar grupos de curvas, para poder obtener un archivo formato .csv y con esto, comenzar con el entrenamiento de las curvas. Para el entrenamiento fue necesaria la elección de distintos parámetros que se detallaran en el capítulo 4.

Una vez terminado el entrenamiento, es tiempo de la generación de las curvas sintéticas haciendo uso de las curvas que se habían digitalizado previamente, con estos resultados es posible la estimación de los módulos elásticos para posteriormente calcular el índice de fracturabilidad (Brittleness), además de estimar los valores de COT; con estos dos parámetros fundamentales fue posible determinar intervalos de interés con los cuales se realizaron interpolaciones y secciones (estructural y estratigráfica) de los datos, mismos que servirán como la base para la interpretación junto con lo observado en campo, y así poder determinar una zona final.

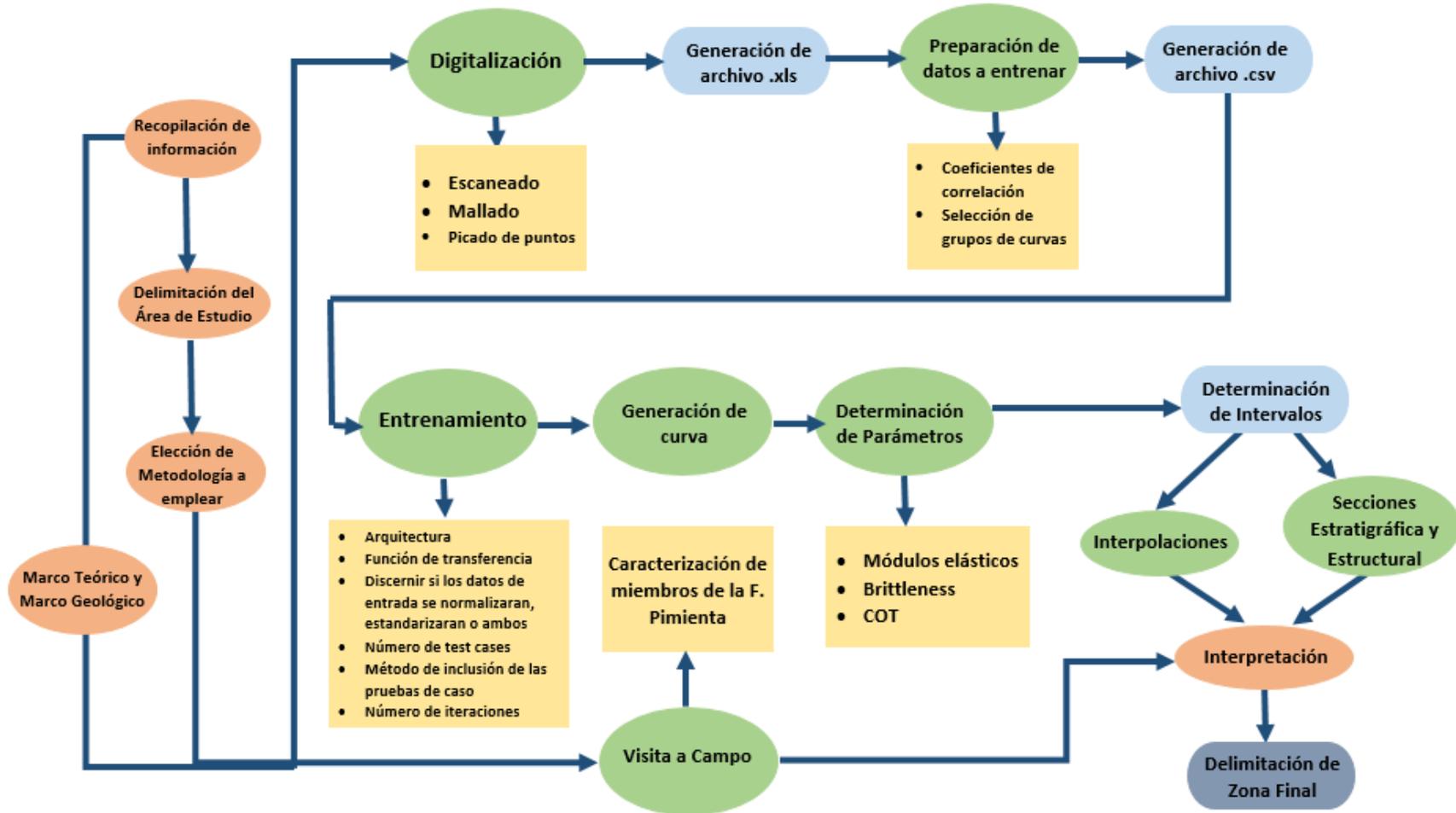


Figura 1.2 – Metodología de trabajo



1.8 Antecedentes

El área correspondiente a la región de Tampico-Misantla gracias a su importancia geológica-económica, es de gran interés para investigadores relacionados con la extracción de hidrocarburos de empresas en México y el mundo, por lo que el estudio de la misma ha sido amplio. Sin embargo lo referente a YNC se ha estudiado de manera muy reciente y han sido pocos los trabajos publicados entre los que se tienen:

Hernández (2014) presenta un trabajo sobre la aplicación y metodología del modelado de sistemas petroleros a la evaluación de plays de recursos no convencionales de aceite y gas en lutitas y como en la mayoría de estos trabajos incluye aspectos básicos geológicos de este tipo de yacimientos.

Martínez, J. M. (2015) elabora un estudio de un afloramiento para evaluar su potencial como un YNC, basado en estudios de Geoquímica, Geomecánica y caracterizaciones petrofísicas de muestras de campo llegando a la conclusión que su área de estudio tiene un potencial regular.

Algunos trabajos de los que se tiene registro relacionados a la temática del presente trabajo, pero que no necesariamente están enfocados al área del presente estudio son los mencionados a continuación:

En el año 2012, PEMEX dio a conocer los sitios con potencial en aceite y gas en lutitas, proponiendo 5 principales provincias dentro del territorio mexicano, en el mismo trabajo presenta el contexto internacional así como retos futuros en México en cuanto a caracterización y explotación de estos yacimientos.

Rojas (2012) realiza una recopilación de los desarrollos mundiales de *shale gas*, haciendo especial énfasis en EE.UU.A., mientras que en el caso de México describe su potencial actual así como las perspectivas que presenta para desarrollos de *gas/ shale oil*; incluso propone soluciones a los retos actuales que se tienen en la explotación de este tipo de yacimientos.

Maldonado (2014) elabora una recopilación similar a la de Rojas (2012) sin embargo se enfoca a los antecedentes, producción, reservas y campos principales en cada país que expone en su trabajo, su enfoque principal es en México así como definiciones básicas, clasificaciones y las propiedades de los yacimientos de *shale gas*. En este trabajo también es posible consultar tópicos referidos a la explotación de aceite en lutitas.

Pérez (2014) realiza una descripción litológica de núcleos, análisis geoquímicos e interpretación sísmica de un pozo en un yacimiento no convencional de la Fm. Pimienta dentro de la Cuenca de Burgos, así mismo en el trabajo también se pueden encontrar aspectos generales de YNC (Geología,



tipos de yacimientos y contexto en México) y una pequeña síntesis de la provincia petrolera de Burgos.

Por otro lado los distintos tipos de metodología utilizados para la evaluación de YNC han sido propuestas por autores como:

Rickman (2008), propone la evaluación de estos yacimientos a partir de dos consideraciones fundamentales geomecánicas y geoquímicas, prestando especial atención al índice de fracturabilidad, contenido de materia orgánica y madurez termal.

Delgado, (2014) desarrolla un flujo de trabajo mucho más integral donde debe existir una gran base de datos que van desde Geoquímica, Petrofísica, Geomecánica, núcleos de roca para con esto obtener distintas características como: Dirección de esfuerzos, identificación de fracturas, propiedades mecánicas, etc. Posteriormente realizó una validación y evaluación de los datos por medio de perforación, fracturamiento hidráulico, etc. Por último realizar la logística para la explotación del mismo como determinar el drenaje del Yacimiento y la arquitectura del pozo a utilizar.

Marco Teórico

Capítulo 2





2.1 Generación de Hidrocarburos

El petróleo y el gas los cuales están compuestos por moléculas de hidrocarburos (Carbono e Hidrogeno). Dentro de éstos existen distintas familias como son los alifáticos, cíclicos, mixtos, sulfatados, entre otros.

Pero para entender la formación de los hidrocarburos primero es necesario definirlos estos son, una mezcla que coexiste en armonía en distintas fases como líquido, sólido y gaseoso, además de estar mezcladas con moléculas de otros elementos principalmente Nitrógeno, Azufre, Oxígeno y algunos metales.

Entre los factores importantes para la generación de hidrocarburos se pueden mencionar la concentración de materia orgánica, preferentemente que tenga buenos índices de proteínas, lípidos, carbohidratos y lignina, esta materia orgánica es depositada en ambientes acuáticos principalmente, lagos y lechos marinos, sin embargo los hidrocarburos se originan en cuencas sedimentarias ya que en estos puntos existen las condiciones ideales tanto de acumulación como de preservación de la materia orgánica.

También los ambientes reductores son de gran importancia ya que generan microorganismos que se encargan de la degradación de la materia orgánica.

Existen dos casos en la generación de hidrocarburos dependientes de la materia orgánica. El primero es que si esta materia proviene de organismos vegetales de la superficie terrestre se producirá carbón, ya que estas contienen cantidades considerables de lignina y celulosa; por otra parte si esta materia orgánica está compuesta de Fitoplancton y Zooplancton se producirá petróleo por el contenido de proteínas, carbohidratos y lípidos dentro de los organismos citados anteriormente.

La cantidad de materia orgánica que existe ya sea soluble en solventes orgánicos (Bitumen) o insoluble en solventes orgánicos (Kerógeno) es una prueba de reconocimiento de la roca madre. Los factores principales que influyen a la materia orgánica son la productividad, preservación y la disolución.

En la formación del petróleo se conocen tres etapas principales, según lo que menciona Cañipa (2002) la primera es la Diagénesis en la cual existe una degradación microbiana de la materia orgánica transformada y se produce una condensación del kerógeno la parte restante son las proteínas y lípidos, éstas pasan a integrarse directamente al petróleo ya que no tienen cambio en su estructura molecular, y con esto se producen lo que se conoce como biomarcadores.

De acuerdo a Cañipa (2002), de las 6×10^{14} toneladas de materia orgánica que existe en la corteza terrestre el 95% está en forma de kerógeno y solo su descomposición puede considerarse como la fuente de generación del petróleo.

La segunda etapa es la Catagénesis en la cual el kerógeno se altera térmicamente, afectándose entre temperaturas de 65° - 120°C , con profundidades de 1500-4000 m. En esta etapa existe una pérdida progresiva de las moléculas pequeñas de kerógeno produciendo bitumen por craqueo primario "Cracking" (Fig.2.1.), por lo tanto se van rompiendo desde los enlaces más débiles hasta los más fuertes y es aquí donde se produce la generación del petróleo. Toda la etapa en la que se produce la generación del petróleo desde su inicio hasta su final se da durante la catagénesis, a esta etapa se le conoce como ventana de generación de petróleo y depende de la materia orgánica así como de su madurez.

Para la generación de hidrocarburos en forma líquida se debe de tener kerógeno ya que éste proveera las condiciones ideales para generarlos; la profundidad ideal para tener una buena madurez depende del gradiente geotérmico y del contenido de materia orgánica.

La tercera y última etapa es la Metagénesis en donde las moléculas ya generadas se descomponen generando metano y carbón residual, produciéndose entre temperaturas de 130° - 190°C , con profundidades de 4000-6000 m, este proceso puede llevar millones de años para que ocurra.

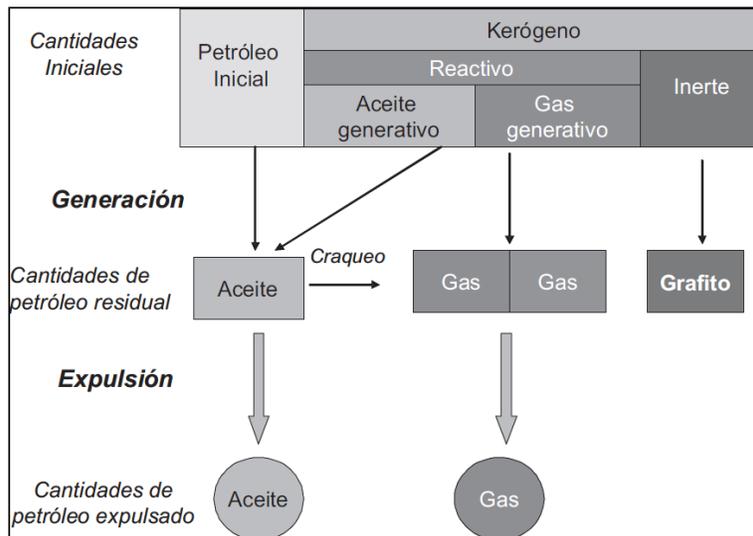


Figura 2.1- Generación de hidrocarburos por medio de la transformación del kerógeno (Tomado de Pepper, 1995).



Otro factor importante para la generación de hidrocarburos es que el concepto de sistema petrolero sea satisfactorio. Para fines de este trabajo la descripción de los elementos que lo conforman será la propuesta por Magoon et al. en 1994.

Un sistema petrolero (Fig.2.2.) es un concepto que unifica todos los elementos y procesos de la Geología petrolera, incluyendo los elementos y procesos esenciales que estén genéticamente ligados a la formación de hidrocarburos originados a partir de una roca madre, el hidrocarburo generado puede presentarse en forma de manifestaciones, impregnaciones o acumulaciones.

La roca generadora es una roca capaz de generar o que ha generado cantidades móviles de hidrocarburos, esto se produce a una profundidad mayor de 100 m para poder hacer posible la conversión de materia orgánica a hidrocarburos. Geoquímicamente se necesitan tres características para que esta roca produzca hidrocarburos y son: cantidad, calidad y madurez, también es necesario un contenido de carbono orgánico total (COT) mayor al 1%, además de un volumen de roca que sea de grano fino. Las principales rocas generadoras son: lutitas, lutitas calcáreas, calizas, limolitas y margas.

La roca almacén funge como el depósito y conducto de los hidrocarburos, el movimiento de fluidos en este tipo de roca debe tener facilidad debido a su porosidad y su buena permeabilidad, y es necesaria una buena continuidad vertical y horizontal para tener un buen flujo; junto con esto la roca almacén depende de un sello para poder funcionar como depósito de hidrocarburos. La roca almacén por excelencia son las areniscas y las calcarenitas.

La roca sello es por su escasa permeabilidad una barrera en contra de los movimientos de los fluidos, impidiendo el paso de los hidrocarburos, según Pérez (2014) el espesor de esta roca depende de la calidad de la misma puede tener un espesor muy reducido si tiene buena calidad y viceversa. Existen diversos tipos de roca sello como calizas (mudstone y wackestone), evaporitas (sal, yeso), lutitas, margas y calizas arcillosas.

La roca de sobrecarga cuya función es la de proporcionar el enterramiento necesario para madurar térmicamente a la roca generadora también puede tener un impacto considerable en la geometría de la ruta de migración así como de la trampa. Cualquier tipo de roca puede tomar el rol de sobrecarga.

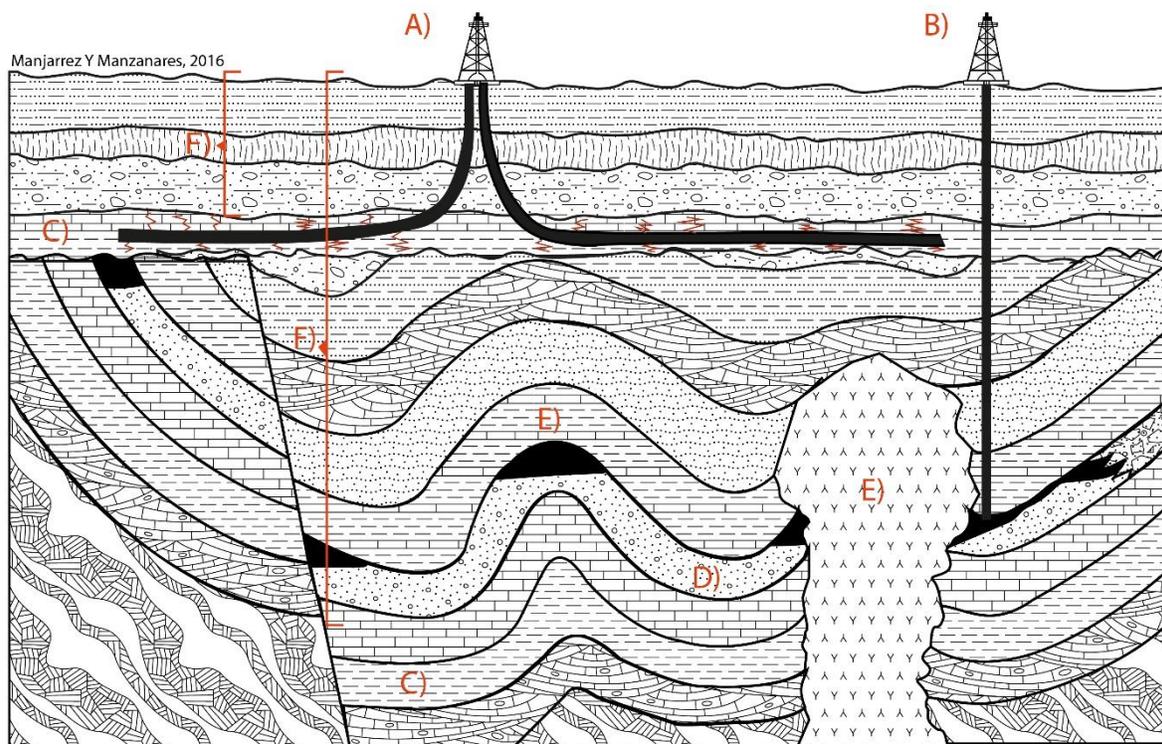


Figura 2.2- Elementos principales del sistema petrolero, A) Representación de pozo no convencional, B) Representación de pozo convencional, C) Roca generadora, D) Roca almacén, E) Roca sello, F) Rocas sobrecarga.

Los hidrocarburos se forman en la roca generadora llevando todo un proceso de acumulación de materia orgánica, en condiciones de temperatura y presión ideales para una descomposición y transformación de la misma.

Al comenzar la saturación de hidrocarburos en la roca comienza la expulsión de los mismos y es aquí donde interviene otro proceso importante, que consiste en los movimientos de los fluidos de la roca generadora por una roca conducto hacia un almacén y se le conoce como migración.

Existen dos tipos de migración la primaria en la cual el aceite y gas rellenan los poros finos de la roca generadora ocupados por agua y si se abandona la roca generadora se produce la migración secundaria donde estos fluidos se mueven a través de poros más grandes a consecuencia de una diferencia de presiones en donde los hidrocarburos fluyen para contrarrestar la presión del fondo y esto crea un gradiente de presión por el cual se producen los movimientos de fluidos hacia la roca almacén del Yacimiento, o simplemente hasta dispersarse en la superficie.



En este proceso el agua lleva un papel importante ya que sirve como transporte de los hidrocarburos en su migración o también para rellenar los espacios que se dejaron vacíos junto con otros hidrocarburos.

Cuando un elemento impide que continúe el proceso de migración por una barrera impermeable (sello) da lugar al proceso conocido como trampa este proceso trabaja junto con rocas almacén y rocas sello para poder funcionar, económicamente su función principal es la de acumular hidrocarburos y así formar yacimientos. Todas las trampas varían en su tamaño, geometría y en su forma.

Existen tres tipos de trampas, las primeras son formadas por esfuerzos compresivos o distensivos los cuales provocan la deformación y/o rompimiento de los estratos, produciendo así estructuras como anticlinales, sinclinales o fallas, estas trampas son conocidas como del tipo estructural. Cuando existe una variación de la permeabilidad debido a cambios de litología, por cambio de facies por ejemplo se conoce como trampa estratigráfica, un buen ejemplo de estas trampas son las discordancias estratigráficas. Y por último la combinación de ambas son las trampas mixtas.

La sincronía entre todos los elementos y procesos es primordial para poder dar lugar a un yacimiento petrolero, por ejemplo si el proceso de migración ocurre antes de la formación de la trampa esto no generara la acumulación de hidrocarburos por lo tanto el yacimiento no sería posible.

Existen distintos tipos de yacimientos conocidos dentro de la industria petrolera en los cuales se encuentran almacenados los hidrocarburos este trabajo se enfocará a dos, los cuales se dividen en dos grupos principalmente, los yacimientos no convencionales y los yacimientos convencionales.

2.2 Yacimientos convencionales

En México se tienen 100 años explotando yacimientos Convencionales, y son el tipo de yacimiento por excelencia, durante la exploración se decide el tipo de estructura que tiene el yacimiento, se busca el método correcto de extracción y se perfora.

La definición tradicional para estos yacimientos ha sido basada en sus características geológicas por ejemplo la propuesta de Statoil (2013) dice “Los yacimientos de aceite y gas convencionales son creados cuando los hidrocarburos migran de la formación fuente hacia una roca permeable, donde se entrapan por una roca impermeable sobreyacente. Sin embargo mucho del hidrocarburo permanece como remanente dentro de la roca generadora”.



De acuerdo a la clasificación de yacimiento convencional la definición más sencilla es: Yacimiento que no requiere de estimulación secundaria al inicio de su vida productiva, ésta es la definición que se usará para fines del presente trabajo. Si hablamos geológicamente en este tipo de yacimientos las fuerzas de flotabilidad que existen mantienen a los hidrocarburos debajo de la roca sello, es muy común que exista agua debajo del petróleo y gas acumulado.

Estos yacimientos son explotados con tecnología tradicional en todo el mundo sin tener una gran dificultad esto ayuda ya que se tienen buenas tasas producción sin recurrir a estimulación secundaria. Según Grajales (2013), después de 15 o 20 años es posible aplicar una estimulación a los pozos que trabajaron para destapar poros, introducir polímeros y hacer que el flujo de hidrocarburos sea más fácil.

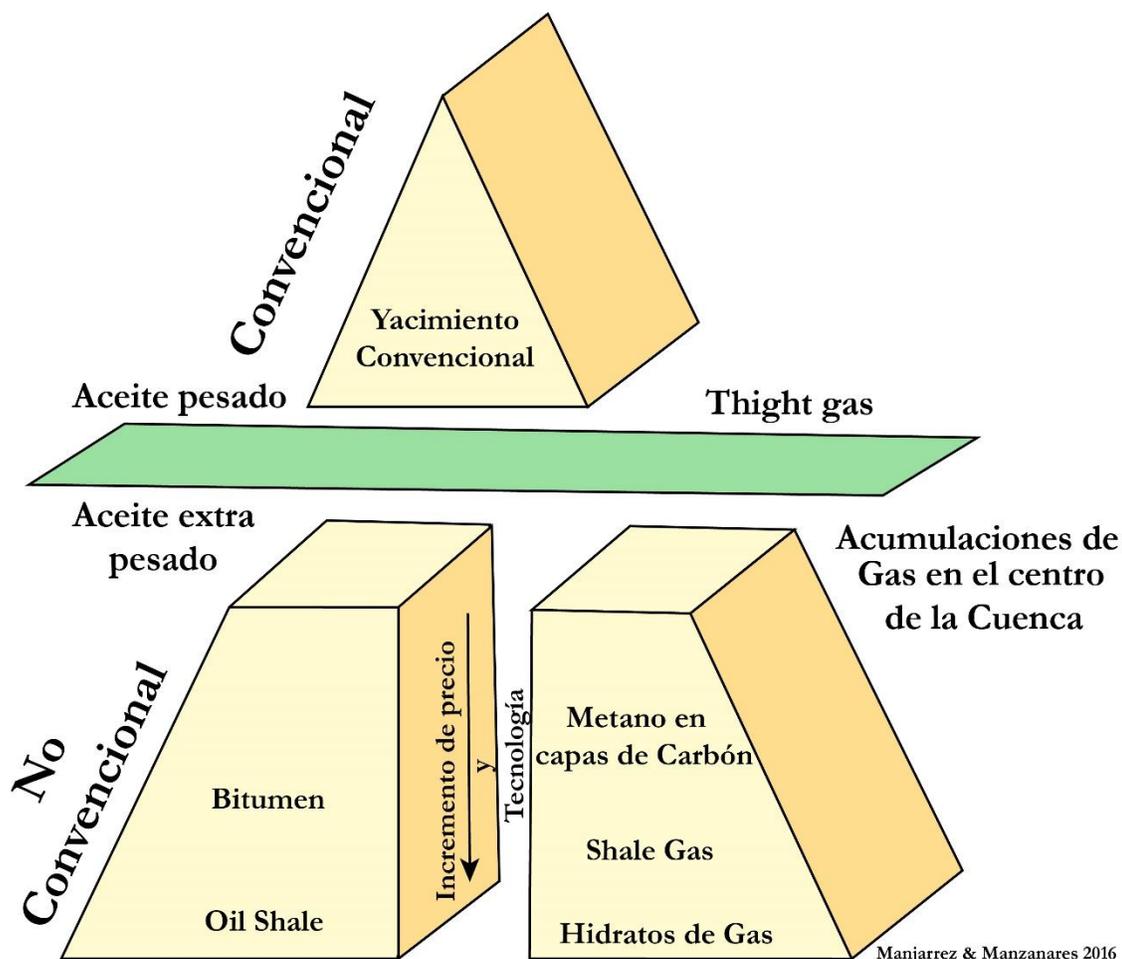
2.3 Yacimientos no convencionales

Existen varios tipos de YNC como los *shale gas*, *shale oil*, *tight gas*, Aceite extra pesado, *coalbed methane*, Hidratos de metano y Bitumen; estos yacimientos pueden ser definidos de dos formas: Una basada en el conocimiento meramente extractivo mientras que la otra definición está basada en función de la geología de estos yacimientos; la primer definición es la propuesta por la *canadian society of unconventional gas* y dice:

“Los yacimientos no convencionales son aquellos que no pueden producir a tasas económicamente viables o que no produce volúmenes de aceite y gas sin ayuda de tratamientos de estimulación masiva o procesos de recuperación especial y tecnologías como inyección de vapor”

Esta es la definición más acertada porque estos yacimientos se separan de los Convencionales por su manera de producción y no por sus características geológicas. Sin embargo otros autores definen a los YNC como yacimientos en los que todo el sistema petrolero se encuentra embebido en una misma roca de la misma edad (con pequeñas variaciones de facies dentro de la misma), es decir el Hidrocarburo no migro si no que quedo “entrampado” en los poros formados por la misma generación del hidrocarburo, como poros de materia orgánica o poros dentro de las arcillas formados por procesos diagenéticos dentro de la roca generadora.

La relación entre los yacimientos convencionales y los no convencionales se indica en la Figura 2.3, que muestra el triángulo de los recursos de acuerdo a la dificultad y el costo que representa la extracción de éstos, en la figura se observa que el *tight gas*, junto con el aceite extra pesado se encuentran en la frontera que separa los dos tipos de yacimientos.



Manjarrez & Manzanares 2016

Figura 2.3 - Esquema representativo de yacimientos no convencionales (Modificado de Holditch, S.A. 2003)

2.3.1 Características

Las características geológicas que comparten entre sí algunos de los YNC son las propuestas por (Schenk, 2003): (1) Extensión regional, (2) Pueden tener contactos difusos entre hidrocarburos, (3) Tienen campos productores que comúnmente se unen en acumulaciones regionales, (4) No tienen trampas o sellos que sean obvios, (5) No tienen un contacto agua-gas bien definido, (6) Contienen hidrocarburos que no están retenidos por efectos hidrodinámicos, (7) Tiene presiones anormales, (8) Tienen una gran cantidad de recursos *in situ*, (9) Tienen puntos dulces (*Sweet spots*) de producción, (10) Comúnmente son yacimientos con muy baja permeabilidad de matriz, (11) Comúnmente tienen yacimientos naturalmente fracturados, (12) Los yacimientos se encuentran muy cerca de las rocas madres, (13) Tienen muy poca producción de agua (excepto por los YNC de metano en capas de carbón), (14) Existe agua echado arriba del gas, (15) Hay pocos pozos



verdaderamente secos, (16) Tiene recuperaciones últimas estimadas de pozos que generalmente son menores que las recuperaciones últimas estimadas para YC.

2.3.2 Tipos de yacimientos no convencionales

Aceite extra pesado: El aceite puede ser clasificado de acuerdo a su densidad específica y viscosidad, variando desde aceites ultra ligeros $> 39^\circ$ API hasta extra pesados $\leq 10^\circ$ API, los aceites extra pesados son considerados como YNC por que requieren procesos secundarios para su extracción, debido a que su alta viscosidad vuelve más difícil su producción, siendo uno de los métodos más usados el vapor. Estos aceites tienen una densidad $> 1 \text{ g/cm}^3$ (IMP, 2014) y densidades mayores a diez grados API por lo que son más densos que el agua y una viscosidad de 1,000 cP (Centipoise) a 20,000 cP (WPC, 2010).

Gas en rocas compactas (*tight gas*): De acuerdo al recurso electrónico de la WPC (2015), estos yacimientos se definen como “Yacimientos que no producen tasas de flujo rentables ni volúmenes económicamente recuperables de gas natural, a menos de que se usen técnicas especiales para estimular la producción”. Este tipo de yacimientos tienen como característica principal su muy baja permeabilidad usualmente $\leq 1 \text{ mD}$ (Milidarcy) y pueden ser divididos en dos tipos: Acumulaciones de gas en el centro de una cuenca (SPE, 2015) también conocidos como acumulaciones de gas continuas; estos yacimientos tienen cuatro características principales :Baja permeabilidad, presiones anormales, están saturados de gas y no tienen zona saturada de agua a rumbo de echado; y yacimientos de gas presentes en rocas almacén de baja permeabilidad y baja calidad en trampas estructurales y estratigráficas convencionales.

Bitumen: Es la porción en estado natural del petróleo que se encuentra en estado semisólido o sólido completamente, comparte la característica de $< 10^\circ$ API con el aceite extra pesado, y su viscosidad varía ligeramente a unos 10,000 Cp (WPC, 2010), este hidrocarburo no es recuperable en su forma natural debido a su alta viscosidad y por su estado físico (sólido), por lo que requiere de técnicas secundarias para su recuperación, siendo la inyección de vapor la más efectiva, el calor de éste calienta el bitumen lo suficiente para poder bajar su viscosidad y por ende cambiar su estado físico a líquido, lo que hace factible su recuperación mediante bombeo. Estos hidrocarburos también pueden extraerse mediante métodos convencionales de minado (minas a cielo abierto) siempre y cuando se encuentren lo suficientemente someros. Geológicamente son considerados como YNC por ser omnipresentes en grandes áreas geográficas sin ser afectados por hidrodinamismo e.g. la flotabilidad del petróleo en el agua. Suelen presentarse como *tar sands*, que se refieren a arenas ricas en bitumen. Requieren de procesos secundarios para convertirse en aceite crudo sintético o bien mezclarse con hidrocarburos ligeros para ser comercializados.



Metano asociado a carbón (*Coalbed methane*): El carbón es una roca altamente combustible que está compuesta por 50% de peso de material carbonáceo y más de 70% en volumen de ese mismo material. El proceso de formación conocido como carbonización (enterramiento de plantas principalmente en zonas pantanosas) da como resultado la formación de gas natural dentro del carbón, ya sea por metagénesis o cracking termal, este gas se puede almacenar debido a las grandes superficies huecas internas del carbón, el cual puede almacenar 6 o 7 veces más gas natural en el mismo volumen (USGS, 2000) del que almacenaría una roca en un yacimiento convencional. El gas se almacena dentro del carbón por cuatro mecanismos principales (WPC, 2010): Adsorción de gas en la matriz (el principal mecanismo de almacenamiento); almacén convencional en fracturas; almacén convencional en matriz y disolución en agua de formación.

***Shale oil*:** Este término se refiere al aceite presente en la roca generadora constituida primordialmente por clastos de grano muy fino con alto contenido de materia orgánica en forma de bitumen, compuesta principalmente de Carbono e Hidrogeno, así como pequeñas partes de Nitrógeno y Azufre. Debido a la insolubilidad del bitumen, para obtener un hidrocarburo comercial, se debe de calentar aproximadamente a 500°C. Estos yacimientos difieren del carbón por la materia orgánica que los compone, siendo principalmente de plancton y algas en el caso del *shale oil*, lo que le infiere un menor radio atómico H:C, y en cuanto a la relación materia orgánica-minerales es mayor en el carbón. Actualmente todos los desarrollos de *shale oil* utilizan técnicas de minado (WPC, 2010) para la extracción de este hidrocarburo.

Hidratos de gas: Son sustancias naturales de agua y gas, estructuralmente se pueden definir como clatratos (*i.e.* una sustancia que atrapa a otra dentro de sí misma), en este caso la molécula de agua tiene una forma de jaula en la cual atrapa a la molécula de metano. Un volumen de hidratos de gas a condiciones normales de presión y temperatura contiene 164 volúmenes (WPC,2010) de gas metano, sustancias que se forman a bajas temperaturas y altas presiones, proporcionándole características físicas para comprimir el gas. Los hidratos de gas se forman principalmente por proceso biogénicos. Hasta el momento no se cuenta con una tecnología adecuada para explotar los hidratos de gas, solamente se tienen 3 modelos teóricos que podrían funcionar a futuro: Despresurización, estimulación termal e inhibición química.

2.3.3 *Shale gas*

Yacimientos de gas en rocas calcáreo arcillosas de grano fino y ricas en materia orgánica, caracterizados por tener embebido al sistema petrolero dentro de una roca de la misma edad, es decir la roca madre se comporta como roca almacén y sello a la vez. El termino *shale* es informal y se refiere precisamente a la roca descrita anteriormente y no hace referencia exclusiva a la roca conocida como lutita, debido a que estos yacimientos se encuentran en rocas de litologías



diferentes, tal es el caso del estudio objeto del presente trabajo en donde los hidrocarburos se encuentran en los carbonatos arcillosos. Estos YNC comparten características similares con los *tight gas*, como son la baja permeabilidad y la necesidad de ser estimulados hidráulicamente, aunque la diferencia entre ellos radica en el contenido de materia orgánica. Los *shale gas* la contienen en abundancia mientras que los *tight gas* adolecen de materia orgánica.

Debido a la baja permeabilidad de matriz, estos yacimientos no producen a tasas de flujo económico, lo que hace necesario que la mayoría de las veces, se estimulan fracturas hidráulicamente para producir los hidrocarburos en cantidades rentables. Estas fracturas antropogénicas se generan en lugares conocidos como *sweet spots*, que son lugares en donde la roca esta formada por estratos gruesos y su mineralogía tiene fuerte tendencias a los silicatos como el cuarzo o hay intercalaciones de limolitas, lo que le proporciona una mayor fragilidad y hace más fácil la fracturación hidráulica; también se busca que estos *sweet spots* se encuentren saturados de gas.

Este tipo de YNC produce esencialmente dos tipos de gas termogénico y biogénico, el gas termogénico se forma por cracking termal de la materia orgánica y se mantiene en los poros de la misma, este gas está asociado a materia orgánica madura y llega a valores de 2% de COT (WPC, 2010) en yacimientos de *shale gas* tipo termogénicos. El gas biogénico se forma cuando la materia orgánica no fue sepultada lo suficiente para adquirir índices de madurez termal adecuados para su “cocción”, en lugar de eso, el agua acarrió bacterias a la roca rica en materia orgánica descomponiendo esta, para dar como resultado gas, los hidrocarburos de estos yacimientos arrojan valores de COT de 10% (WPC, 2010).

Las características principales de un *play* de *shale* termogénico indican que su mineralogía les otorga un comportamiento más frágil y susceptible al *fracking*, por su alto contenido de minerales de Sílice y CaCO₃ (WPC, 2010), que le atribuyen a las rocas características de fracturables. Los *play's* de *shale* biogénico tienen un comportamiento más dúctil y son poco fracturables, por lo que dependen en su mayoría de la porosidad secundaria natural de la roca.

Son varias las características que debe reunir una roca para considerar su potencial como *shale* (se trataran a fondo en el siguiente apartado), sin embargo el *Alberta Geological Survey* (2008) propone 4 principales: Madurez de la materia orgánica de entre 1-1.1% Ro para poder entrar en la ventana de generación de gas, tipo de gas (biogénico o termogénico), contenido de COT en los estratos que comprende una medida de la riqueza orgánica de la roca en el presente y la permeabilidad.

Dentro del estudio de los yacimientos no convencionales es necesaria la conjunción de las ciencias relacionadas con el estudio de la tierra como son la Geología, Geofísica, Petrofísica, Hidrología, Geoquímica, entre otras.



Para el estudio de la geoquímica es necesario primero haber realizado un estudio del sistema petrolero que es esencial dentro de nuestro yacimiento. Para los YNC el estudio geoquímico de la roca madre es más importante.

Es necesario como en toda exploración identificar el área de estudio para después programar y realizar una prospección de la misma, una vez delimitada el área se prosigue al levantamiento de sondeos tomando testigos de roca o de núcleos de roca. Generalmentelos datos litológicos de estos núcleos se combinan con los datos petrofísicos delimitados junto con los datos de los estudios de geoquímica.

En los estudios geoquímicos para YNC existen dos principales en los que debe hacerse énfasis a la hora de su exploración y son: El contenido de carbono orgánico total (COT) y la madurez térmica.

El contenido de carbono orgánico total (COT) hace alusión a la suma de tres tipos de carbono contenido dentro de la roca: el primero se refiere al petróleo y gas generado en la roca pero que no ha sido expulsado; si estos hidrocarburos continúan con su proceso de maduración se produzcan volúmenes adicionales de petróleo y gas generando el segundo tipo de carbono; y por ultimo queda el tercer tipo que es el carbono residual que corresponde al kerógeno agotado conocido como pirobitumen (Arenillas, 2014).

El COT es un indicador del contenido de materia orgánica no de su calidad por lo tanto es cuantitativo no cualitativo y su resultado se expresa en porcentajes tabla 2.1 .

Tabla 2.1- Potencial generador de hidrocarburos de acuerdo al COT (Arenillas, 2014).

Potencial Generador de Hidrocarburos	COT en Pizarras % en peso	COT en Carbonatos % en peso
Pobre	0,0 a 0,5	0,0 a 0,2
Aceptable	0,5 a 1	0,2 a 0,5
Bueno	1 a 2	0,5 a 1
Muy bueno	2 a 5	1 a 2
Excelente	>5	>2

Una herramienta para poder determinar el origen y la calidad del COT es el *rock eval*, en donde el propósito fundamental es medir los gases emitidos por muestras sometidas a pirólisis y después a una oxidación en dos fases (Arenillas, 2014).



En la primera fase la roca se somete a temperaturas de 300°C aproximadamente, aumentándola cada 25°C hasta llegar a la temperatura ideal de 850°C, en esta fase se mide la masa de los hidrocarburos gaseosos emitidos y el resultado son tres picos S1, S2 y S3 (Tabla 2.2). En la segunda fase, el residuo de la primera fase de nuevo es sometido a temperaturas elevadas en otro horno y bajo condiciones oxidantes en el cual se generan otros dos picos más S4 y S5.

Tabla 2.2- Tabla de picos generados y su significado.

Tipo de pico	Significado
S1	Hidrocarburos libres y generados
S2	Hidrocarburos generados producto del Cracking pesados (potencial generador)
S3	CO2 liberado del Cracking térmico
S4	CO2 y CO resultante de la combustión del carbono orgánico
S5	CO2 generado por la descomposición de carbonatos

Los hidrocarburos presentan distintos comportamientos debido al kerógeno del que están compuestos, éste se clasifica haciendo una relación entre el Hidrogeno y el Carbono, así como del Oxígeno y el Carbono, utilizando los índices de Hidrógeno (HI) y de Oxígeno (OI), S1 y S2 respectivamente. En la tabla 2.3 se exponen los distintos tipos de kerógeno.

Los valores ideales del COT van del 2% al 10%, considerándose al de 2% como un buen generador de gas mientras la maduración sea la adecuada, por lo tanto a mayor madurez menor COT, y los valores mayores al 10% se les considera como inmaduros en su desarrollo.



Tabla 2.3- Tipos de kerógeno (Tomado de Alvarado, 2013).

Tipo de Kerógeno	Ambiente de generación	Origen de formación	Características	Potencial de hidrocarburos
I	Lacustres y algunos casos marinos	Proviene de materia algacea, plantónica de otro tipo, que ha sido intensamente re-elaborada por la acción de bacterias y microorganismos que habitan en el sedimento	Alto contenido de hidrogeno y bajo en contenido de oxigeno	Produce petróleo, pero también puede producir gas, según en su etapa de evolución en relación a la temperatura
II	Marinos de profundidad moderada (ambientes reductores)	Proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias	Alto contenido de hidrocarburo y posee bajo contenido de carbono	Puede generar petróleo o gas al aumentas progresivamente la temperatura y el grado de maduración
III	Marinos o no Marinos, someros a profundos	Proviene de la depositación de restos vegetales terrestres	Menor contenido de hidrogeno y mayor contenido de oxigeno que los tipos I o II	Tienden a producir gas seco
IV	Pantanos o suelos generado habitualmente a partir de sedimentos más antiguos re depositados después de la erosión	Compuesto por materia orgánica residual	Alto contenido de carbono y ausencia de hidrogeno	Sin potencial para la generación de hidrocarburos (considerado "Carbón Muerto")

Tabla 2.4- Potencial de hidrocarburos expulsados de acuerdo a su índice de Hidrogeno (HI) e índice de Oxigeno (OI) (Minaya, 2008).

HI (mg HC/g COT)	OI (mg HC/g COT)	Tipo de Kerógeno	Hidrocarburos expulsados
>600	<40	I	Petróleo
300-600	40-70	II	Petróleo
200-300	70-100	II/III	Petróleo y gas
50-200	100-200	III	Gas
<50	>200	IV	Ninguno



La madurez térmica es un valor que toma en cuenta la presión y temperatura a la cual se ha sometido la roca, mide el grado de temperatura a la cual la formación fue expuesta y sirviendo a la vez como una función de la historia depositacional. El kerógeno al someterse a grandes temperaturas provoca la alteración de la vitrinita y de aquí es donde se toma la medida; la reflectancia de la vitrinita (R_o) es utilizada como un indicador de la madurez del kerógeno. El R_o es utilizado para conocer la temperatura máxima a la cual fue sometida la roca (tabla 2.5).

Tabla 2.5- Niveles de madurez termal (Minaya, 2008).

Nivel de madurez termal		R_o (%)	T_{max} (°C)
Inmadura		0.2-0.6	<435
Madura	Madurez temprana	0.6-0.65	435-445
	Madurez pico	0.65-0.9	445-450
	Madurez tardía	0.9-1.2	450-465
Sobremadura		1.2	>465

La reflectancia de la vitrinita (R_o) predice la ventana de gas y también el tipo de gas que se encuentra. Estos valores son medidos mediante microscopio y los valores van de 0% a 3% (Tabla 2.6), valores mayores a 1.5% son de rocas generadoras de gas seco comúnmente asociadas a lutitas gasíferas. Si los valores van de 0.6% a 0.8% significa que se generó petróleo, si son de 0.8% a 1.1% se generó gas húmedo y por ultimo si los valores son menores a 0.6% se trata de kerógeno inmaduro (Alexander, 2011).

Tabla 2.6- Valores de maduración de la reflectancia de la vitrinita (Alvarado, 2013).

Rango de reflectancia de vitrinita R_o (%)	Generación	Estado de madurez termal
>2.0	Zona de gas seco	Sobremadura
1.5 < R_o < 2	Zona de gas húmedo	Sobremadura
1.2 < R_o < 1.5	Zona de condensado	Sobremadura
1.1 < R_o < 1.2	Generación tardía de aceite	Madura
0.8 < R_o < 1.1	Pico de generación de aceite	Madura
0.5 < R_o < 0.8	Generación temprana de aceite	Madura
R_o < 0.5	No generación importante	Inmadura



La permeabilidad es uno de los parámetros más difíciles de establecer dentro de los YNC ya que a sus rangos varían de 0.001 mD a 0.0000001 mD (Alexander, 2011), está se calcula en función de la porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburos y la mineralogía.

En los yacimientos convencionales son comunes los valores de la permeabilidad en cientos de milidarcies pero en los no convencionales los valores se ubican dentro de los nanodarcies, por lo tanto no se utiliza un enfoque convencional.

2.4 Constantes elásticas

Para determinar las constantes elásticas es necesario definir primero el esfuerzo y la deformación. El esfuerzo (σ o S) es un tensor que describe a todas las fuerzas que actúan sobre todas las posibles superficies de un cuerpo en un determinado punto del mismo (Fox, *et.al.* 2013), sus unidades de medida en la industria petrolera son libras por pulgada cuadrada (*pounds per square inch i.e. psi*). Las fuerzas que componen a este tensor se pueden describir en 9 componentes que a su vez, se dividen en tres esfuerzos ortogonales principales $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$, sin esfuerzos tangenciales presentes.

La deformación se refiere a los cambios en sus longitudes originales debidas a la aplicación de un esfuerzo. Esta deformación se puede describir con el uso adecuado de una *ley constitutiva*, que se expresa en forma de ecuaciones que cuantifican de manera exacta la relación lineal entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante de un cuerpo; estas fórmulas se conocen como constantes elásticas (Fig. 2.4) o módulos elásticos (Fox, *et.al.* 2013); los módulos pueden ser definidos como el “conjunto de constantes que definen las propiedades de un material que experimenta esfuerzos, se deforma y luego recupera su forma original después de que cesa el esfuerzo” (Schlumberger, 2016).

Las constantes elásticas más usadas para caracterizar los YNC son:

- Módulo de cizalla
- Módulo de Young
- Relación de Poisson
- Módulo de deformación volumétrica
- Constante de Lamé

Estas constantes elásticas pueden determinarse de dos formas: De forma dinámica que es aquella que involucra la velocidad de onda sónica y la densidad del cuerpo; y de forma estática que se mide

directamente en experimentos de laboratorio donde la roca se deforma. La magnitud de las constantes elásticas está en función de la forma en que se determinaron, estática o dinámicamente.

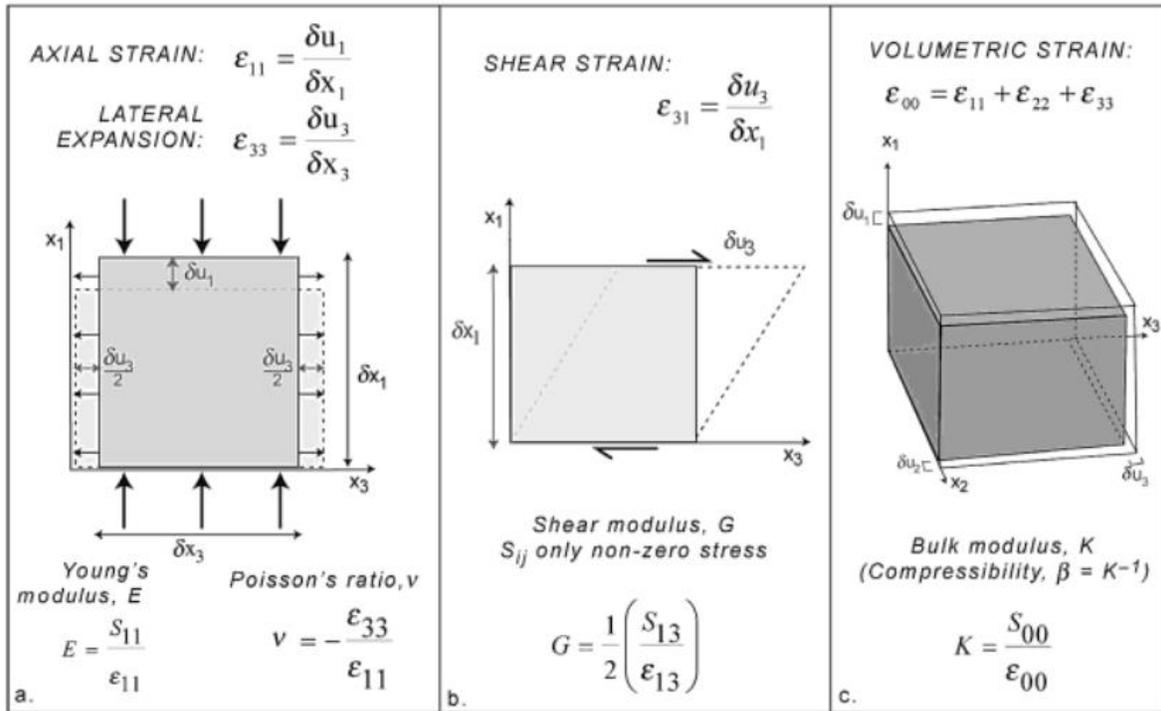


Figura 2.4- Constantes elásticas, tomado de Zoback, 2010.

Relación de Poisson (v)

Cualquier cuerpo que experimente un esfuerzo axial experimentará una deformación primaria que es paralela a la dirección principal de esfuerzo para cuerpos anisótropos, así como una deformación secundaria que será en el eje perpendicular al eje principal de esfuerzos (Fig. 2.4a).

Es decir no puede haber un alargamiento longitudinal sin una contracción transversal. La relación existente entre estas dos deformaciones es conocida como "Relación de Poisson" y se define como (Fjaer, et.al. 2008).

$$v = -\frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} \dots \dots \dots (2.1)$$

Donde v es la Relación de Poisson, ϵ_y es la deformación del eje transversal Y; y ϵ_x es la deformación en el eje axial. En otras palabras podemos definir a v como la relación que existe entre la expansión lateral de un cuerpo a su deformación axial.



Módulo de Young (E)

Es la relación que existe entre un esfuerzo aplicado y la deformación resultante en esa misma dirección de esfuerzo (Fig. 2.4a) también se conoce como módulo elástico y es una medida de la rigidez de un cuerpo *i.e.* la resistencia de un cuerpo a ser comprimido por un esfuerzo uniaxial, se define como (Fjaer, *et.al.* 2008):

$$E = \frac{\sigma_x}{\epsilon_x} \dots\dots\dots (2.2)$$

Donde E es el módulo de Young, σ_x es el esfuerzo aplicado y ϵ_x es la deformación medida en la misma dirección que el esfuerzo.

Módulo de cizalla (G)

Los módulos anteriores se rigen por fuerzas normales, mientras que para el caso del módulo de cizalla (G) también conocido como módulo de Rigidez, la fuerza que se aplica al cuerpo es tangencial a una superficie (Fig. 2.4b) por lo tanto se da una deformación pero no hay cambio de volumen, tomemos por ejemplo el caso de un libro descansado sobre su superficie de mayor área, si se aplica una fuerza tangencial en la misma superficie, las páginas del libro se deslizaran una sobre otra en dirección de esa fuerza, modificando la forma del libro pero mantenido un volumen constante (Q. Fuller, *et. Al*, 1978) este tipo de módulos solo es aplicable a cuerpos sólidos, ya que los cuerpos fluidos solo tienen deformaciones volumétricas y no de forma.

Se define como (Q. Fuller, *et. Al*, 1978):

$$G = \frac{F/A}{\phi} \dots\dots\dots (2.3)$$

Donde G es el módulo de cizalla, F es la fuerza de cizalla, A es el área y ϕ es la deformación expresada en radianes

Módulo de deformación volumétrica (K)

El último caso de deformación elástica, solo se da en volumen y no en forma, tomemos como ejemplo el de una esfera sumergida en un líquido (Fig. 2.5). La esfera está sometida a una presión hidrostática igual en todas direcciones que puede ser modificada por efecto de un pistón, al aumentar la presión dentro del sistema, la esfera cambiara su volumen (reducirá) pero mantendrá su forma. A este fenómeno se le describe con el módulo de deformación volumétrica (K) y está definido como (Fjaer, 2008):

$$K = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_{Vol}} = \lambda + \frac{2}{3}G \dots\dots\dots (2.4)$$

Donde: σ_p es el esfuerzo Hidrostático, ε_{Vol} es la deformación volumétrica y λ es el parámetro de Lamé

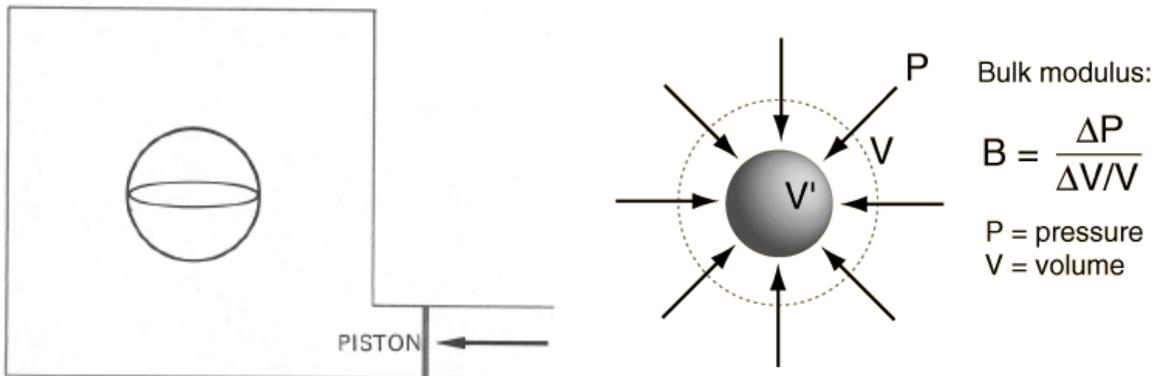


Figura 2.5- Modulo de deformación volumétrica

A partir de la ecuación anterior se concluye que K no es más que una relación entre la presión hidrostática y la deformación volumétrica, y el inverso de esta relación (1/K) es conocido como módulo de compresibilidad.

2.5 Índice de fracturabilidad (BI)

Conocido como “*Brittleness Index*” en la literatura anglosajona tiene distintas definiciones dependiendo de los métodos que se usen para calcularse. Una definición general puede ser la propuesta por Zhang, (2014): “Las rocas fracturables son aquellas que no pueden mantener deformaciones considerables por largos periodos de tiempo sin fracturarse, dando como resultado microfisuras abiertas”. Existen tres tipos de métodos principales para el cálculo de este parámetro:



- Pruebas estáticas de laboratorio
- Contenido mineral
- Parámetros elásticos

Para efectos del presente trabajo se tomará la definición propuesta por Rickman, 2008, quien propone que una roca fracturable es aquella que exhibe valores relativamente altos del Módulo de Young y valores bajos de la Relación de Poisson. Si se combinan ambos parámetros reflejan la habilidad de la roca para ser fracturada *i.e.* la Relación de Poisson representa que tan propensa es una roca a fallar bajo esfuerzos y el Módulo de Young la habilidad de la roca para mantener la fractura abierta una vez que se cesa la presión del fracturamiento hidráulico. A partir de estas aseveraciones Rickman propone el cálculo del BI de la siguiente manera:

$$YM_{BRIT} = \frac{E-1}{8-1} * 100 \dots\dots\dots 2.5$$

$$PR_{BRIT} = \frac{\nu-0.4}{0.15-0.4} * 100 \dots\dots\dots 2.6$$

$$BI = \frac{YM_{BRIT} + PR_{BRIT}}{2} \dots\dots\dots 2.7$$

Donde YM_{BRIT} y PR_{BRIT} son valores estandarizados del Módulo de Young (E) y de la Relación de Poisson (ν) para llevarlos a una misma escala.

2.6 Redes neuronales artificiales (RNA)

La fascinación por el comportamiento del sistema nervioso del ser humano, en específico del cerebro ha dado pie a la investigación del mismo y a la propuesta de distintas herramientas que intenten simular el funcionamiento de este. A finales del siglo XIX se logró entender un poco más la anatomía que presentaban las neuronas que conforman nuestro cerebro, además de la forma en que se encuentran interconectadas; pero fue hasta el siglo XX cuando se pensó en una manera de poder modelar a las redes neuronales (RN) para simular su funcionamiento.

El cerebro humano es el sistema de cálculo más complejo que conoce el hombre (Basogain, 2008), es un sistema complejo normal y paralelo que realiza muchas operaciones simultáneamente al contrario del ordenador que lo hace de una forma secuencial (Izaurieta et al., 2000), este es el motivo por el cual las redes neuronales artificiales (RNA) son inspiradas en el cerebro humano,

conformada por diferentes elementos, teniendo una forma parecida a las redes neuronales biológicas.

Desde el punto de vista biológico una neurona es una unidad fundamental del cerebro humano, y por lo tanto del sistema nervioso; cada una, es una unidad simple procesadora que recibe y combina señales desde y hacia otras neuronas (Basogain, 2008). El cerebro humano consiste en uno o varios billones de neuronas interconectadas entre sí, se cree que tenemos un número de 10^{10} de neuronas y de 10^{13} de interconexiones en nuestro cerebro (Izaurieta et al., 2000).

Las neuronas constan de distintas partes por las cuales se unen entre sí, estas son: el axón que representa la salida de datos, se ramifica y se conecta a dendritas que representan la entrada y las uniones de estas, se les conoce como sinapsis (Fig ,2.6).

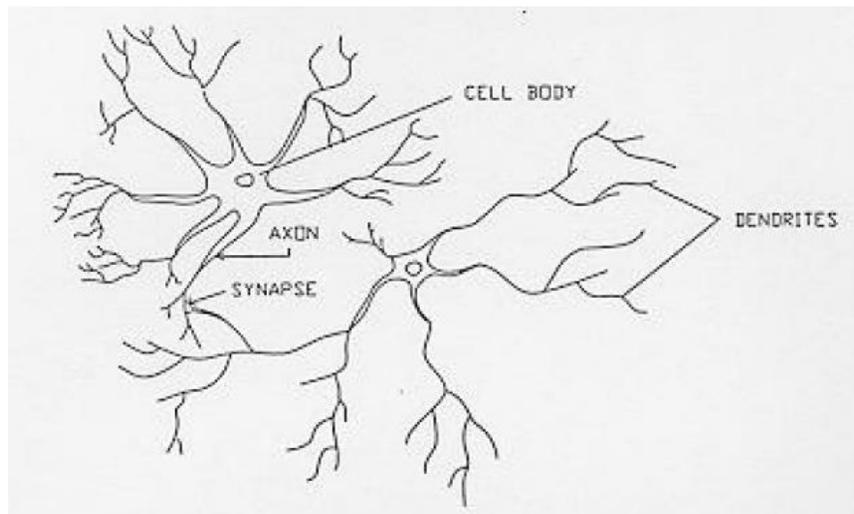


Figura 2.6- Partes de una neurona, (Tomado de Basogain, 2008).

El hombre gracias a las funciones cerebrales es capaz de distinguir distintas caras por medio de su memoria pero un ordenador no le resulta tan sencillo por la forma secuencial en la que trabajan (Basogain, 2008), otro ejemplo es que para una máquina es casi imposible determinar las emociones de una persona o diferenciarlas, pero para el hombre, en la mayoría de los casos es algo sencillo en la mayoría de los casos. Caso contrario con las operaciones matemáticas que resultan fáciles para una máquina ya que pueden realizar numerosas operaciones que a las personas les resulta más difícil.

Las RNA son aplicadas en muchas disciplinas y para muchas funciones como: Análisis y procesamiento de señales, control de procesos, robótica, diagnósticos médicos, reconocimiento de imágenes, filtrado de ruido, procesamiento del lenguaje, etc. En 1994 Ali J. K. propuso que las RNA podrían aplicarse en la industria petrolera, por su parte Pérez et al. en 2002, utilizó las redes neuronales para obtener



la curva SP de varios pozos petroleros por medio de la curva GR, este ejemplo es parecido a parte del desarrollo realizado en el presente trabajo del cual se hablará más adelante. Por ultimo Camargo et al. en 2008, propuso los modelos de neurodifusión para estimar la presión de fondo en un pozo petrolero.

Las redes neuronales artificiales son un sistema que trata de emular el comportamiento de las redes neuronales biológicas en lo relativo al aprendizaje y la capacidad de generalización (Camargo et al., 2008). Una RNA es una implementación de una sistema de procesamiento de datos que simula funciones elementales como lo hace la red nerviosa del cerebro humano, siendo capaz de identificar la información relevante sobre una gran cantidad de datos (Pérez et al., 2002).

Generalmente se hace un algoritmo en el mundo de la programación pero en las RNA no aplica ya que se basa en un ejemplo previo. En el desarrollo de una RNA no hay que programar ni el conocimiento ni las reglas del procesamiento, lo aprende por medio del ajuste de conexiones en las distintas capas y generan sus propias reglas (Basogain, 2008).

En una RNA existe un peso o fuerza sináptica que va a ser un valor numérico que pondrá las señales que se reciben por sus entradas. Este peso será un valor que determina la fuerza de conexión entre dos neuronas. Cuando se evalúa una neurona se debe calcular el conjunto de todas las fuerzas o valores (NET o X) que se reciben por sus entradas. Y a esto se le aplica una función de activación. (Gestal, 2013). Las RNA tienen las siguientes propiedades:

- Aprender: adquirir conocimiento por estudio ejercicio o experiencia, se ajusta al entorno.
- Generalizar: extender o ampliar los datos.
- Abstractar: aislar mentalmente o mantener por separado las cualidades de un objeto.

Al igual que el cerebro humano la RNA cuentan con neuronas artificiales las cuales se les conoce como elemento procesador o *Process Element* (PE), esta, está conceptualmente inspirada en la neurona biológica, se va considerar como un elemento formal o modulo o unidad básica de la red que recibe información de otros módulos o del entorno, la integra, la computa y emite solamente una salida que se va a transmitir en forma idéntica a múltiples neuronas posteriores. Cada RNA cuenta con un conjunto de estas y la suma básica de estos PE se pueden interconectar. Una RNA consiste en un conjunto de PE conectados de forma concreta, todos están acomodados a niveles o capas ocultas, su salida depende de la función de transferencia aplicada (Basogain, 2008).

Durante el modelado de neuronas no se pretende modelar exactamente la fisiología si no las características más relevantes, La neurona se activa si la entrada total supera un cierto umbral para esto es necesario aplicar una función de activación (Izarueta et al., 2000). La señal de salida de la



neurona es procesada por una función de activación que puede ser lineal, umbral o no lineal (Basogain, 2008).

2.6.1 Tipos de neuronas

Una neurona es lineal cuando su salida es linealmente dependiente de sus entradas, es decir, proporcional a las funciones de transferencia y de activación (Fig.2.7). Esto conlleva ciertos problemas como la falta de persistencia en las respuestas, de modo que cambios muy pequeños en las entradas pueden producir fluctuaciones bastante grandes en las respuestas, o la falta de adecuación simultánea pues es imposible que con neuronas lineales la respuesta de una neurona se adapte tanto a señales grandes como a pequeñas. (Gestal, 2013).

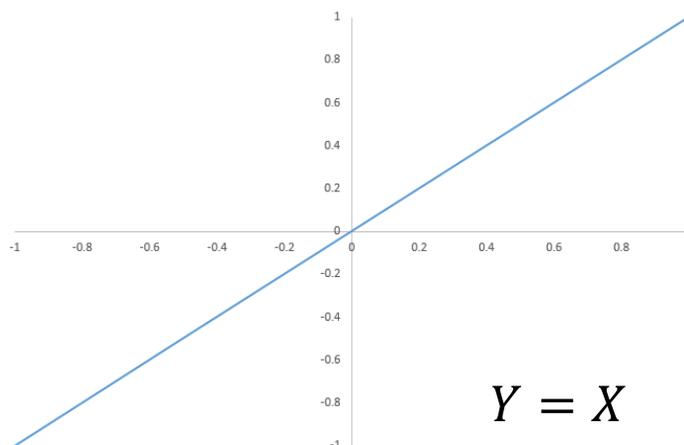


Figura 2.7- Función de transferencia lineal.

En las neuronas no lineales la función de activación (Fig.2.8) y la función de transferencia o ambas son funciones no lineales, dando lugar a que la respuesta de la neurona no sea función lineal de sus entradas. Este tipo de neuronas producirá respuestas acotadas, desapareciendo los problemas de fluctuación y la falta de adecuación a señales pequeñas y grandes (Gestal, 2013).

$$Y = \begin{cases} 1 & \text{si } x > 0 \\ -1 & \text{si } x < 0 \end{cases}$$

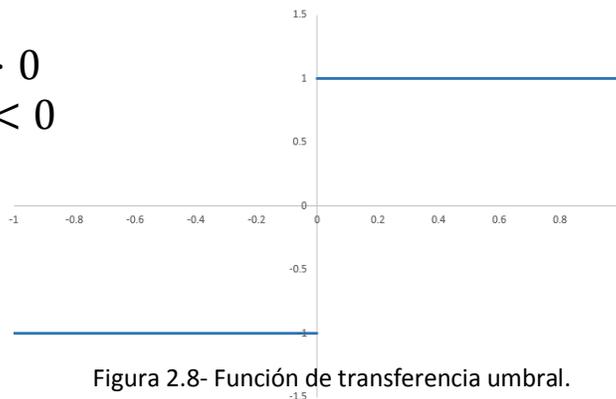


Figura 2.8- Función de transferencia umbral.



2.6.2 Función de transferencia

Para que en una RNA pueda combinar las entradas de la neurona con los pesos de dichas conexiones, se requiere una regla que combinen las entradas con un determinado estado de la neurona con el propósito de producir un estado de activación (Gutiérrez, 2005), esto quiere decir que el valor de la red se transforma mediante una función de activación no lineal. Las funciones más comunes son: Sigmoideal (Fig.2.9), hiperbólica tangente (Fig.2.10), gaussiana (Fig.2.11) e hiperbólica secante (Fig.2.12).

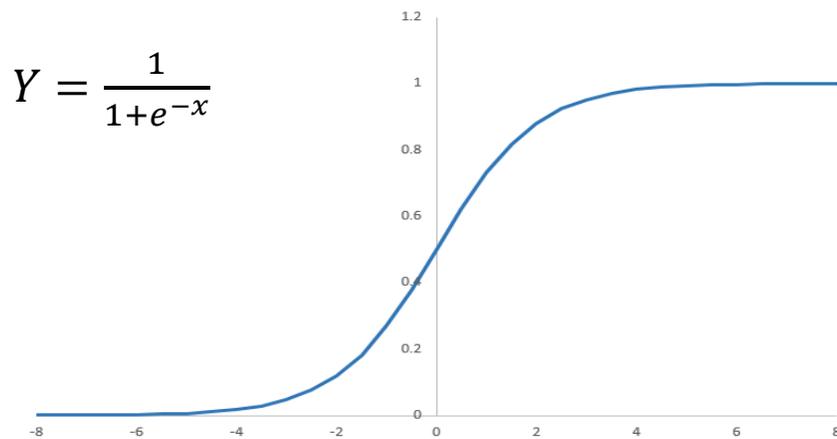


Figura 2.9- Función de transferencia sigmoide.

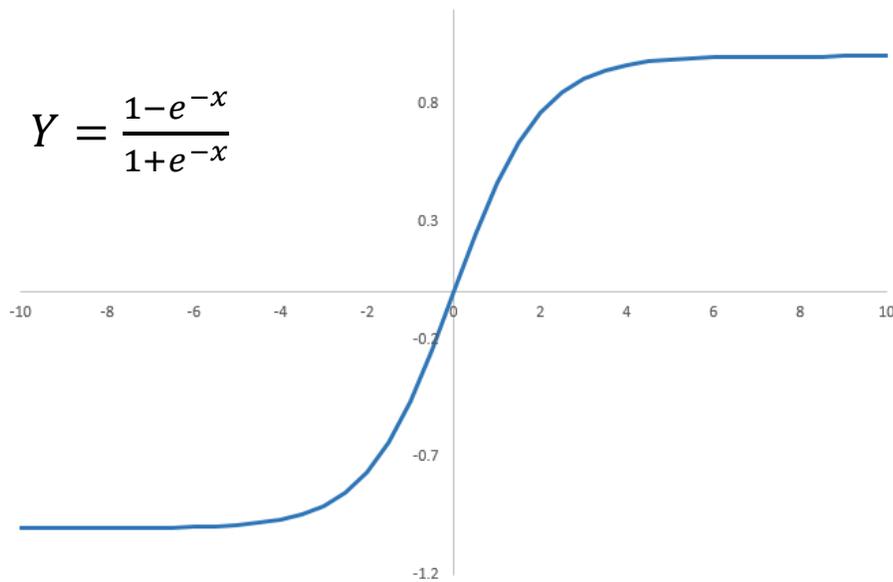


Figura 2.10- Función de transferencia hiperbólica tangente.

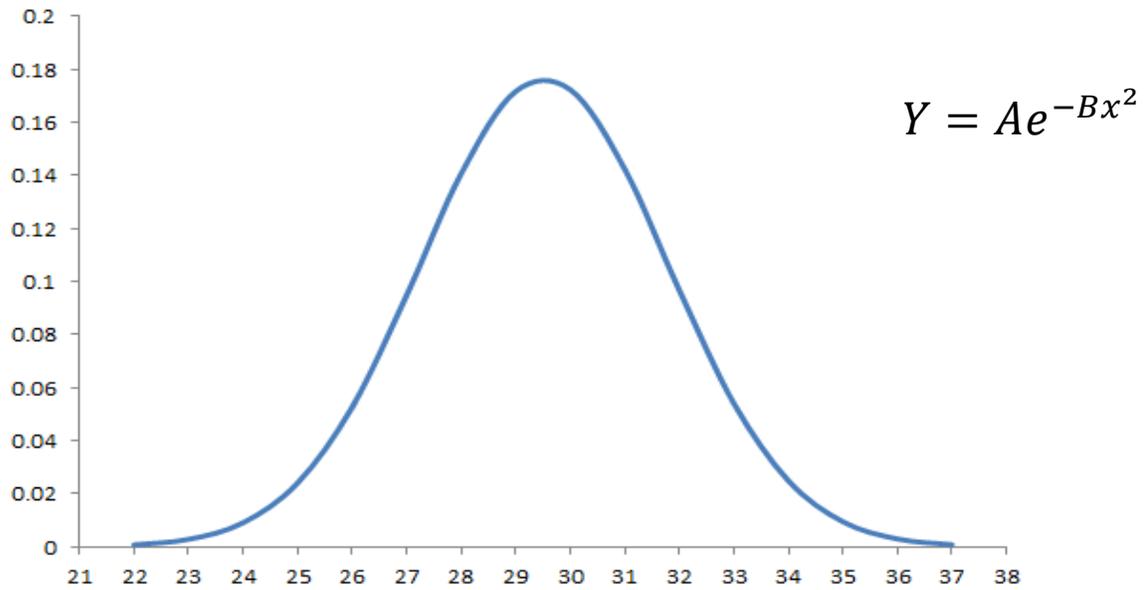


Figura 2.11- Función de transferencia gaussiana.

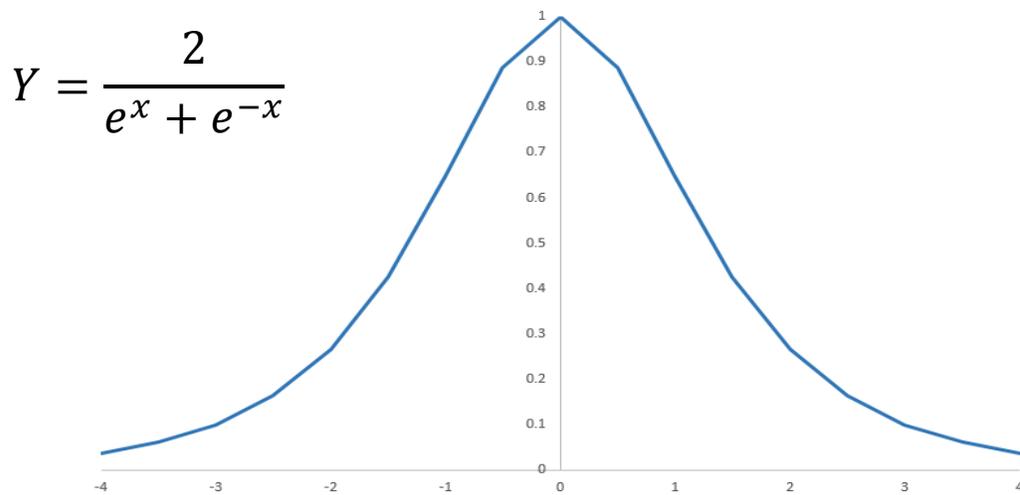


Figura 2.12- Función de transferencia hiperbólica secante.

Las funciones de activación se dividen en bipolares o antisimétricas y en binarias, el aprendizaje es la clave de la plasticidad de una RNA (Izarqueta, 2000). Todas las redes dependen del número de neuronas y cada una tiene una arquitectura especial (Camargo, 2008).

2.6.3 Arquitectura

Durante la fase de arquitectura también denominada de diseño de la topología (Fig.2.14), se determina el número de neuronas que tendrá la red, así como su disposición en capas y la conectividad entre ellas. Esta etapa es crítica, la topología de la red determina la capacidad de representatividad de la misma, y, por lo tanto, la cantidad de conocimiento que puede contener. La topología de la red debe adecuarse al problema a resolver. Esta etapa también alberga el determinar las funciones de activación y transferencia que se usaran (Gestal, 2013).

Las redes monocapa solo cuentan con una capa de neuronas (Fig.2.13), que intercambian señales con el exterior constituyendo a su vez a un tiempo la entrada y la salida del sistema. En las redes monocapa, se establecen conexiones laterales entre las neuronas, pudiendo existir, también conexiones autorrecurrentes. Este tipo de redes son usadas principalmente en tareas o procesos de autoasociación, entre las que destacan la regeneración de información de entrada, la cual se presenta distorsionada o bien completa (Gutiérrez, 2005).

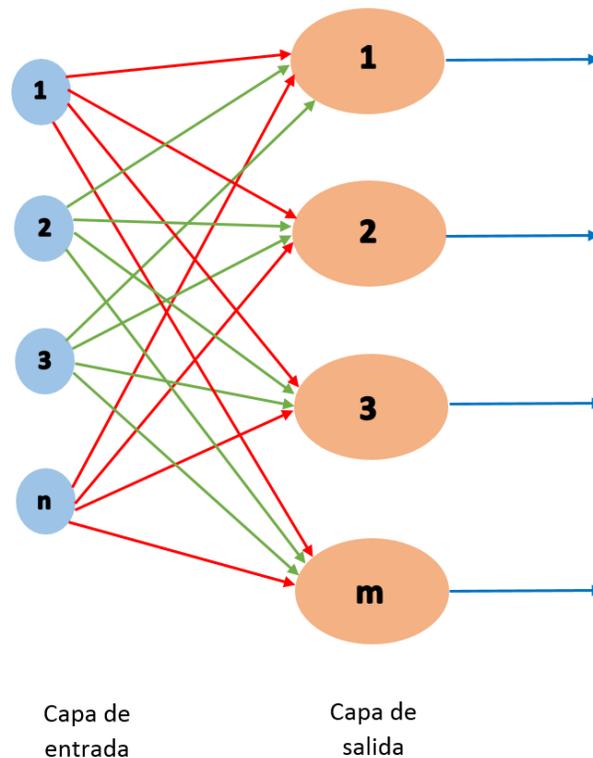


Figura 2.13- Red neuronal artificial tipo monocapa.

En una red multicapa de propagación hacia delante, puede haber una o más capas ocultas entre las capas de entrada y salida. El tamaño de las redes depende del número de capas y del número de neuronas ocultas por capa. El número de unidades ocultas está directamente relacionado con las capacidades de la red.

Las redes multicapa están formadas por un conjunto de neuronas jerarquizadas en distintos niveles o capas, por lo menos una capa de entrada y una de salida, así como una o varias capas intermedias (capas ocultas) (Fig.2.14), es decir, estas redes disponen de un grupo de neuronas agrupadas en varias capas (Gutiérrez, 2005).

Las redes multicapas se forman con un grupo de capas simples en cascada, se ha demostrado que son mejores (Basogain, 2008).

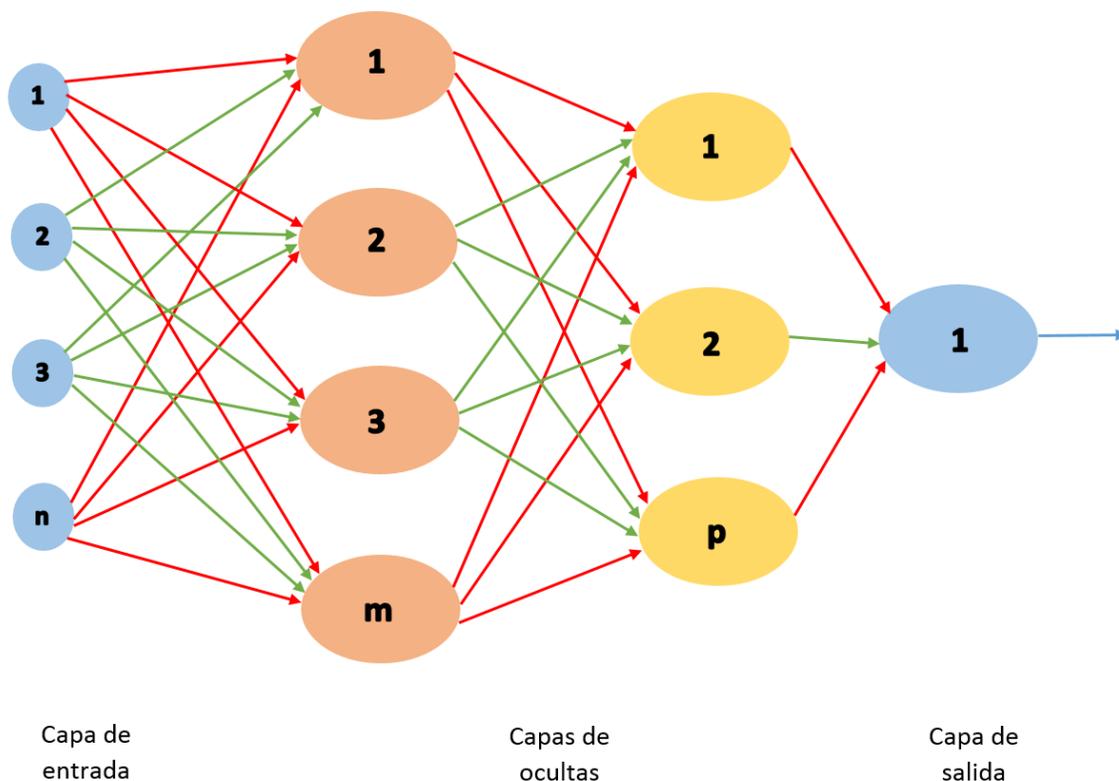


Figura 2.14- Arquitectura jerárquica de una red neuronal artificial.

2.6.4 Entrenamiento

Una vez diseñada la arquitectura de la red y las funciones que la regirán, se procede a entrenar a la red para que aprenda el comportamiento que debe tener; es decir, para que aprenda a dar la respuesta adecuada a la configuración de estímulos o patrones de entrada que se le presenten. Se diferencian dos fases: La primera es la de aprendizaje donde se entrena la red para que vaya modificando sus pesos sinápticos, adaptándolos paulatinamente para que la respuesta de la red sea la correcta. Después viene la fase de funcionamiento real o fase de ejecución, durante la cual la red ya es operativa y sus pesos sinápticos no volverán a ser modificados. (Gestal, 2013). Los pesos sinápticos se calculan de manera iterativa, de acuerdo a los valores de entrenamiento.

Aprendizaje supervisado

Este tipo de aprendizaje es el más popular en las redes, consiste en presentarle a la red repetitivamente patrones de estímulos de entrada pertenecientes a un juego de ensayo. Al realizar el entrenamiento la respuesta que da la red a cada patrón, se compara con la respuesta correcta ante dichos patrones y, en virtud de esa comparación, se reajustan los pesos sinápticos. El reajuste de los pesos sinápticos está orientado a que, ante el patrón de entrada, la red se acerque cada vez más a la respuesta correcta. (Gestal, 2013). El hecho de conocer la salida implica que el entrenamiento se beneficia de la supervisión de un maestro, todo esto se puede ver representado en el siguiente diagrama, donde W representa el peso sináptico (Fig.2.15).

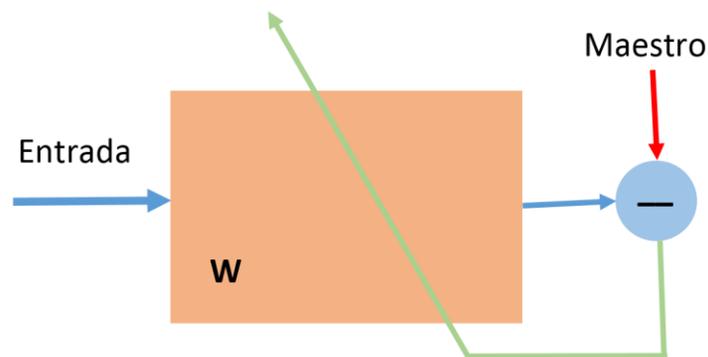


Figura 2.15- Diagrama de aprendizaje supervisado.

Aprendizaje no supervisado

En este tipo de aprendizaje, no se especifica a la red cual debe ser la respuesta correcta (Fig.2.16); es decir, no hay una comparación entre la respuesta de la red y la respuesta deseada. Además, en

este modelo de aprendizaje no existe ninguna influencia externa a la red, puesto que no se le informa de si un resultado fue correcto o no; tan solo se le suministran grandes cantidades de datos con los que la red pueda construir sus propias asociaciones. (Gestal, 2013). La red aprende a adaptarse basada en las experiencias recogidas de los patrones de entrenamiento anteriores.

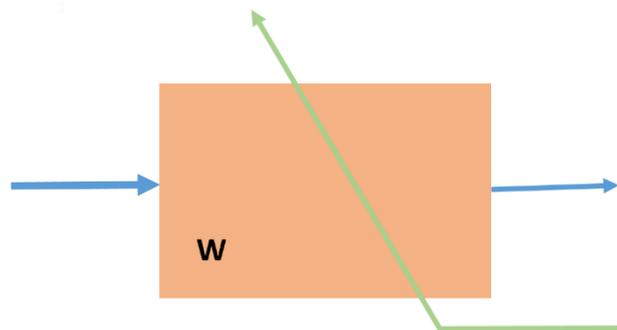


Figura 2.16- Diagrama de aprendizaje no supervisado.

2.6.5 Fase de validación o prueba

Después de la fase de entrenamiento viene la fase de ejecución, en la que se pedirá a la red que responda a estímulos diferentes a los presentados durante la fase de entrenamiento. Gracias a los ejemplos aprendidos del juego de ensayo, la red deberá ser capaz de generalizar y dar respuestas correctas ante patrones de estímulos nuevos. (Gestal, 2013).

Para evitar el problema del sobreajuste, es aconsejable utilizar un segundo grupo de datos diferentes a los de entrenamiento, el grupo de validación, que permita controlar el proceso de aprendizaje.

2.7 Tipos de redes

Diferentes autores han estudiado las RNA y han propuesto a lo largo de los años diferentes tipos de redes, dependiendo su función del uso que se les quiera dar, algunas de estas redes son *Self Organizing Map* (SOM) (Konohonen, 1988), Hopfield (Hopfield, 1982), *Bidirectional Associative Memory* (BAM) (Kosko, 1987), *Adaptive Resonance Theory* (ART) (Grossberg, 1976), sin embargo para fines prácticos del proyecto solamente se indagó en la red del tipo *Backpropagation* (Retropropagación) que se utilizó para crear las RNA.



Redes de *backpropagation*

Se considera una etapa de funcionamiento donde se presenta ante la red entrenada, un patrón de entrada y que se transmite a través de las sucesivas capas de neuronas hasta obtener una salida y, después, una etapa de entrenamiento o aprendizaje donde se modifican los pesos de la red de manera que coincida la salida deseada por el usuario con la salida obtenida por la red.

Las características principales de una red de *backpropagation* es la capacidad de tener capas ocultas superando de este modo las posibilidades restringidas de las redes unicapa, normalmente utiliza 3 o más capas que son la capa de entrada, oculta y la de salida. El algoritmo de entrenamiento que tienen estas redes es supervisado, se espera un valor a la salida y se compara para lograr un menor rango de error.

El método conocido como *backpropagation* basado en una generalización de la regla delta, aunque tiene sus limitaciones, ha incrementado considerablemente las posibles aplicaciones de redes neuronales. Su funcionamiento consiste en el aprendizaje de una serie de patrones donde se tienen pares, es decir cada entrada, corresponde al estímulo de la primera capa de neuronas (entrada), estímulo que se propaga por las capas superiores (ocultas) hasta generar una respuesta (salida), el resultado se compara contra lo esperado, calculandose el error para cada neurona que compone la salida, cuando llega a la salida final; estos errores se transmiten a las neuronas anteriores, partiendo hacia las salidas de las capas intermedias que contribuyen a la salida (Gutiérrez, 2005).

En la etapa de aprendizaje, el objetivo es reducir al mínimo el error entre la salida obtenida por la red y la salida deseada por el usuario ante la presentación de un conjunto de patrones denominado grupo de entrenamiento.

En las redes de *backpropagation* existen dos procesos para obtener resultados óptimos:

- Propagación hacia adelante- Las unidades de entrada toman el valor de entrada, se calculan con la función de activación, las demás capas se propagan hacia adelante y el valor de salida es enviado a todas las conexiones de salida
- Propagación hacia atrás- Fase de corrección, se hace la convergencia para llevar el valor de RMS (*root mean square*) error al mínimo y acercarlo a 0 (Basogain, 2008).

Marco Geológico

Capítulo 3





3.1 Geología regional

La columna estratigráfica de la Cuenca Tampico-Misnatla (CTM) se compone de rocas que van desde el Precámbrico hasta Neógeno, el basamento sobre el cual descansa toda la columna sedimentaria se compone principalmente de esquistos y gneises que afloran en las zonas adyacentes a la Sierra Madre Oriental (SMO) y en algunas áreas centrales de la cuenca (PEMEX, 2013).

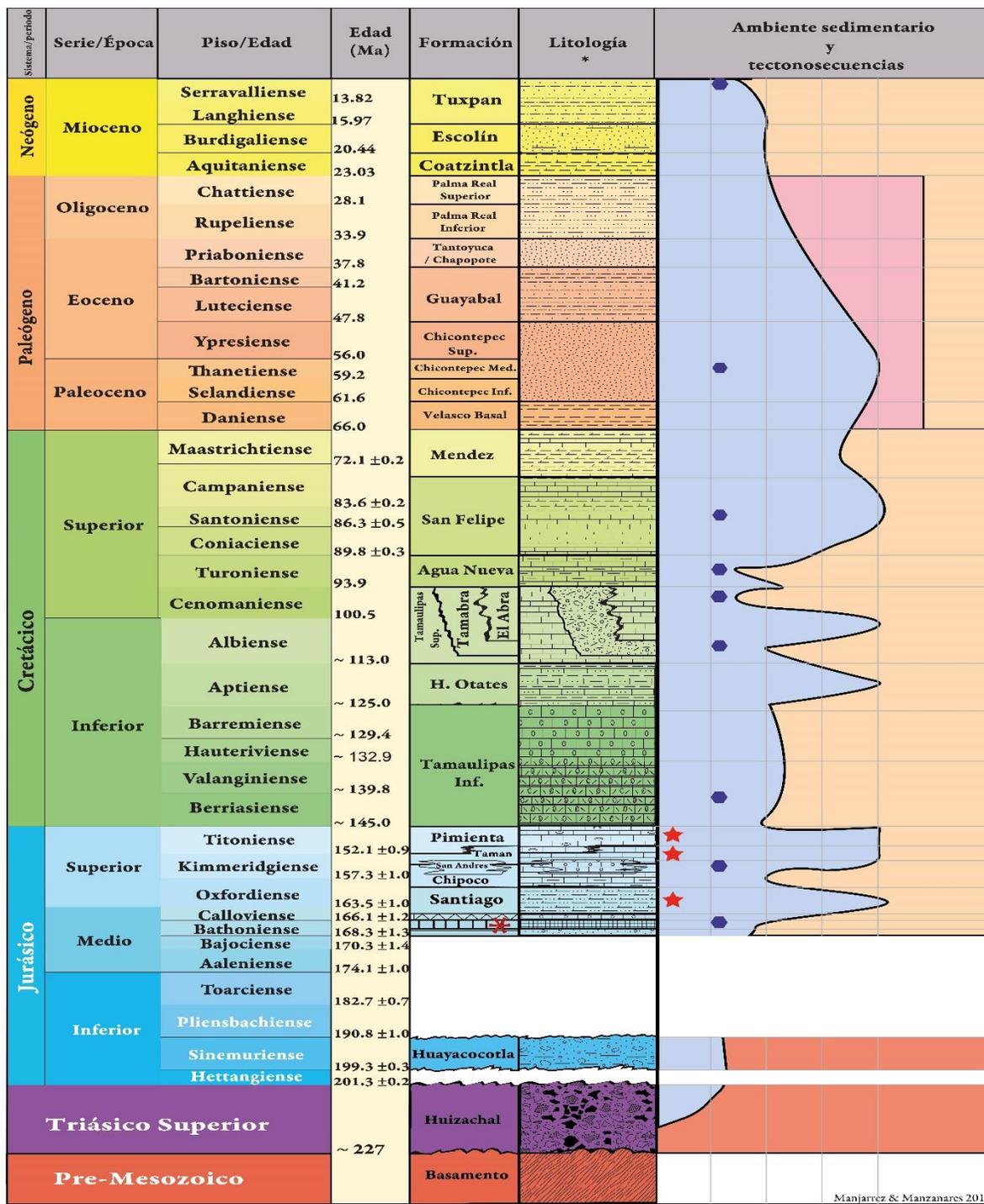
La litología del Triásico representa la etapa de apertura del Golfo de México, mientras que el Jurásico es la evidencia de las primeras etapas transgresivas que comenzaron el relleno de la mega cuenca del Golfo de México, con sus respectivos representantes dentro de la CTM y de posteriores lapsos de relativa calma, que como se verá más adelante son, de gran importancia petrolera debido a su potencial generador, que en gran medida se debe a los complejos ambientes de rampas carbonatadas que se formaron en este tiempo así como a las condiciones euxínicas de las mismas.

El Cretácico se caracteriza por la existencia de extensas plataformas carbonatadas, como la conocida plataforma de Tuxpan, cuya principal importancia económica radica en su poder de almacenamiento de hidrocarburos, también se tienen litologías típicas de rocas sedimentarias depositadas en ambientes de aguas profundas como cuenca y talud que quedan registradas en la columna estratigráfica como cambios laterales de facies. Para comienzos del Cretácico Tardío se reconocen condiciones de cuenca y para finales de este, se inicia un levantamiento regional al occidente del área de estudio conocido como Orogenia Laramide.

Para la era Cenozoica gracias al levantamiento regional generado en la parte Oeste de la CTM se dieron las condiciones adecuadas a fines del Cretácico para formar una cuenca tipo antepais, limitada al occidente justo en el frente de la SMO, que paulatinamente se fue rellenando con sedimentos terrígenos siliciclásticos depositados durante el paleógeno en aguas profundas con desarrollos de abanicos submarinos, y en el Neógeno por depósitos terrígenos de plataforma, caracterizados por sedimentos délticos y fluviodelticos que tenían su fin acuñándose contra los paleoaltos localizados en el límite oriental de la CTM, como es la Plataforma de Tuxpan. La secuencia sedimentaria cenozoica, concluye con depósitos fluviodelticos que representan los eventos geológicos más recientes en la cuenca de Tampico-Misantla.

3.1.1 Estratigrafía Regional

La figura 3.1 es una representación esquemática de la columna estratigráfica de la CTM en donde las edades absolutas en Ma” fueron tomadas de la Tabla cronoestratigráfica Internacional (2016) y en la columna correspondiente a “ambientes sedimentarios y tectonosecuencias” se hace una sobreposición de ambos aspectos ya que éstos están ligados íntimamente.



Manjarrez & Manzanares 2019

<ul style="list-style-type: none"> * [Litología] Tepexic [Litología] Huehuetepec [Litología] Cahuizas ★ Roca Generadora ● Roca Almacén 	<p>Simbología de Tectonosecuencias y ambientes sedimentarios</p> <ul style="list-style-type: none"> [Color] Syn-Rift [Color] Pasivo [Color] Hiato [Color] Foreland [Color] Curva de ambientes Sedimentarios 	<p>C o n t i n e n t a l</p> <p>P l a t a f o r m a</p> <p>T a l u d</p> <p>C u e n c a</p>
---	---	---

*Para consultar simbología de litologías revisar apéndice 1.

Figura 3.1- Columna estratigráfica de la cuenca Tampico Misantla



Basamento pre-Mesozoico

Esquistos Granjeno y Gneises

Descrita por Carrillo (1971), propone una litología de esquistos color gris y gneises color gris oscuro asignándoles una edad Precámbrica y un protolito compuesto por rocas sedimentarias clásticas para los esquistos, mientras que para los gneises propone una roca plutónica. Esta unidad se encuentra en aparente contacto por falla con sedimentos rojos de la Fm. Huizachal. Su localidad tipo de encuentra al Norte del Poblado de Miquihuana, Tamaulipas, en el Rincón de la Victoria

Triásico

Fm. Huizachal (Triásico Tardío)

Está relacionada a la etapa de rifting (PEMEX , 2013) del Golfo de México, fué descrita por Imlay en 1948 en del Valle de Huizachal, cerca de la Cabecera del Arroyo Juan Capitán, aproximadamente a 20 Km al S-SW de Ciudad Victoria, Tamaulipas, proponiendo una litología compuesta por lutita calcárea de color rojo, con limolita y arenisca de grano fino, siendo esta última la más representativa de la unidad; PEMEX (2013) considera a esta unidad representada por conglomerados y lechos rojos. Ambos autores concuerdan que su depósito se originó en un ambiente continental.

Jurásico Inferior

Fm. Huayacocotla (Sinemuriense)

Fue descrita por primera vez en 1948 por Imlay describiéndola como una lutita oscura con intercalaciones de arenisca y conglomerado con escasos lentes de caliza proponiendo una edad del Sinemuriense con base en su contenido fósil integrado por: *Vermiceras sp.*, *Arnioceras sp.* Y *Coroniceras (metophioceras) sp.*; posteriormente PEMEX (2013) propone una litología compuesta de areniscas, limolitas, lutitas y conglomerados definiendo un ambiente fluvial cercano a una costa de alta energía. Esta formación subyace discordante a la Fm. Cahuascal del Jurásico Medio y descansa en igual forma sobre la Fm. Huizachal del Triásico Tardío. La localidad tipo de esta formación se encuentra sobre el Cauce del Río Vinasco al Sur de la Población de Huayacocotla Ver.



Jurásico Medio

Fm. Cahuwasas (Bathonienne)

Carrillo (1965) la describe como . Rueda en 1972, con base en estudios palinológicos le asigna edad del Bathoniense-Calloviense. Esta formación fue depositada en abanicos aluviales depositadas en fosas (PEMEX, 2013), Carrillo (1965) menciona que esta formación descansa en discordancia angular sobre sedimentos de la Fm. Huayacocotla del Jurásico Inferior y subyace discordante a estratos arcillo-limolíticos del Jurásico Superior y su localidad tipo la asigna al rancho Cahuwasas, Hidalgo, sobre el río Amajac

Fm. Huehuetepec (Bathonienne)

Esta formación está dividida en dos miembros: el inferior compuesto por calizas oolíticas y bioclastos; y el superior conformado por mudstone, wackstone y evaporitas de edad Bathoniense (PEMEX, 2013). Aguilera (1972), propone un depósito de cuenca restringida. La Fm. Huehuetepec sobreyace concordante y transicional a la Fm. Cahuwasas del Jurásico Medio y subyace concordante y transicional a la Fm. Tepexic que es la cima del Jurásico Medio (Calloviense) (López, 1979).

Fm. Tepexic (Calloviense)

Fue descrita por Aguilera (1972) como grainstone y packstone arcilloso de edad Calloviense (PEMEX, 2013), con un ambiente de depósito de lagunar litoral a plataforma somera gradando verticalmente a la Fm. Santiago

Fm. Santiago (Oxfordiense Tardío)

Cantú en 1969 le asigna una litología de lutitas calcáreas de color gris oscuro con intercalaciones de caliza arcillosa y propone una edad Calloviense Medio-Oxfordiense Tardío, con base en los estudios paleontológicos de *Dichotomosphinctes* sp., y de *Campylolites* sp.; definiendo una localidad tipo en la Estacion Tamán, San Luis Potosí. Tiene un depósito de cuenca de aguas profundas y su contacto inferior es transicional con la Fm. Palo Blanco y su contacto superior es concordante con la Fm. Tamán (PEMEX, 2013)

Fm. Chipoco (Oxfordiano Tardío- Kimmeridgiense Tardío)

La Fm. Chipoco está compuesta por mudstone arcilloso, piritizado con intercalaciones y cuerpos lenticulares de grainstone que se interestratifica con lutita negra. (Aguilera, 1972), y de acuerdo a lo propuesto por Hermoso (1972) le asigna una edad del Oxfordiano Superior- Kimmeridgiense



Superior con base en la presencia de fósiles de amonites, clasificados como *Haploceras sp.* Y *Dichotemosphinctes sp.* Este mismo autor le asigna como localidad tipo los afloramientos que se encuentran aproximadamente a 1 Km al Oeste de rancho Chipoco, Hgo, en la inmediación del tajo de la compañía minera Autlan. Esta formación representa un ambiente de depósito de borde de plataforma-cuenca, o talud de plataforma y descansa concordante sobre la Fm. Tamán y subyace concordante a la Fm. Pimienta (Aguilera, 1972).

Fm. San Andrés (Kimmeridgiense Temprano)

Las características litológicas de la Fm. San Andrés corresponden a grainstone de oolíticas, litoclásticas, bioclásticas, y en partes con ocasionales bancos de boundstone de corales y algas, correspondientes a un ambiente marino de plataforma somera (Aguilera, 1972). Cantú (1969) le asignó una edad Kimmeridgiense Temprano mediante la presencia del fósil *Idoceras*. Lateralmente tiene cambios de facies hacia la Fm. Chipoco según lo propuesto de varios autores como: Aguilera (1972), Hernández (1996) y PEMEX (2013).

Fm. Tamán (Kimmeridgiense temprano – Titoniense temprano)

Aguilera en 1972 propone dos miembros para la Fm. Tamán: El primero (miembro inferior), consta de lutitas calcáreas negras, microlaminadas, e intercaladas con limolitas arcillosas y mudstone arcillo-piritizados con algunos horizontes que contienen nódulos calcáreos; el segundo miembro (superior calcáreo), está compuesto por mudstone arcilloso y lutitas calcáreas laminares con escasas intercalaciones de limolitas. Cantú (1969) determino a la Fm. Tamán una edad Kimeridgiense temprano – Titoniense temprano, mediante fósiles de amonites clasificados como: *Ataxioceras aff.*, *Subinvolutum* e *Idoceras sp.*, *Virgatosphinctes Mexicanus*, *Aulacomiaella Neogaeae* y *Mazapillites Tobosensis*. Las relaciones estratigráficas de la Fm. Tamán están definidas por cambios laterales de facies, se corresponde con las formaciones: San Andrés de ambientes de plataforma y Chipoco de ambiente de talud; sin embargo, al existir un pulso transgresivo mayor en la Fm. Tamán, ésta en algunas partes se encuentra cubriendo a las formaciones: San Andrés y Chipoco. El ambiente de depósito de esta formación se define como de rampa externa (PEMEX, 2013). La localidad tipo se encuentra en el pueblo de Tamán, San Luis Potosí, entre el Rio Moctezuma y la Carretera México – Laredo (Km 345- 350), y fue descrita por Heim (1926).

Fm. Pimienta (Titoniense)

Esta formación se compone por calizas carbonosas que cambian gradualmente a una secuencia de calizas de estratificación delgada con capas y lentes de pedernal negro, con abundante materia orgánica caracterizada por radiolarios calcificados y/o silicificados, estomiosféridos y saccocomidos



(PEMEX, 2013). Cantú (1969), asignó a la Fm. Pimienta una edad Titoniense de acuerdo al estudio paleontológico de los fósiles amonites: *Mazapelis Tobosensis* y *Durangites*. El contacto inferior es transicional y concordante con la Fm. Tamán y el contacto superior es transicional y concordante con la Fm. Tamaulipas Inferior del Cretácico Temprano (Aguilera, 1972), PEMEX en 2013 reporta un cambio de facies transicional hacia algunas porciones del borde continental de la Plataforma Tuxpan, a terrígenos costeros de la Fm. La Casita. Aguilera (1972) propone que la Fm. Pimienta se depositó en un ambiente de cuenca. La localidad tipo fue propuesta por Heim (1926), quien define como localidad tipo los afloramientos ubicados en el rancho Pimienta aproximadamente a 300 m al oeste de la carretera México –Laredo (km 337- 388).

Cretácico

Fm. Tamaulipas Inferior (Berriasiense-Aptiense Temprano)

Las rocas pertenecientes a la Fm. Tamaulipas Inferior están constituidas por calizas de grano fino de colores gris claro, gris crema y amarillo crema con nódulos de pedernal, con una edad del edad Berriasiense – Aptiense Temprano basándose en su contenido fosilífero de microfauna planctónica, clasificada como: *Tintinopsella carpathica*, *Nannoconus steinmani*, *Nannoconus bermudensi*, *Tintinopsella oblonga* y bioclastos de moluscos y equinodermos. En la parte central de la CTM y hacia su margen occidental, sobreyace y subyace concordantemente a las formaciones: Pimienta del Jurásico Superior y Otates del Cretácico Inferior (Aptiano), respectivamente. Hacia la margen oriental, en la Plataforma Tuxpan, por cambio de facies, está representada por la base de la Fm. El Abra. Y con un ambiente de depósito de cuenca con tirantes de agua mayores a 1500 m. de profundidad (Carrillo, 1961). La localidad tipo de la Fm. Tamaulipas Inferior se encuentra en los afloramientos de la Sierra de Tamaulipas situada al Este-sureste de Ciudad Victoria.

Fm. Horizonte otates (Aptiense Temprano- Aptiense Tardío)

Constituida por calizas arcillosas, lutitas carbonosas y margas (Armas, 2004) con una edad Aptiense Tardío (PEMEX, 2013). El Horizonte Otates se encuentra sobreyaciendo concordante la Fm. Tamaulipas Inferior, en el centro de la CTM y hacia su borde occidental, subyace concordante a la Fm Tamaulipas Superior. Hacia el borde oriental subyace a la Fm. El Abra y tiene un ambiente de cuenca aguas profundas de baja energía (Bello, 1978). Armas (2004), asignó como localidad tipo de la Fm. Horizonte Otates el Cañón de Otates localizado en la Sierra de Tamaulipas, México.



Fm. El Abra (Albiense – Cenomaniense)

Coogan (1972), la describe como una caliza micritica y oolítica en capas medianas y gruesas, interestratificadas con capas que contienen abundantes rudistas y miliolidos. Y Carrillo (1971) le asigna una edad de Albiense– Cenomaniense; cubre concordante por cambio de facies a sedimentos de aguas profundas, aparentemente a las capas superiores de la Fm. Tamaulipas Superior y subyace concordante a la Fm. Agua Nueva y subyace discordante a la parte media o superior de la Fm. Agua Nueva o a la Fm. San Felipe, desconociéndose a que rocas sobreyacen. Este autor propone un ambiente de depósito de plataforma somera dividido en tres facies: Prearrecifal, arrecifal y postarrecifal. La localidad tipo se encuentra en el cañón del Abra sobre la carretera Valles San Luis Potosí – Tampico Tamaulipas, aproximadamente a 10 km al Oriente de Ciudad Valles (Carrillo, 1971).

Fm. Tamabra (Albiense Temprano – Cenomaniense)

Es una Caliza microcristalina estratificada en capas delgadas a medianas con intercalaciones de estratos medianos y gruesos de clastos calcáreos de oolitas, intraclastos y bioclastes de sudistas; y en partes con nódulos de pedernal de edad Albiense Temprano – Cenomaniense, en base a contenido de microfósiles planctónicos de la caliza microcristalina. Esta formación cambia lateralmente a las facies de cuenca de la Fm. Tamaulipas Superior, descansando sobre la Fm. Horizonte Otates y subyace a la Fm. Agua Nueva (Coogan, 1972), PEMEX (2013), considera que la Fm. Tamabra representa un cambio lateral de facies entre las Fm. Tamaulipas Superior de cuenca y El Abra de plataforma. Los ambientes de depósito son: prearrecifales de facies de talud y de carácter turbidítico intercalados con sedimentos calcáreos microcristalinos de cuenca (Coogan, 1972).

Fm. Tamaulipas Superior (Albiense – Cenomaniense)

Coogan (1972), la describe como una litología de caliza microcristalinas con abundante microfauna planctónica, mientras que Carrillo (1961), le asigna una edad Albiense – Cenomaniense. La Fm. Tamaulipas Superior, cubre en secuencia normal a la Fm. Horizonte Otates y subyace concordante a la Fm. Agua Nueva (Carrillo, 1961). Esta formación se formó en un ambiente de cuenca (PEMEX; 2013). Fue descrita por primera vez por Muir (1936), quien considera los afloramientos expuestos en el cañón de la Borrega localizada en la Sierra de Tamaulipas como localidad tipo.

Fm. Agua Nueva (Turoniense)

La Fm. Agua Nueva se encuentra conformada por Calizas arcillo- carbonosas y lutitas calcáreas (PEMEX, 2013). Carrillo (1971), le asigna edad Turoniense a la Fm. Agua Nueva en base al contenido de microfósiles planctónicos clasificados como: *Rotalipora* sp. c *Rotalipora appernica*, *Calcisphaerula innominata*, *Globotruncana* sp., *Pithonella ovalis*. y propone para la Fm. Agua Nueva



un ambiente nerítico profundo a batial moderado con aporte de material terrígeno proveniente de una fuente de suministro cercana. En la región de Xilitla, San Luis Potosí, suprayace a la Fm. el Abra (Carrillo, 1971). En el área central de la CTM, sobreyace y subyace en secuencia normal y transicional a las Fm.: Tamaulipas Superior y San Felipe, respectivamente (PEMEX, 2013). Tiene su localidad tipo en el cañón de la Borrega ubicado cerca del rancho Agua Nueva, dentro de la Sierra de Tamaulipas.

Fm. San Felipe (Coniaciense – Campaniense)

La Fm. San Felipe está constituida por calizas gris claro verdoso y calizas arcillosas gris verdoso estratificadas en capas delgadas a medias. Son frecuentes los estratos bentoníticos de color verde y se le ha asignado una edad Coniaciense – Campaniense, mediante el contenido de microfauna planctónicas clasificado, como: *Globo truncana arca*, *Globo truncana sp.* *Globo truncana lapparenti lapparenti*, *Heterohelix sp.*, *Calciesphaerula innominata* (Carrillo, 1971). Sobreyace y subyace concordante a las Fm. Agua Nueva y Méndez respectivamente (Armas, 2004). Son sedimentos de cuenca depositados en zonas profundas a batiales moderadas y tienen su localidad tipo en el rancho San Felipe, San Luis Potosí (Carrillo, 1971).

Fm. Méndez (Campaniense – Mastrichtiense)

Las características litológicas de la Fm. Méndez corresponden a lutitas y margas de color gris claros y gris verdoso que intemperizan a color amarillo ocre (Armas, 2004). Carrillo (1971) le asigna una edad Campaniense – Mastrichtiense, mediante la microfauna planctónica que contiene: *Globo truncana conica*, *Globo truncana contusa*, *Globo truncana sp.*, *Globo truncana ventricosa*, *Gumbelina globosa*, *Planulina dayi*, *Steinsiona pomerana*, *Clavulinoides trilaterata*. Armas (2004), propone que estos sedimentos fueron depositados en ambientes de mares abiertos de profundidades considerables; la Fm. Méndez sobreyace transicional y concordante a la Fm. San Felipe y subyace ligeramente discordante a la Fm. Velasco de constitución arcillosa con brechas calcáreas de rocas cretácicas (Carrillo, 1971). Las Fm. Agua Nueva y Méndez, son depósitos sinorogénicos derivados de las primeras pulsaciones de la Orogenia Laramide, cuya culminación se desarrolló durante el Eoceno Medio-Tardío. La localidad tipo se encuentra a 300 m al Oriente de la Estación Méndez Veracruz, sobre el Ferrocarril Tampico – San Luis Potosí.

Cenozoico

Fm. Velasco (Paleoceno)

Esta formación consiste de depósitos de margas color gris, gris verde, rojizo y café con intercalaciones de capas delgadas de bentonita y areniscas, todo esto depositado en un ambiente de cuenca desde el Daniense hasta el Selandiense (Hernández, 2000).



Fm. Chicontepec (Paleoceno- Eoceno)

Areniscas de color gris, estratificadas en capas delgadas a medianas, con intercalaciones de capas delgadas de margas arenosas de color gris oscuro, depositados desde el Selandiense hasta el Ypresiense. Estos sedimentos son consecuencia de la erosión de altos topográficos localizados al Oeste de la Cuenca de Tampico-Misantla, rellenándola de Oeste a Este, hasta acuñarse contra el paleoelemento de la Plataforma de Tuxpan, que se mantenía en ese tiempo bajo el nivel del mar (PEMEX, 2013). Todos estos sedimentos representan una tectonosecuencia de antifosa conocida como cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2004), cuyos depósitos terrígenos, fueron transportados por conducto de cañones y canales submarinos, originando en su depocentro numerosos abanicos submarinos.

Fm. Guayabal (Eoceno)

Lutitas calcáreo arenosas de color gris verdoso, con intercalaciones de capas medianas a gruesas de areniscas color café verdoso correspondientes a un ambiente de batial a nerítico (Alzaga, 2009), depositadas desde el Luteciense hasta el Bartonense.

Fm. Tantoyuca (Eoceno- Oligoceno)

Los depósitos generados en este tiempo, son conglomerados poligenéticos y areniscas gruesas que cambia lateralmente a la Fm. Chapopote, depositada en el Eoceno Tardío (PEMEX, 2013).

Fm. Palma Real (Oligoceno)

Depósito de terrígenos y clásticos gruesos en aguas someras de la porción occidental cuenca, de sedimentación proximal a distal, continuo desarrollándose en conjunto, con episodios alternantes de transgresión y regresión (Peña, 2010), depositándose desde el Rupeliense hasta el Chattiense.

Fm. Coatzintla (Mioceno)

Sucesión granocreciente de areniscas, limolita y lutitas generados por ciclos de transgresión y regresión que continúan, depositada en aguas someras durante el Aquitaniense (Alzaga, 2009), sobreyace concordante a la Fm. Palma Real Superior.

Fm. Escolín (Mioceno)

Compuesta por areniscas limolíticas de grano medio y areniscas calcáreas esta sedimentación corresponde a un ambiente de aguas someras, depositada en el Burdigaliense.



Fm. Tuxpan (Mioceno)

Limolita arcillosa gris intercaladas con capas de areniscas gruesas de 5 a 10 cm de espesor con estratificación cruzada (Alzaga, 2009), depositadas desde el Langhiense hasta el Serravalliense, esta formación descansa gradualmente por encima de la Fm. Escolín.

3.1.2 Evolución Tectónica

La evolución tectónica del Golfo de México es indispensable para la creación comprender la génesis de la CTM, numerosos autores han realizado investigaciones sobre su origen, para el área de estudio se describen de manera breve los siguientes eventos tectónicos-sedimentarios siendo los siguientes:

- a) Etapa de rifting o etapa extensiva
- b) Etapa de margen pasivo
- c) Orogenia Laramide o etapa compresiva
- d) Margen pasivo

Rifting (Etapa extensiva)

Durante el Triásico Tardío ocurre la distensión de la Pangea la cual marca el inicio de la primera etapa de la evolución tectónica-sedimentaria del Golfo de México, que genera el desarrollo de fosas tectónicas (PEMEX, 2013), rellenas en un principio por depósitos sedimentarios continentales (lechos rojos) derivados de la erosión de los pilares que las limitaban (Fig.3.2). Varios autores sobre el origen del Golfo de México (entre ellos Salvador, 1987), concuerdan que el depósito de lechos rojos en la fosa de la CTM, culminó al inicio del Jurásico Temprano. En esta etapa se produce el movimiento del bloque de Yucatán, así mismo, un movimiento tipo dextral del bloque de Tamaulipas- Chiapas (Goldhammer, 2001); ambos movimientos tectónicos se produjeron sin originar rompimiento de corteza continental (Drift). Este movimiento de bloques provocó la retirada de los mares (PEMEX, 2013).

Para el tiempo Sinemuriense - Pliensbachiense continúa el relleno progresivo de las fosas, mientras el Golfo de México continúa desarrollándose sin haber sido invadido por aguas marinas hasta el Precalloviense tiempo en el que el Océano Pacífico ingresa al continente haciendo contacto con el área Centro-oriental de México, y cubriendo la región de Huayacocotla (Salvador, 1987).

Durante el Calloviense el Océano Pacífico se une con el Golfo de México, depositándose en las zonas someras del piso marino, potentes espesores de sedimentos evaporíticos caracterizados por sal y anhidrita. A fines de este tiempo se inicia una subsidencia del sistema fosa (Salvador, 1987).

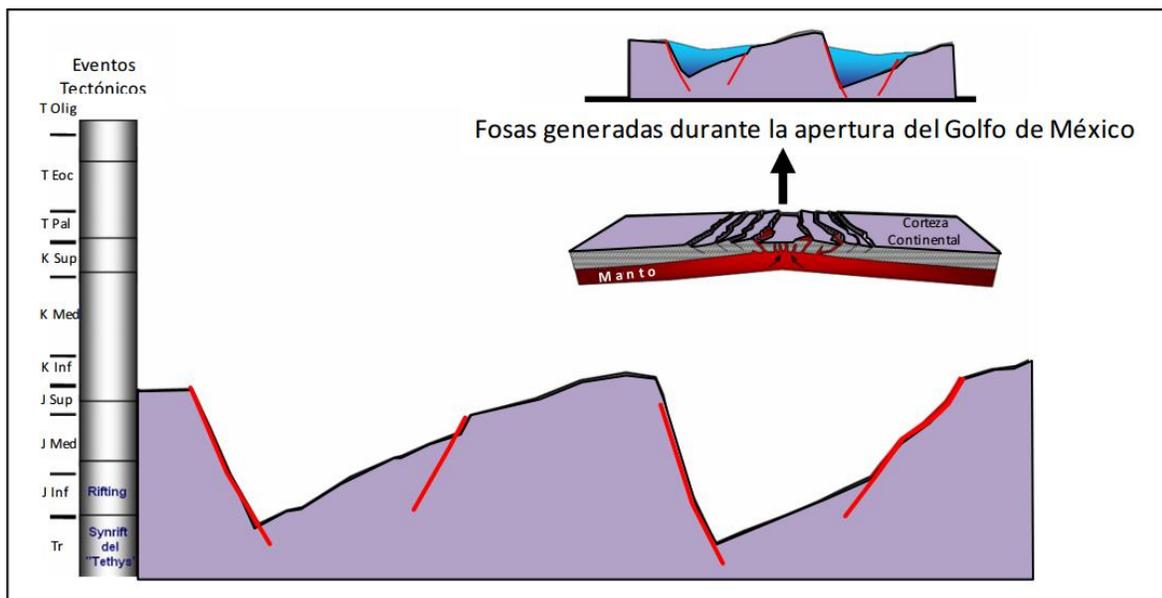


Figura 3.2- Etapa extensiva de la Cuenca Tampico-Misantla, no a escala (PEMEX, 2013)

El Jurásico Tardío en la evolución tectónica del Golfo de México es reconocido como el inicio de la etapa de margen pasivo que continua presente durante toda la evolución tectónica del área de estudio hasta nuestros días, iniciándose el desarrollo del Golfo de México (PEMEX, 2013).

Durante el Oxfordiense se inicia la profundización del piso marino de la Cuenca de Tampico-Misantla y por consiguiente del Golfo de México a causa de una invasión progresiva del mar, de Oriente a Occidente, cubriendo los potentes paquetes evaporíticos depositados en el Calloviense, por un cuerpo profundo de agua (Salvador, 1987).

Drifting

Goldhammer en 2001, coincide con la idea de que la expansión del piso marino en el Oxfordiense Temprano es debida a que el Bloque de Yucatán migra hacia el Sur del Arco de Tamaulipas, comenzando la etapa Drift, generando una subsidencia que durante el Jurásico Tardío-Cretácico Tardío Basal, la Cuenca de Tampico-Misantla recibiera potentes espesores de sedimentos arcillo-carbonatados (Jurásico Tardío) y carbonatadas (Cretácico Temprano-Cretácico Tardío Basal) (Fig. 3.3).

La expansión fue originada por la separación continental de Texas, el Golfo de México y Yucatán que cesó durante el Neocomiano Temprano continua la invasión marina, y la conexión entre el Golfo de México y el Océano Pacífico, y el evento que se caracteriza por el establecimiento de la Plataforma de Yucatán. Y en el Kimeridgiano Tardío las evaporitas del Calloviense son cubiertas por clásticos, continuando la conexión entre el Océano Pacífico y el Golfo de México, este último empieza a

conectarse con el Océano Atlántico. Por último en el Titiense se produce una cuña gruesa de terrígenos clásticos (Salvador ,1987). Del Titiense al Berriasiense la sedimentación primaria refleja una reducción de la influencia de los altos de basamento existentes (Fig.3.3), con la excepción del Bloque e Coahuila. En este tiempo en el Arco de Tamaulipas y la Isla de Burro-Salado, fueron subsididos. (Goldhammer, 2001).

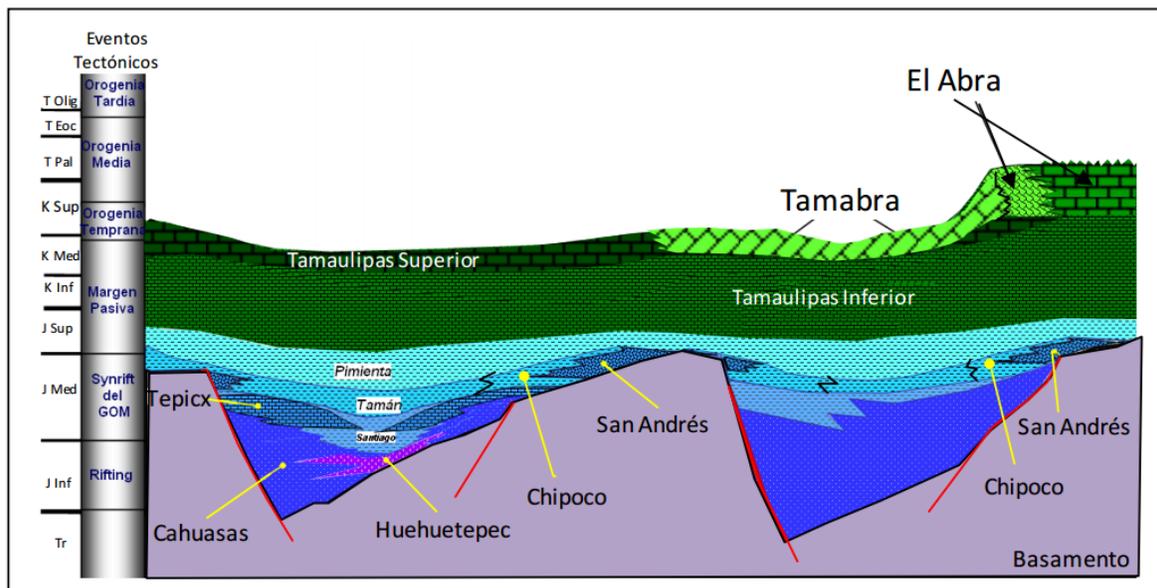


Figura 3.3- Primera etapa de margen pasivo en la Cuenca Tampico-Misantla, no a escala (PEMEX, 2013)

Foreland

La deformación de las rocas sedimentarias marinas del Jurásico y Cretácico por procesos compresivos fueron originados por la placa de Farallón y Norte Americana convergiendo en un ángulo bajo (De Anda, 2013) que produjo la Orogenia Laramide (Fig.3.4), etapa compresiva y de deformación, que generó los elementos estructurales (Pliegues de diferentes formas, fallas inversas y cabalgaduras) presentes en la Sierra Madre Oriental y en el subsuelo de la CTM (Fig.3.4).

En el Cretácico existen movimientos horizontales de las placas asociados con la apertura del Golfo de México (Goldhammer ,2001). A fines del Cretácico Tardío la sedimentación carbonatada termina debido a los efectos de la Orogenia Laramide propician que el aporte sedimentario cambie de un régimen marino a ser primordialmente terrígeno gracias al levantamiento de la parte Oeste de la CTM que dio origen a la Sierra Madre Oriental (Fig.3.4). Existen rocas mesozoicas en la parte occidental de la CTM plegadas y cabalgadas que se desbordaron hacia el Oriente del cinturón

plegado y afallado de la sierra, cuya carga tectónica provocó una subsidencia por flexura de la corteza y dio origen a la cuenca de antepaís conocida como Antefosa de Chicontepec (PEMEX, 2013).

Las rocas cenozoicas más antiguas y deformadas tectónicamente están en las estribaciones de la Sierra Madre Oriental, cambian gradualmente a secuencias más jóvenes y menos deformadas, que explican la presencia de los pliegues suaves y abiertos en la región Norte del área de estudio. (De Anda Romero, 2013).

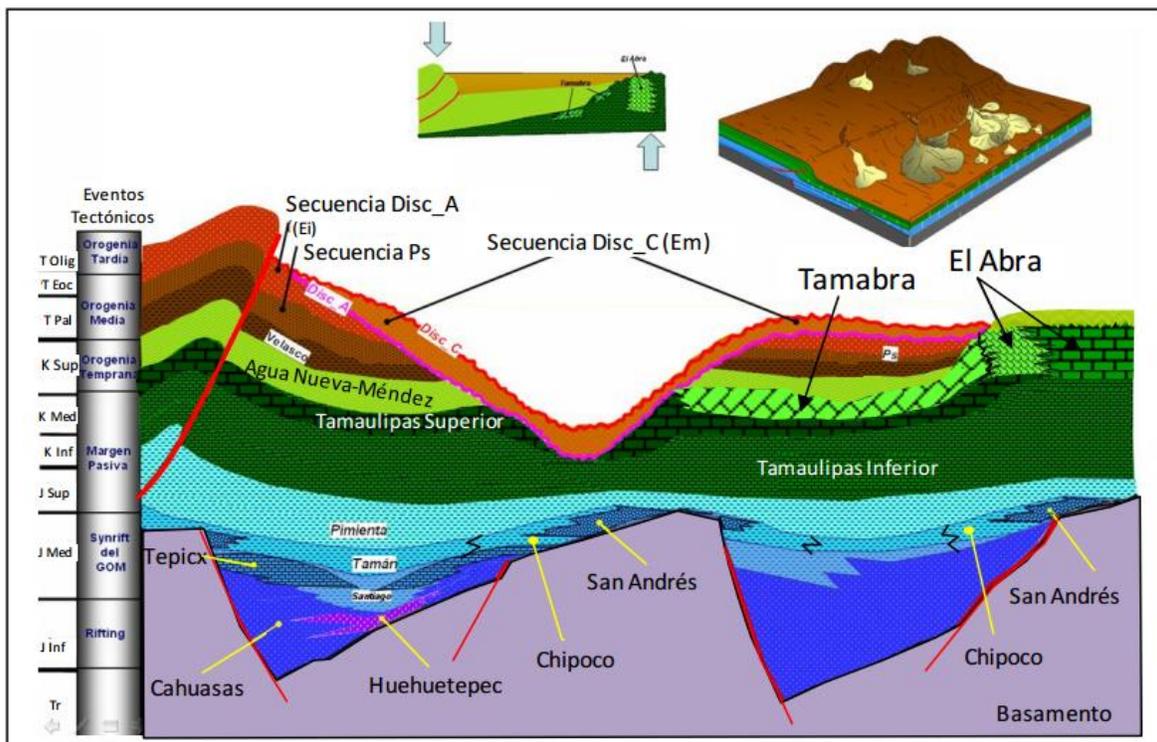


Figura 3.4- Etapa de deformación en la Cuenca Tampico-Misantla, no a escala (PEMEX, 2013)

La etapa final de la evolución tectónica del Golfo de México inicia con la colmatación de la Antefosa de Chicontepec, que a causa de la carga sedimentaria depositada en el Terciario, provoca la subsidencia y basculamiento de Occidente a Oriente de la CTM hasta el Golfo de México (Fig.3.5, Pemex,2013).

Es importante recalcar que la margen pasiva establecida durante el Jurásico Tardío continuó durante toda la evolución tectónica del área de estudio pasando por las etapas de drift y foreland continuando presente en la actualidad.

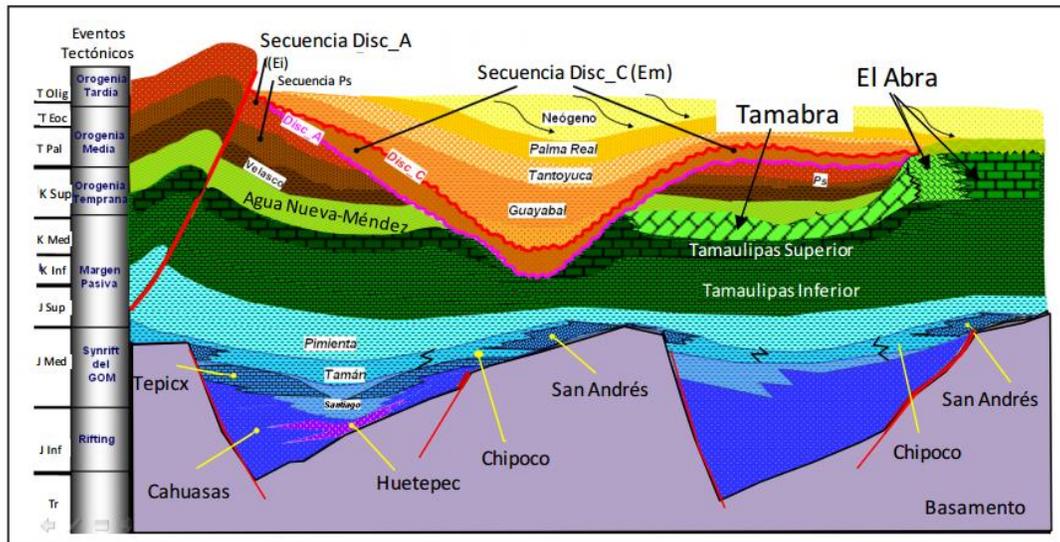


Figura 3.5- Segunda etapa de margen pasivo en la Cuenca Tampico-Misantla, no a escala (PEMEX, 2013)

3.1.3 Elementos Estructurales

La Cuenca Tampico-Misantla presenta en su extensión distintos elementos estructurales (Fig.3.6) descritos por PEMEX (2013): el Homoclinal San José de las Rusias, el Alto de Tamaulipas, el Cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental, el Alto de Arenque, la Sierra de Tantima,, el Alto de Hayas, Paleocanal de Chicontepec, Plataforma de Tuxpan y Paleocañón Bejuco-La Laja. Para el área de estudio se consideran los elementos que tienen mayor relevancia son:

Paleocanal de Chicontepec

Se encuentra en la porción centro-Sur-central de la CTM, limita al norte con el Paleocañón Bejuco La Laja, al Sur con el Alto Plan de Hayas, y al Este con la Plataforma de Tuxpan, estratigráficamente forma una discordancia entre sedimentos del Cretácico Temprano y del Paleoceno, lo que genera la ausencia de sedimentos del Cretácico y en algunos lugares desde el Titoniense en el registro estratigráfico. Presenta una columna estratigráfica compuesta por sedimentos terrígenos siliciclásticos de carácter turbidítico en el Paleogeno con desarrollo de abánicos submarinos; y de carácter fluviodeltaico y deltaico en el Neogeno en ambiente nerítico somero a nerítico profundo, que actualmente los sedimentos más antiguos de este sistema se acuñan contra la porción occidental de la plataforma de Tuxpan, y los más jóvenes (Mioceno Tardío-Plioceno) la cubren.

Plataforma de Tuxpan

La plataforma de Tuxpan, se encuentra en la porción centro oriental de la CTM (Fig.3.6), es una estructura sedimentaria arrecifal (Atolón) con geometría de un elipsoide que se depositó por encima de un alto de basamento, lo que origino que los sedimentos Terciarios depositados encima de la plataforma se presenten en estratificaciones delgadas. Se encuentra delimitada al Norte por

Tamiahua y al Sur por la Barra de Tecolutla (López, 1979). Comprende prácticamente una secuencia sedimentaria de todo el Mesozoico y de acuerdo con PEMEX 2012 se desarrolló sobre un alto de basamento, actualmente esta plataforma de constitución carbonatada se encuentra sepultado por sedimentos clásticos y terrígenos siliciclásticos del Terciario.

Paleocañón Bejuco-La Laja

Considerado como un paleocañón está delimitado al Norte por el Alto de Tamaulipas y al Sur por la Faja de Oro (Fig.3.6). Cubre una superficie aproximada de 4300 km^2 y la columna estratigráfica que comprende desde el Jurásico Tardío al Paleoceno, se encuentra trunca por una fuerte erosión marina ocurrida en el Eoceno Temprano-Medio que dió origen al cañón y que posteriormente en el Eoceno Tardío-Oligoceno, fue rellenado por sedimentos clásticos conglomeráticos y arcilloarenosos turbidíticos, con alto contenido de microfauna planctónica de ambiente batial (Carrillo, 1980). Los clásticos conglomeráticos son de rocas calcáreas del Jurásico Tardío y Cretácico, y los sedimentos arcillo-arenosos de rocas del Paleoceno que se depositaron discordantes al perfil de las paredes del cañón (PEMEX, 2012).

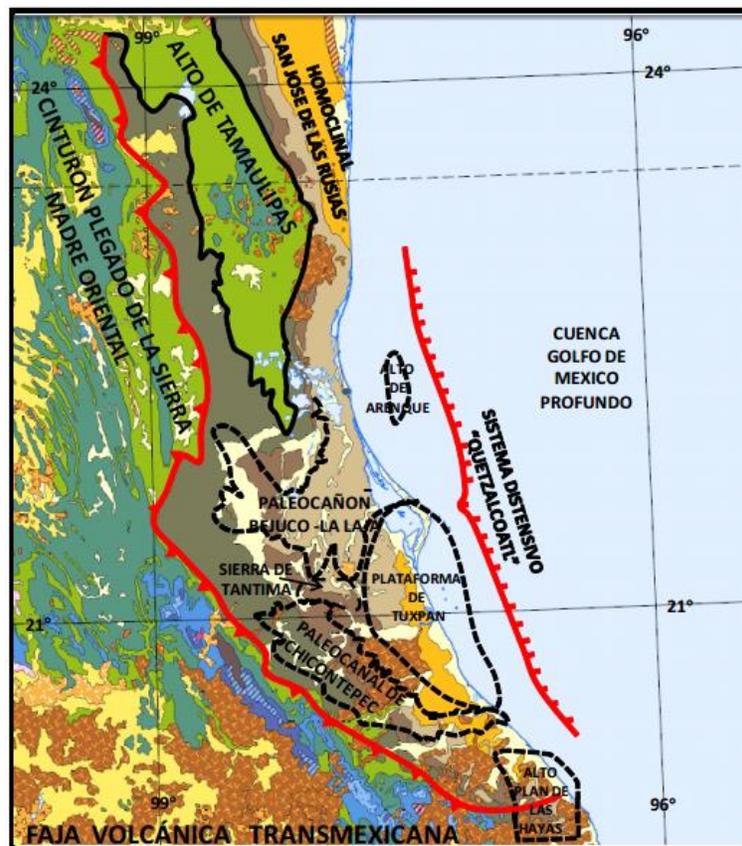


Figura 3.6- Ubicación de elementos estructurales de la Cuenca Tampico-Misantla, no a escala (PEMEX, 2013)



3.2 Formación Pimienta y sus relaciones estratigráficas

En el área de estudio de la presente tesis, de acuerdo con los datos de pozos publicados por Morelos (1996), la Fm. Pimienta depositada en la porción centro oriental de la CTM, estratigráficamente se encuentra sobreyaciendo a la Fm. San Andrés del Kimmeridgiense; relación estratigráfica que se manifiesta en los pozos Hallazgo 36, 41,49 y San Andrés 27. La Fm. San Andrés, hacia la porción noroccidental del área en los pozos: Axoxotla-1a y Caballo-1, por cambio de facies, está representada por la Fm. Tamán de carácter arcillo-calcáreo, encontrándose cubierta por la Fm. Pimienta, situación que según Vélez (1996) también ocurre en los pozos: Sabaneta -2a y Tenexcate-1; el mismo autor menciona que en el Pozo Relicario-1, la relación estratigráfica cambia, apareciendo la Fm. San Andrés por debajo de la Fm. Pimienta.

Por otra parte, Pemex (2012) propone que la Fm. Chipoco de facies turbidíticas, también de edad Kimeridgiense y que se encuentra hacia los bordes de la CTM, constituye las facies de talud entre las formaciones: San Andrés de plataforma carbonatada y Tamán de aguas profundas.

Lo anterior revela que en la CTM, durante el Kimeridgiense se depositaron tres tipos de rocas sedimentarias diferentes que constituyen las formaciones: San Andrés de facies carbonatadas de plataforma, Chipoco de facies clásticas turbidítica y Tamán de facies arcillo-calcáreas de aguas profundas; mismas que subyacen concordantes a la Fm. Pimienta, que a la vez, subyace concordante a la Fm. Tamaulipas Inferior del Cretácico Temprano.

Por la complejidad de los contactos estratigráficos entre el Kimmeridgiense y el Tithoniense se describen los ambientes de depósito para las formaciones: Tamán, Chipoco y San Andrés.

Fm. Tamán

Como menciona Cantú (1969) en el capítulo de Estratigrafía regional describe a la Fm. Tamán, dividiéndola en tres unidades bioestratigráfica: La primera es la unidad de amonitas de la Familia *Ataxioceras* identificando las especies: *Ataxioceras (Ataxioceras) aff. Subinvolutum (Siemiradski)*, *Ataxioceras (Ataxioceras) aff. Quenther (Oppel)*, *Ataxioceras (Parataxioceras) aff. Nudocrassatum Geyer* y fragmentos de *Taramelliceras (Methaploceras) sp.*, *Rasenidos* como *Rasenia aff. (Rasenoides)*, *Striolaris (Reinecki)*.

La Familia de las amonitas *Atioxeras*, representa la base del Kimmeridgiense, que subyace a la unidad de amonitas *Idoceras* representada por el género único *Idocera sp.* y encontrándose cubierta por la unidad superior caracterizada por la presencia de fósiles lamelibranquios de la Familia *Aulacomyella*, género *Lamelibranchi Aulacomyella sp.*



Por otra parte Aguilera (1972) divide a la Fm. Tamán en dos miembros basados en su litología: El miembro inferior de carácter arcilloso, constituye una secuencia sedimentaria euxínica típica, de depósitos característicos de aguas estancadas y de ambiente reductor, con escasa circulación y alto contenido de materia orgánica coloidal en suspensión (microfauna planctónica), con predominio de sedimentación fina no clástica, salinidad normal, fondos profundos euxínicos y baja energía. El miembro superior de constitución calcárea, se distingue por presentar una estratificación uniforme con predominio de carbonato de calcio en sus capas, cuyos sedimentos se depositaron en un ambiente de aguas profundas y tranquilas con una temperatura y salinidad normal.

De acuerdo con las descripciones de Cantú (1969) y Aguilera (1972) se concluye que la Fm. Tamán se depositó en un ambiente de aguas profundas de entre 1000 y 1500 m relacionados con bajos de basamento. Los fósiles: *Cefalópodos (amonita sp.)* y *lamelibranquios (Aulacomyella sp.)*, asociados con la microfauna que contiene y sus litologías no clásticas así lo confirman. Lateralmente cambia a las facies de talud de la Fm. Chipoco.

Fm. Chipoco

Las características litológicas de la Fm. Chipoco, corresponden a un depósito en ambiente de borde de cuenca o talud externo-medio de plataforma; los cambios litológicos de mudstone arcilloso con intercalaciones de capas compuestas de clásticos calcáreos, producto de erosión de las rocas carbonatadas de ambiente de plataforma de la Fm. San Andrés, que se corresponden lateralmente con los depósitos arcillo-calcáreos de aguas profundas de la Fm. Tamán.

Hermoso et al. (1972), propone que la Fm. Chipoco, se depositó en un ambiente de mar abierto, basado en la presencia de microfauna planctónica de radiolarios en los estratos de mudstone, así como por las estructuras de sedimentación primaria que presenta.

Fm. San Andrés

La Fm. San Andrés propuesta por Cantú (1969), la define como un miembro de la Fm. Tamán que se depositó en condiciones similares durante un intervalo de tiempo restringido al Kimeridgiense inferior que por su contenido de amonitas del género *Idioceras sp.* se sugiere que en este tiempo, la laguna de plataforma tenía un tirante de agua superior a los 100 m. de profundidad. Aguilera (1972) propone a la Fm. San Andrés como una facies clástica-calcáreo-esqueletica, que se caracteriza por ser un complejo de plataforma, donde sus representantes litológicos son las rocas carbonatadas. Tiene una flora y fauna diversa de significado ambiental somero; se reconocen: Algas calcáreas, y corales, equinodermos, crinoides, moluscos (*gasterópodos, acteonellidos*) y



foraminíferos bentónicos. Presenta estructuras sedimentarias como: estratificación cruzada y planar, sedimentación gradual y barrenos por bioturbación; su depósito se originó en zonas de alta energía bajo condiciones de salinidad normal y aguas bien oxigenadas. Las facies clásticas (grainstone-packstone) fueron originadas por la erosión de los bancos arrecifales de algas, corales, equinodermos y moluscos que se desarrollaron sobre segmentos de relieves positivos del basamento suavemente sumergidos bajo el nivel del mar.

Con estas propiedades es posible determinar que la Fm. San Andrés de facies carbonatada presenta un ambiente de plataforma marina somera, y estratigráficamente se corresponde de forma lateral con la Formaciones: Chipoco de facies de talud (rampa interna-media) y Tamán de facies de aguas profundas, y subyace a la Fm. Pimienta.

Fm. Pimienta

Aguilera (1972) propone un depósito de cuenca de ambiente nerítico profundo a batial moderado con aguas tranquilas de baja energía, salinidad, normal y abundante contenido de materia orgánica de carácter planctónico para esta formación. Las estructuras nodulares que se presentan en algunos cuerpos de la formación se relacionan con compactación diferencial o acreción *in situ* contemporánea (Aguilera, 1972). Otros autores como Salvador (1987), asignan a esta formación depósito en un ambiente de plataforma externa a cuenca, con baja energía.

La microfauna representativa de la Fm. Pimienta es planctónica, predominantemente representada por: *Tintinidos*, *calpionellidos* (*Calpionella Sp*) y *radiolarios* calcificados; mientras que los foraminíferos que se han encontrado según Aguilera (1972) son: *Globochaete alpina* y *Fibrosphaera sp.* Cantú (1971), para la Fm. Pimienta propuso una subdivisión de biofacies basada en amonitas. La base está caracterizada por el género *Mazapilites tobosensis*; mientras que para la parte media, estableció dos zonas: la zona de *Kosmmatia victoris* y *Pseudolissoceras zitelli* y la zona de *Suarites bituberculatum*; proponiendo para la cima de la Fm. Pimienta una zona con el género *Parodontoceras aff. Callistoides*.

Las condiciones anóxicas representadas por la pirita y las condiciones de aguas tranquilas que dieron lugar a la conservación de la materia orgánica así como el dominio de aguas profundas, arrojan como conclusión que el ambiente sedimentario dominante durante el depósito de la Fm. Pimienta, es de cuenca con algunos cambios laterales hacia los bordes de plataforma que la limitaban y se relacionaban con altos de basamento.

De acuerdo a los ambientes sedimentarios de las formaciones descritas, se concluye que los cambios laterales de facies son transiciones que obedecen a la paleotopografía presente en el área

estudiada, es decir en donde se encuentran altos topográficos, estos representan los depósitos de ambientes de plataforma, estando también de acuerdo con Albarrán (1986), que sugiere están íntimamente relacionados con altos de basamento, cuando la topografía comienza a profundizarse se pueden observar los ambientes de talud hasta llegar a los ambientes de cuenca en donde se alcanzan grandes profundidades. Esta interpretación de paleoambientes de acuerdo a su paleotopografía se puede observar en el siguiente esquema (Fig.3.7).

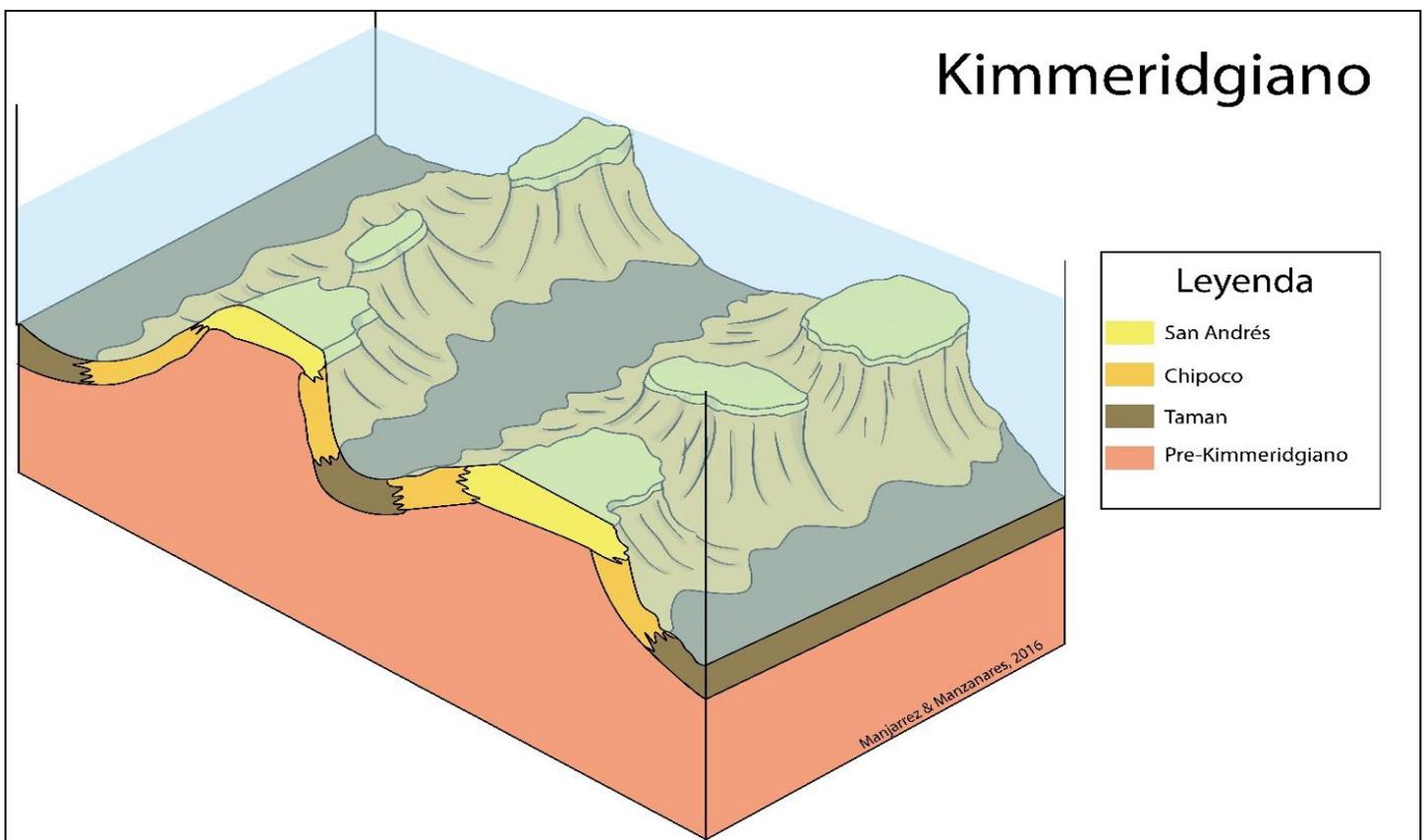


Figura 3.7- Representación esquemática de los ambientes sedimentarios en la CTM para el Kimmeridgiano.

3.3 Reconocimiento en campo de la Fm. Pimienta

El reconocimiento en campo se llevó a cabo en la porción Suroeste de la zona (Fig.3.8) de estudio, a una distancia aproximada de 9 Km del pozo Carolina-1, el acceso a esta zona fue posible por la carretera 129D “Puebla-Nautla”, con dirección a Nautla, tomando la desviación hacia Tlatlauquitepec y una vez dentro de este último municipio se toma la carretera 129 con dirección a Mazatepec, estado de Puebla, para por último tomar el camino construido por la CFE con dirección a la “Central Hidroeléctrica de Mazatepec”, que es el lugar donde se comenzó el reconocimiento.

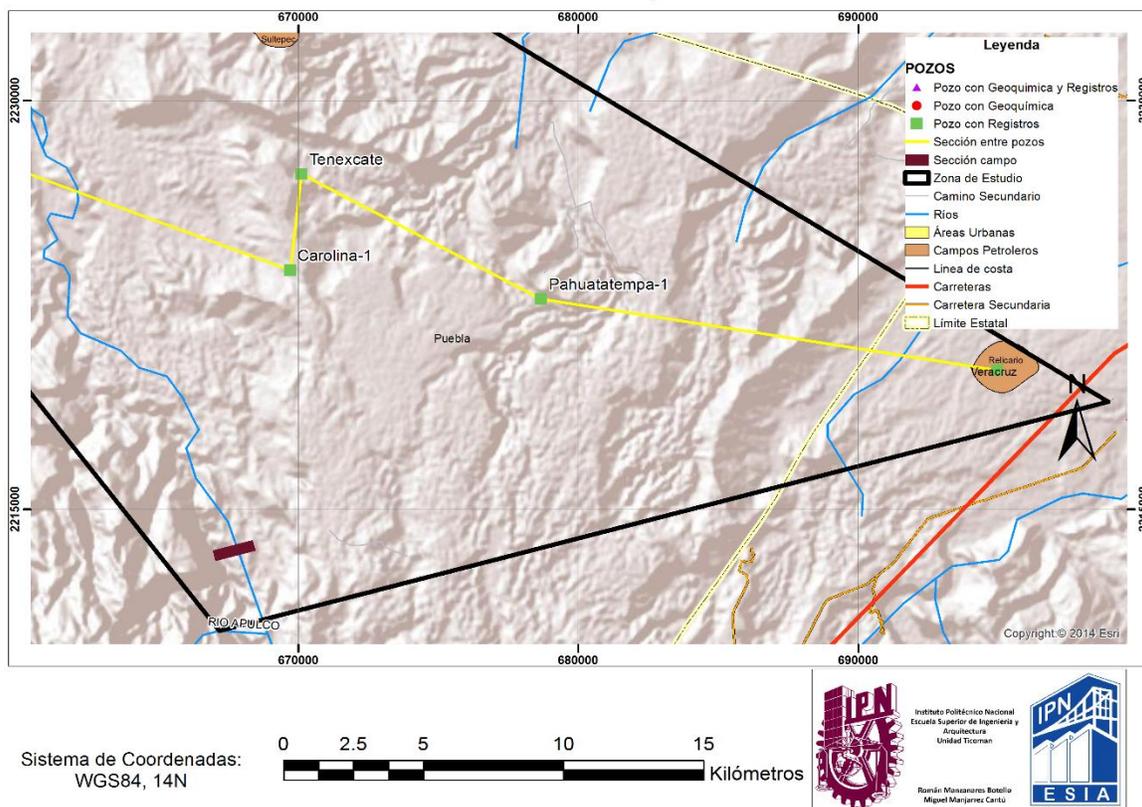


Figura 3.8- Sección de campo en el área de estudio.

La base de la columna estratigráfica está representada por calizas grainstone con espesores potentes que se acuñaban lateralmente (Fig. 3.9A), y con abundante contenido en macrofauna del tipo de los *Gasterópodos* (Fig. 3.9B), con buzamiento al NE, este contenido de macrofauna, la litología y la relación estratigráfica de esta unidad corresponden la Fm. San Andrés.

Descansando de forma concordante y transicional sobre la Fm. San Andrés se encuentra la Fm. Pimienta (Fig.3.9C) con intercalaciones de lutita y caliza sensiblemente horizontales. (Fig. 3.10A).



Figura 3.9 A) Acuñaientos laterales, B) Gasteropodos de la Fm. San Andrés, C) Contacto entre Fm. Pimienta y Fm. San Andrés,

La base la Fm. Pimienta está conformada por calizas y lutitas con espesores de 10 cm para las lutitas y 30 cm respectivamente, así como un abundante contenido en materia orgánica que se detectó por el fuerte olor a descomposición y el color negro al golpear roca (Fig. 3.10B) y manteniendo el buzamiento hacía el NE.

Siguiendo el trayecto en dirección contraria a la corriente del río Apulco, se encontró una intercalación de lutitas negras de ~10 cm de espesor con calizas gris claro al intemperismo de ~40 cm espesor con estratificación media deformadas intraformacionalmente (Fig.3.11) sin embargo mantenían el buzamiento local hacía el NE, correspondientes a la parte media de la Fm. Pimienta. Esta deformación se mantuvo por ~200 m sobre el lecho del Río hasta cambiar a la parte superior de la Fm. Pimienta.



Figura 3.10 A) Estratos sensiblemente horizontales, B) Color negro asociado a materia orgánica.



Figura 3.11- Deformación intraformacional de Fm. Pimienta.

La parte superior de la Fm. Pimienta está formada por intercalaciones de lutita color negro y calizas de estratificación delgada sensiblemente inclinadas (Fig.3.12A), en donde se encontró macrofauna correspondiente a amonitas (Fig.3.12B) y no se encontraba afectada estructuralmente localmente, solo con un ligero buzamiento hacía el NE.

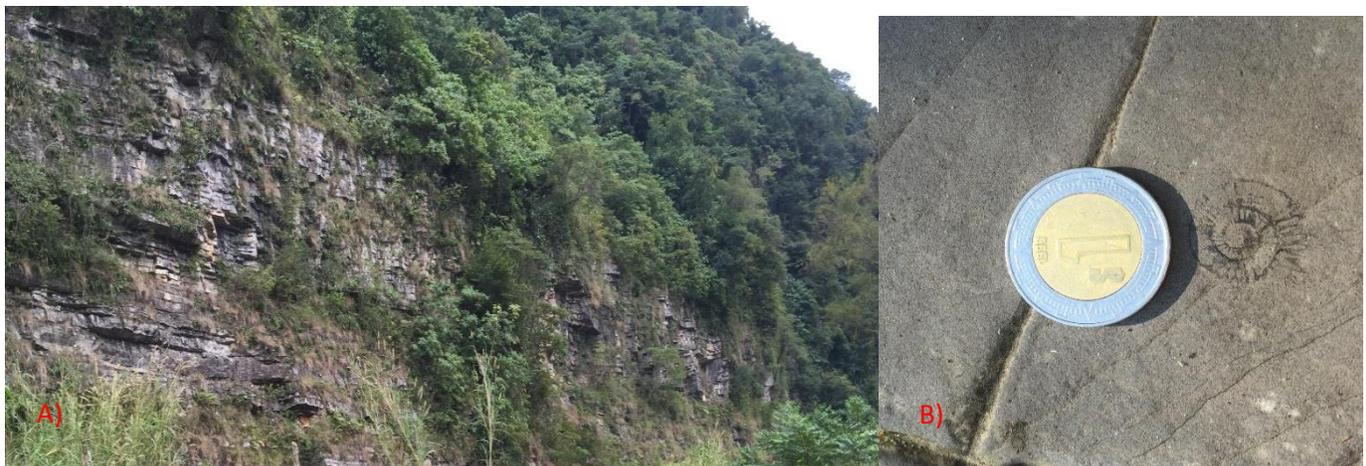


Figura 3.12 - A) Intercalaciones de lutitas y calizas de la Fm. Pimienta, B) amonita de la Fm. Pimienta.

De acuerdo a estas características y para fines prácticos del presente trabajo, se dividió a la Fm. Pimienta en 3 intervalos, el superior con capas subhorizontales y amonitas, el medio con la deformación intraformacional y el inferior con abundante contenido en materia orgánica y capas subhorizontales.



Durante el acceso a la zona en el trayecto comprendido por el tramo Tlatlauquitepec-Mazatepec se observaron calizas color gris claro al intemperismo de estratificación gruesa correspondiente a la Fm. Tamaulipas Inferior, y al llegar a la Hidroeléctrica Mazatepec se observó a esta última en contacto concordante con la Fm. Pimienta por lo que la Fm. Tamaulipas Inferior es la más reciente en la columna estratigráfica observada en el caminamiento sobre el río Apulco.

Con las descripciones anteriores se llegó a la interpretación que durante el depósito de Fm. Pimienta y Fm. San Andrés se tuvieron cambios cíclicos eustáticos que se ven representados en el caso de la Fm. Pimienta por el contenido de arcilla, que es abundante en las partes inferiores de los tres intervalos y disminuye hacia la cima de los mismos, estos ciclos entre los intervalos se pueden observar a escala formacional también, es decir la Fm. Pimienta inferior tiene un mayor contenido de arcillas que la Fm. Pimienta Superior, por lo que estos ciclos se encuentran presentes a escalas distintas y dominios eustáticos distintos, que se representan en campo como una secuencia transgresiva.

En el caso de la Fm. San Andrés también existen parasecuencias solo que se representan en forma de acuñaamientos laterales de los estratos.

Los datos estructurales y sedimentológicos recabados durante el caminamiento se plasmaron en una sección geológica esquemática (Fig. 3.13), donde se puede observar las relaciones estratigráficas de las formaciones así como algunas propiedades estructurales o secuenciales.

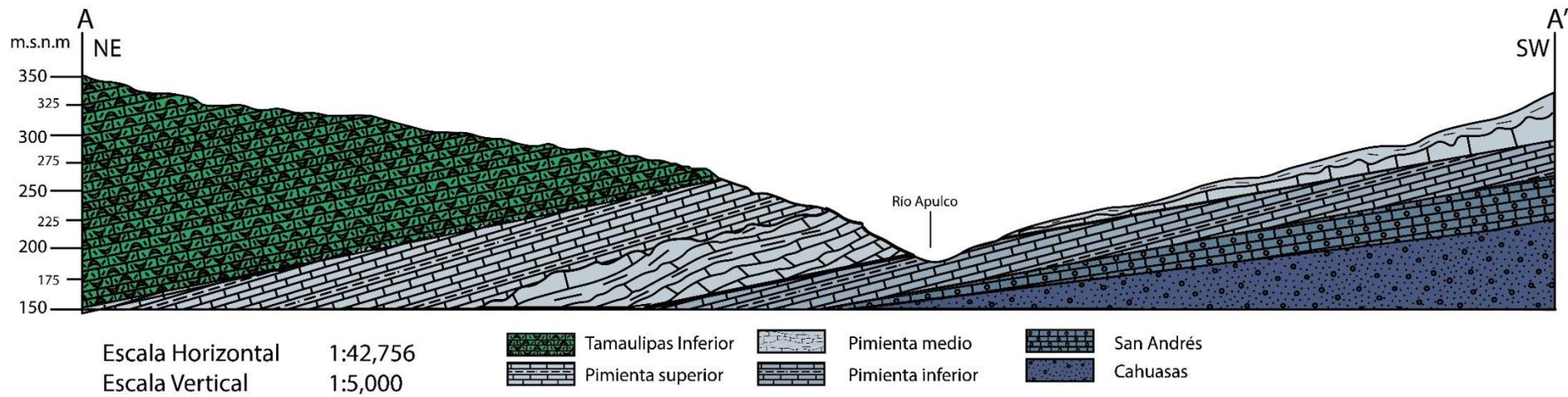


Figura 3.13- Sección esquemática con datos de campo.

Caracterización de Yacimiento No Convencional

Capítulo 4





La evaluación del potencial como Yacimiento No Convencional (YNC) de la Fm. Pimienta inferior en el área de estudio se hizo primordialmente mediante la derivación de dos parámetros esenciales en la exploración de estos yacimientos (Halliburton,2011), el primero de ellos son los datos geomecánicos que indicaran que tan factible es la formación para ser fracturada, mientras que el segundo parámetro consiste en una derivación de la concentración del COT con el método propuesto por Passey en 1990 conocido como “Delta Log R”, ambos parámetros usan registros geofísicos (Curvas) específicos para obtener resultados.

En el caso de los datos geomecánicos es necesario contar con las curvas de velocidad de onda compresiva (DTC) y velocidad de onda de cizalla (DTS), mientras que para el caso de la estimación del COT, se necesitan las curvas: resistivo profunda (RT), sónica (DT), neutrón porosidad (Nphi) y densidad (Rhob), no se contaba con ninguna de las curvas requeridas para la estimación de los dos parámetros principales por lo que se obtuvieron mediante el uso de redes neuronales artificiales.

La metodología para generar curvas sintéticas de registros geofísicos de pozo con redes neuronales artificiales (RNA) está basada en lo propuesto principalmente por: M.M. Saggaf et al., quien publica *“Estimation of missing logs by regularized neural networks”* en el 2003 y Rolon L.F quien hace lo propio con *“Developing synthetic well logs for the Upper Devonian Units in Southern Pennsylvania”* en 2005.

El primer paso para la generación de curvas sintéticas es la distinción entre “Pozo de Entrenamiento” y “Pozo de análisis”. El pozo de entrenamiento se define como: Pozo que contiene set de curvas reales que servirán como datos de entrada para el entrenamiento de RNA, estas curvas se obtienen en campo mediante el uso de herramientas. El pozo de análisis es aquel que contiene un set de curvas incompleto por lo que es necesario el uso de RNA para la creación de curvas sintéticas que serán dependientes de los datos de entrada.

El segundo paso es establecer afinidad entre las curvas para el pozo de entrenamiento y poder establecer grupos de curvas necesarias para el entrenamiento de una RNA. En la figura 4.1 se ejemplifica un set de curvas y cuáles de estas tienen mayor afinidad (Color rojo) con la curva objetivo.

Debido a la naturaleza de los datos que se usaron en el presente trabajo, se recurrió a instancias públicas para la obtención de los mismos, se tomaron como punto de partida los registros geofísicos de pozo publicados en la tesis sobre Modelos de sedimentación en la Plataforma carbonatada de entabladero, descrita por Vélez en 1996. Estos registros solo se encontraban en formato físico (papel) por lo que el siguiente paso fue la digitalización de los mismos.

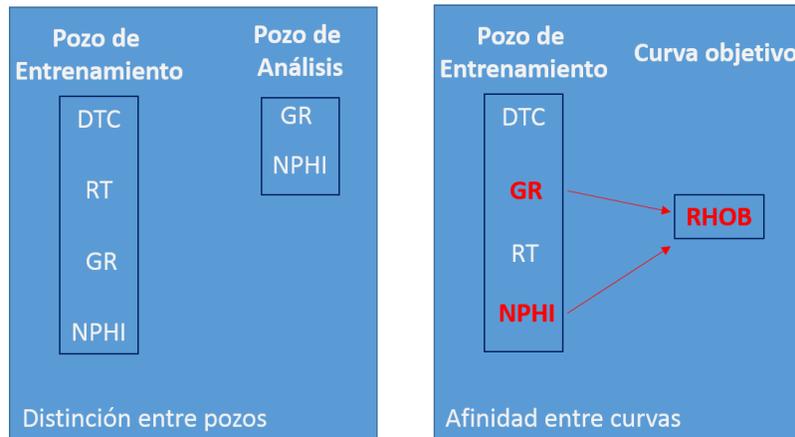


Figura 4.1-Distinción entre pozos y afinidad entre curvas

Los registros publicados por Vélez, 1996, solo contenían dos registros tomados directamente en campo con herramientas de *Loggeo*: la curva rayos gamma (GR) y la curva neutrón porosidad (Nphi), por lo que todos estos pozos fueron considerados pozos de análisis en el presente trabajo. A partir de estas dos curvas se generaron las siguientes curvas por medio de RNA:

- Resistivo profundo (RT ó LLD)
- Densidad (RHOB)
- Porosidad densidad (DPHI)
- Velocidad de onda compresiva (DTC)
- Velocidad de onda de cizalla (DTS)

El proceso que se siguió en este trabajo para la creación de curvas sintéticas con RNA's se resume en los siguientes tres pasos principales:

1. Digitalización
2. Entrenamiento de RNA
3. Generación de curvas sintéticas

4.1 Digitalización

Como ya se mencionó los registros publicados por Vélez se encontraban en formato físico por lo que fue necesario la digitalización de los mismos, para esto se escanearon y se obtuvieron los datos de las curvas mediante el uso del software llamado "GetData Graph Digitizer (GDGD)". Se asignó una densidad de muestreo (puntos por cada registro) por pozo problema, de acuerdo a lo propuesto por Saggaf et al. (2003), en función del espesor de la Fm. Pimienta publicado por Vélez, es decir a menor espesor menor número de puntos por muestreo.



Ya que en cada pozo varia el espesor, se establecieron densidades de muestreo de 301, 401, 501, 601 y 801 datos por pozo quedando los intervalos de muestreo de la siguiente manera:

- <25 m= 301 datos
- 25-60 m= 401 datos
- 50-70 m= 501 datos
- 90-95 m= 601 datos
- >95 m= 801 datos

Una de las problemáticas que se presentaron en esta etapa fue el observar que los registros geofísicos publicadas por Vélez no contenían escalas de unidades, por lo que fue necesario asignarlas de acuerdo a los estándares más usados en la industria.

Para el caso de la curva GR se asignó la escala de 0 a 150 API y para Nphi la escala de 0.45 a -0.15 y estas escalas fueron usadas en el GDGD, paralelo a esto se asignaron las bases estratigráficas a profundidad en metros para la Fm. Pimienta y las formaciones del Kimmeridgiano, mismas que se obtuvieron de los datos dentro del trabajo de Vélez.

Una vez que se tienen establecidos la densidad de muestreo y las escalas se comienza con el “picado” (Fig.4.2A) de puntos de acuerdo a un mallado preestablecido para cada pozo con el fin de obtener como resultado final un archivo formato .txt con la información puntual a profundidad de la medición del registro.

Como se mencionó anteriormente una herramienta utilizada para la obtención de los datos en las curvas en la digitalización fue por medio de un mallado o grid en cada pozo que puede ser editado en cualquier programa de dibujo directamente en la imagen escaneada (Fig.4.2B.), este mallado sirve como control de la densidad de muestreo. El resultado de la digitalización de estas curvas de registros geofísicos es un archivo formato .txt el cual se transcribe a un una hoja de cálculo (en formato .xls). Que será única para cada pozo y tendrá la información de todas las curvas incluidas las sintéticas (Fig.4.2C.)

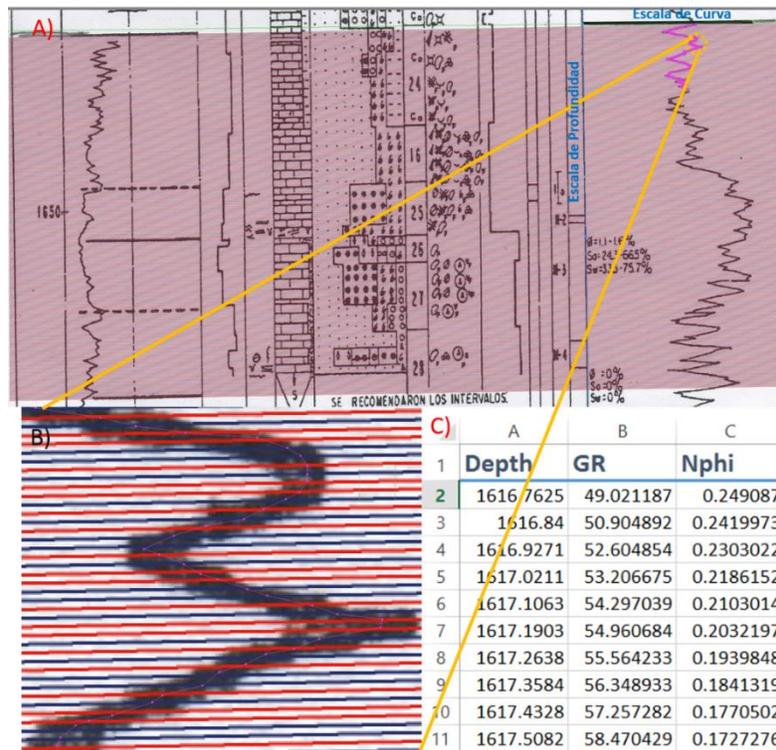


Figura 4.2- A) Picking de registro, B) Detalle de mallado y C) Hoja de cálculo con resultados de digitalización.

4.2 Entrenamiento de redes neuronales y generación de curvas sintéticas

En lo que respecta al área de estudio el pozo de entrenamiento se encuentra prácticamente en el centro del área, en un radio desde 15 Km en el pozo problema más cercano al pozo de entrenamiento hasta 50 Km en el pozo problema más alejado del de entrenamiento, y se cumple por lo propuesto por Saggaf et al. en el 2003 donde propone una distancia de pocos kilómetros entre los pozos de análisis y el pozo de entrenamiento.

Otro aspecto importante a tomar en cuenta es que estos pozos de entrenamiento perforaron la formación Jurásica Pimienta y las formaciones Kimmeridgianas, que concuerda con otra condicionante para el uso de RNA en generación de curvas sintéticas propuesta por Kohli en el 2014, quien propone que el uso de curvas para ambos tipos de pozos (Análisis y entrenamiento) estén restringidos al mismo campo por lo que la generación de curvas sintéticas se restringe a los intervalos correspondientes a estas formaciones. Es importante tomar en cuenta esta última condicionante ya que las condiciones físicas de las rocas varían entre campos, y el uso de datos de entrada de un campo lejano en la generación de una curva sintética puede derivar en resultados erróneos. Es vital mantener esto en mente debido a que las relaciones estratigráficas en el área de estudio son bastante complejas como se mencionó en el capítulo tres.



En el caso de este trabajo, en la tabla 4.2 se observan los valores de correlación entre las distintas curvas, en donde las casillas marcadas con color azul, son las usadas para el entrenamiento de las RNA ya que en la mayoría de los casos representan los mejores valores de afinidad, sin embargo esto no quiere decir que sean los ideales.

Tabla 4.2- Coeficientes de correlación entre curvas de registros Geofísicos para el pozo de entrenamiento (*Casos especiales).

		GR	NPHI	RHOB	DPHI	RT	DTC	DTS
Pimienta	GR	X	0.72549423	-0.65216001	0.65220411	-0.51512863	0.48474453	0.50855177
	NPHI	0.72549423	X	-0.76812483	0.7680667	-0.64041624	0.28237059	0.27304734
	RHOB	-0.65216001	-0.76812483	X	-0.99999893	0.37709547	-0.30144416	-0.25100329
	DPHI	0.65220411	0.7680667	-0.99999893	X	-0.37704165	0.30143682	0.25096375
	RT*	-0.51512863	-0.64041624	0.37709547	-0.37704165	X	-0.51658518	-0.56764583
	DTC*	0.48474453	0.28237059	-0.30144416	0.30143682	-0.51658518	X	0.90992006
	DTS*	0.50855177	0.27304734	-0.25100329	0.25096375	-0.56764583	0.90992006	X
Kimmeridgiano	GR	X	0.29921526	-0.05641206	0.05655536	0.16696724	-0.36292748	-0.37574507
	NPHI	0.29921526	X	-0.68756792	0.68754755	-0.668068	0.37018767	0.30456729
	RHOB	-0.05641206	-0.68756792	X	-0.9999991	0.49942841	-0.54763389	-0.45327456
	DPHI	0.05655536	0.68754755	-0.9999991	X	-0.49931568	0.54750741	0.4531715
	RT*	0.16696724	-0.668068	0.49942841	-0.49931568	X	-0.46559141	-0.39959149
	DTC*	-0.36292748	0.37018767	-0.54763389	0.54750741	-0.46559141	X	0.90710936
	DTS*	-0.37574507	0.30456729	-0.45327456	0.4531715	-0.39959149	0.90710936	X

El orden de sintetización (tabla 4.3) de curvas era dependiente de la disponibilidad de las mismas por ejemplo las mejores afinidades para generar sets de curvas para la curva sintética RT en la Fm. Pimienta son Nphi, DTC y DTS pero se tomó la decisión de utilizar RHOB ya que las otras curvas no habían sido sintetizadas y no era posible el uso de las mismas, este caso es similar al de DTS en la misma Formación, donde la mejor correlación es con DTC pero no se tenía esa curva para poder entrenarla.

Tabla 4.3- Orden de sintetización de las curvas

ORDEN	INPUT	OUTPUT
1	GR-NPHI	RHOB
2	GR-NPHI-RHOB	DPHI
3	NPHI-RHOB	RT
4	GR-NPHI-RHOB	DTC
5	GR-RT-NPHI	DTS

En conclusión los coeficientes de correlación son una herramienta importante para la determinación de los grupos de curvas a usar, pero no siempre se ajustan a las necesidades específicas de cada trabajo, como lo es en el caso detallado anteriormente y reforzado por lo propuesto por Rolon et al. (2005) quien afirma: “Es el usuario quien decide si la Red está trabajando correctamente o no”



Después de la selección de los grupos de curvas (color azul en tabla 4.2) a usar el siguiente paso es crear una hoja de cálculo en formato *delimitado por comas* (.csv) que serán los datos de entrada en el software Qnet en la versión 97 usado para la creación de curvas sintéticas, dentro de este programa es necesario elegir una serie de parámetros que serán los que definirán los resultados de la RNA, para esto es necesario una proceso de prueba y error en el que se traten de ajustar las mejores arquitecturas (Rolon, 2005) y los mejores atributos para obtener el mejor modelo para cada set de datos, por lo que estos parámetros serán particulares para cada RNA, los parámetros son:

- *Arquitectura
- *Función de transferencia
- * Discernir si los datos de entrada se normalizaran, estandarizaran o ambos
- * Número de test cases (pruebas de caso)
- *Método de inclusión de las pruebas de caso
- * Número de iteraciones

Uno de los requerimientos del software Qnet es contar con la misma cantidad de datos de entrada (Pozo entrenamiento) y de salida (Pozo de análisis), es decir para un pozo problema con 401 datos se tenía que usar una RNA que fue entrenada con 401 datos. Como resultado final del entrenamiento se obtiene una RNA digital en formato .Qnet.

La aplicación de una arquitectura es específica para cada RNA según el problema que aborda cada usuario, sin embargo la Fig.4.5 representa una arquitectura generalizada propuesta por Saggaf et al. (2003) para el caso específico de generación de curvas sintéticas a partir de RNA's.

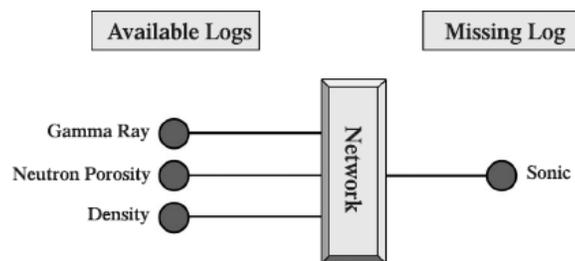


Figura 4.4- Arquitectura Esquemática de *Inputs/Outputs* en una RNA (Saggaf et al., 2003).

En este caso el proceso de prueba y error se comenzó con arquitecturas conservadoras las cuales consistían en una relación matemática donde el número de datos de entrada era equivalente al número de capas ocultas por RNA, este valor del número de datos de entrada más uno (nodos) era asignado a la primer capa oculta y estos decrecen en magnitudes de uno hasta el nodo de salida (output), es decir si tenemos dos datos de entrada se tendrán el mismo número de capas ocultas, 3



nodos en la primera capa y esta decrece hasta llegar a la salida. Esta arquitectura recuerda a una forma piramidal.

Sin embargo el uso de estas arquitecturas nunca arrojó resultados adecuados para la evaluación de una RNA de los cuales se hablara más adelante. Las arquitecturas que arrojaron resultados satisfactorios fueron aquellas en las cuales aumentaban el número de nodos y no el número de capas ocultas, llegando a los resultados finales que se plasman en la tabla.4.4.

Paralelo al proceso de selección de arquitecturas es necesaria la selección de una función de transferencia por lo que el proceso de prueba y error continua, en este caso se utilizaron las funciones precargadas en el software que son: sigmoidea (S), hiperbólica tangente (HT), gaussiana (G) e hiperbólica secante (HS), la elección de la función fue dependiente de los parámetros usados para la evaluación de una RNA, en este caso la función que arrojó mejores resultados en la mayoría de las ocasiones fue la HT, está junto con las demás funciones de transferencia seleccionadas (tabla 4.4) se aplicó solo a las capas ocultas mientras que en los inputs/outputs la función asignada fue S ya que era la que estaba por default en el software.

Uno de los puntos primordiales con la manipulación de datos en cuanto a RNA's se refiere es manejar datos en un mismo rango de escala, en este caso las escalas que comparten las diferentes curvas son totalmente dispares por lo que es necesario acotar los valores a una misma escala, esto se logra mediante la normalización de los datos. Existen fórmulas para normalizar de manera externa, sin embargo en este caso se utilizó la que viene por default en el software, esta opción normaliza los valores en un rango de .15 a .85. Esta opción fue útil durante la mayor parte del proceso de generación de curvas sintéticas hasta que se llegó a la generación de las curvas resistivas, en donde los valores tienen una escala que va de .2 a 2000 y se representa de forma logarítmica. Por lo que los resultados arrojaron varios problemas:

- Bloques: se presentaron bloques con el mismo valor en tramos considerables de profundidad, por lo que la curva tenía un comportamiento lineal y no "aleatorio" como es en la naturaleza.
- Negativos: algunos valores arrojados por la RNA eran negativos, lo cual físicamente no es posible ya que no existen resistividades negativas.

Debido a estos problemas ya no se hizo uso de la normalización por el software y se normalizaron los datos de acuerdo a lo propuesto por Gutiérrez (2005), quien propone la siguiente fórmula:

$$X_n^x = \frac{[\text{Log}_{10}(x_{\min}) - \text{Log}_{10}(x_n)]}{[\text{Log}_{10}(x_{\min}) - \text{Log}_{10}(x_{\max})]}$$



Donde x_{\min} es el valor mínimo de la variable x , x_{\max} es el valor máximo de la variable x , x_n es el valor de x desde $n=1$ hasta n (número total de muestras de la variable x) y X_n^x valor normalizado.

Pero también se encontró un problema con el uso de esta fórmula que fue:

- Acotamiento: Los valores de los resultados arrojados, se encontraban acotados a los máximos y mínimos introducidos en la fórmula cuyos valores correspondían a los máximos y mínimos del pozo de entrenamiento por lo que los 11 pozos de análisis se veían acotados a estos valores y esto es un problema ya que no representa el comportamiento único de la curva de cada pozo.

Por último la manera en que se solucionó el problema fue estandarizando los valores, en donde los máximos y mínimos fueron delimitados estableciendo una relación entre el valor máximo de GR y el valor máximo del resistivo en el pozo de entrenamiento, comparando esta relación con el valor máximo de GR en el pozo de análisis a estudiar y con esto se estableció un valor máximo hipotético en los resistivos, el cual fue único para cada pozo y se introdujo en la fórmula siguiente:

$$z = \frac{n - \mu}{\sigma}$$

Donde z =Valor estandarizado, n = valor a estandarizar, μ =media del conjunto de datos, σ = desviación estándar del conjunto de datos.

Seguido a esto se dejó que el programa normalizara los valores ya estandarizados y el resultado fueron valores estandarizados de acuerdo a la fórmula aplicada y para obtener el valor real de estos fue necesario hacer el despeje aritmético de la fórmula, y así desestandarizarlos. Esta fue la forma en que las curvas sintéticas se comportaron de una manera “aleatoria” siendo un poco más apegados a la naturaleza de las mismas.

Como se mencionó anteriormente cada RNA tiene un número determinado de datos, el software usado requiere el uso de algunos de estos datos para usarlos como análisis de sobreentrenamiento y para verificar la calidad del modelo neuronal, este grupo de datos usados por el software es llamado “pruebas de caso” (*test cases*), la recomendación del manual de usuario del software sugiere al menos un 10% del uso de los datos como *test cases*, para el desarrollo de las RNA se tomó un porcentaje de *test cases* lo más aproximado posible a un 30% en la mayoría de los casos, seguido a esto el software requiere saber que datos no se usaran como pruebas, para esto existen tres opciones en las que seleccionara el porcentaje de datos que se asignó anteriormente, estas opciones son:



- Aleatorio: Toma los datos de manera aleatoria sin importar como fueron presentados en la hoja de calculo
- Primero datos: tomara el porcentaje asignado correspondiente a los primeros datos de acuerdo a la hoja de cálculo
- Últimos datos: Es el caso contrario a la opción anterior.

La opción que se usó en todas las RNA entrenadas fue aleatorio, debido a que se necesitaba un comportamiento de la RNA del total de los datos y no solo de le principio o del fin de los mismos, ya que esto implicaría un mal entrenamiento del modelo y por lo tanto la generación imparcial de curvas sintéticas. El software presenta los resultados finales en una ventana final, donde los *test cases* son representados por el nombre de *test patterns* (Fig.4.7) y se representa el porcentaje de estos mismos en la tabla 4.4.

El último paso en el entrenamiento de RNA's es el de la selección del número de iteraciones, el número que se elija junto con la arquitectura estará en función del tiempo que le llevara a la maquina realizar el entrenamiento. El número de iteraciones se asignó de manera conservadora al inicio del proceso de prueba y error, fijando valores que rondaban los 10,000 y 20,000 iteraciones, y al analizar las gráficas finales donde se tiene una representación gráfica del número de iteraciones vs el error RMS, se observó que la tendencia de la curva era a disminuir el error con el aumento de las iteraciones (Fig.4.6), por lo que se estandarizaron el número de iteraciones en rangos de entre 100,000 y 500,000 (ver tabla 4.4) que fueron los valores que mejores resultados dieron y la manera de comprobar esto es con los parámetros de evaluación de una RNA que se detallan a continuación.

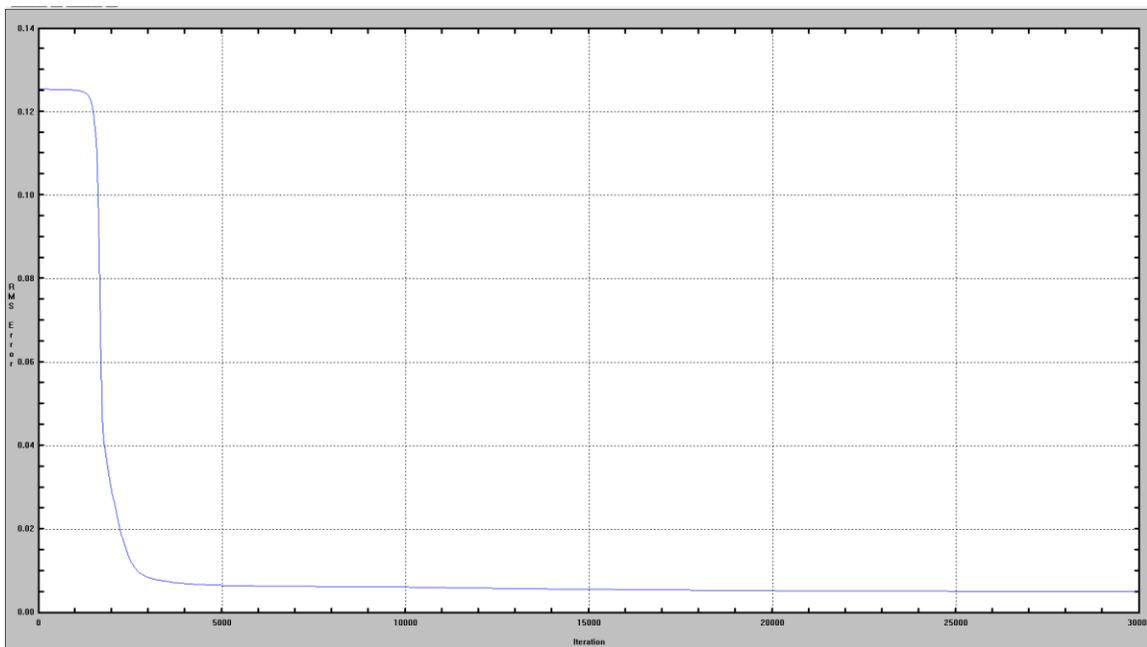


Figura 4.5- Grafica resultado de entrenamiento



Los *outputs* creados por la RNA se evalúan en términos de R^2 (Correlación) y del error RMS, en donde para R^2 se busca que los valores tiendan a 1 o -1, que para el caso de este trabajo funcionará aceptablemente una vez que los valores de correlación final alcancen un valor por encima de .90 y en algunos casos se tomó como aceptable a partir de .75, e intentando que el error RMS tienda a cero (Fig.4.7), alcanzar los valores ideales requiere tiempos exagerados en muchas ocasiones (Basogain, 2008) y en este caso los tiempos de entrenamiento fueron desde 30 minutos hasta 8 horas, debido a la capacidad de los equipos utilizados y de los parámetros usados en cada RNA.

Los parámetros mencionados con antelación son mostrados por el software en una ventana final (Fig.4.7), donde se indica el resumen de todas las características de la RNA desde su arquitectura hasta el número de *test patterns* usados (consultar anexo 2 para el detalle de todas las RNA de este trabajo) y que a manera de resumen se presentan en la tabla.4.4.

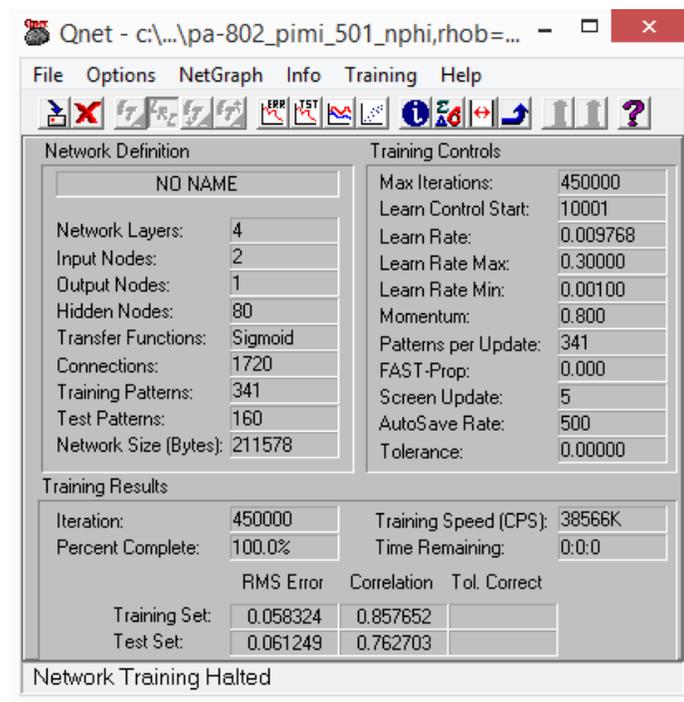


Figura 4.6- Ejemplo de ventana final con resumen de características de RNA.

Una vez obtenidas todas las curvas para cada pozo, se genera un archivo formato .LAS único para cada pozo (Fig.4.8) conteniendo todas sus curvas, desde las sintéticas hasta las que fueron tomadas por herramientas en campo.



Capítulo 4 Caracterización de Yacimiento No Convencional



Tabla 4.4-Parametros finales de las

FORMACION	POZO	No. DATOS	INPUT	OUTPUT	FUNCION	ARQUITECTURA	NORMALIZACION	ESTANDARIZACION	ITERACIONES	TEST PATTERNS	CORRELACION	RMS ERROR
Pimienta inf.	Entabladero - 1 Entabladero - 2 Sultepec - 1 Tenexcate - 1 Xalostoc - 1	301	GR-NPHI	RHOB	HT	2-25-25-25-25-1	Si	No	500000	110	0.936693	0.043591
			GR-NPHI-RHOB	DPHI	HT	3-10-10-10-1	Si	No	100000	70	0.99997	0.000967
			NPHI-RHOB	RT	G	2-20-20-20-1	Si	Si	500000	110	0.965769	0.026693
			GR-NPHI-RHOB	DTC	G	3-25-25-25-1	Si	No	200000	120	0.998332	0.008627
			GR-RT-NPHI	DTS	HS	3-30-30-30-30-1	Si	No	500000	120	0.999988	0.000883
	Entabladero - 101 Pahuatatempa - 1 Sabaneta - 2a Tecoantepec - 1	401	GR-NPHI	RHOB	HT	2-25-25-25-25-1	Si	No	500000	110	0.956635	0.035796
			GR-NPHI-RHOB	DPHI	HT	3-10-10-10-1	Si	No	100000	70	0.99998	0.000786
			NPHI-RHOB	RT	HS	2-25-25-25-1	Si	Si	500000	120	0.964076	0.029745
			GR-NPHI-RHOB	DTC	G	3-25-25-25-1	Si	No	200000	150	0.99806	0.009466
	Relicario - 1	501	GR-RT-NPHI	DTS	G	2-30-30-30-1	Si	No	300000	170	0.962943	0.046421
			GR-NPHI	RHOB	HT	2-25-25-25-25-1	Si	No	500000	110	0.974696	0.027942
			GR-NPHI-RHOB	DPHI	HT	3-10-10-10-1	Si	No	100000	110	0.999985	0.000659
			NPHI-RHOB	RT	S	2-40-40-1	Si	Si	450000	160	0.857652	0.058324
	Carolina - 1	601	GR-NPHI-RHOB	DTC	G	3-25-25-25-1	Si	No	200000	210	0.997064	0.011455
			GR-RT-NPHI	DTS	S	2-25-25-25-1	Si	No	350000	230	0.939583	0.057744
			GR-NPHI	RHOB	HT	2-30-30-30-1	Si	No	300000	260	0.909767	0.050892
GR-NPHI-RHOB			DPHI	HT	3-25-25-25-1	Si	No	300000	270	0.999997	0.000283	
NPHI-RHOB			RT	HT	2-25-25-25-1	Si	Si	300000	270	0.889331	0.043581	
Kimmeridgiano	Carolina - 1	301	GR-NPHI-RHOB	DTC	G	3-25-25-25-1	Si	No	300000	270	0.999944	0.001958
			GR-RT-NPHI	DTS	HT	2-25-25-25-1	Si	No	350000	230	0.948181	0.058499
			GR-NPHI	RHOB	HT	2-25-25-25-25-1	Si	No	500000	110	0.974864	0.026512
			GR-NPHI-RHOB	DPHI	HT	3-10-10-10-1	Si	No	100000	70	0.999987	0.000646
			NPHI-RHOB	RT	S	2-30-30-30-30-1	Si	Si	500000	130	0.980675	0.019968
	Entabladero - 1 Entabladero - 2 Entabladero - 101 Pahuatatempa - 1 Tecoantepec - 1	501	GR-NPHI-RHOB	DTC	G	3-30-30-30-30-1	Si	No	500000	130	1	0.000054
			GR-RT-NPHI	DTS	HS	3-30-30-30-30-1	Si	No	500000	130	0.999775	0.003416
			GR-NPHI	RHOB	HT	2-25-25-25-25-1	Si	No	500000	210	0.97678	0.027378
			GR-NPHI-RHOB	DPHI	HT	3-10-10-10-1	Si	No	100000	110	0.999974	0.000888
			NPHI-RHOB	RT	HT-S*	2-25-25-25-1	Si	Si	300000	230	0.936193	0.035867
			GR-NPHI-RHOB	DTC	G	3-30-30-30-30-1	Si	No	500000	230	1	0.000138
	Relicario - 1 Sabaneta - 2a Sultepec 1 Tenexcate - 1 Xalostoc - 1	801	GR-RT-NPHI	DTS	HS-G*	3-30-30-30-30-1	Si	No	500000	230	0.999994	0.000574
			GR-NPHI	RHOB	HT	2-25-25-25-25-1	Si	No	500000	250	0.918357	0.049125
			GR-NPHI-RHOB	DPHI	HT	3-10-10-10-1	Si	No	100000	250	0.999989	0.000696
			NPHI-RHOB	RT	S	2-25-25-25-1	Si	Si	300000	330	0.779484	0.062742
			GR-NPHI-RHOB	DTC	G	3-30-30-30-30-1	Si	No	500000	340	0.999983	0.000887
GR-RT-NPHI	DTS	HS	3-30-30-30-30-1	Si	No	500000	340	0.998031	0.010155			



```

~VERSION INFORMATION
VERS.          2.0:  CWLS LOG ASCII STANDARD - VERSION 2.0
WRAP.          NO:  SINGLE LINE PER DEPTH STEP
~WELL INFORMATION
#MNEM.UNIT    DATA          DESCRIPTION MNEMONIC
#-----
STRT.M        1427.887892      : START DEPTH
STOP.M        1549.569844      : STOP DEPTH
STEP.M        0.1300          : STEP VALUE
NULL.         -999.0000        : NULL VALUE
SRVC.         SCH             : Service Company/Logging company
DATE.         28/03/2016      : LAS file Creation Date
WELL .        TENEXCATE 1     : Well Name
COMP .        IPN            : Company
FLD .         UNKNOWN        : Field
STATE .       VERACRUZ       : State
COUNT .     MEXICO         : Country
UWI .         UNKNOWN        : Unique Well Identifier (UWI)
LOC .         UNKNOWN        : Location
LATI .       -97.37252599     : Latitude/Northing
LONG .        20.135508       : Longitude/Easting
RWS .         -999           : Def_Rw
WST .         -999           : Def_Rwt
CNTY .        UNKNOWN        : County
~CURVE INFORMATION
#MNEM          UNIT    API CODE  Curve Type Comments
#-----
DEPTH .M          : Depth
GR .API           : GammaRay  GR:ORIGINAL:r2:0001:v1
AO90 .ohm.m       : XDeepRes  AO90:ORIGINAL:r2:0001:v1
DTC .us/ft        : Sonic     DTC:ORIGINAL:r2:0001:v1
DTS .us/ft        : ShearSonic DTS:ORIGINAL:r2:0001:v1
NPHI .v/v_decima  : Neutron   NPHI:ORIGINAL:r2:0001:v1
RHOB .g/cm3       : Density   RHOB:ORIGINAL:r2:0001:v1
DPHI .v/v_decima  : Phi       DPHI:ORIGINAL:r2:0001:v1
~P Interactive Petrophysics parameters
#Name          Value          Description
#-----
~A Log data section
1427.887892    59.37514909    6.218559732    53.78378    127.78363    0.361748909    2.67285    -0.00876
1427.999902    61.55411929    6.334606045    53.06624    131.2334    0.364420643    2.67529    -0.00967
1428.062404    62.8359667     5.770952524    52.94941    130.23808    0.369138556    2.67683    -0.01023
1428.102861    64.37520588    5.480400477    52.79336    128.81351    0.372013639    2.67819    -0.01071
1428.176632    65.59253496    5.409434812    52.70114    127.74687    0.373247831    2.67908    -0.01102
1428.266352    67.96471938    5.1808323     52.60937    125.72202    0.375714806    2.68063    -0.01156

```

Figura 4.7- Archivo formato .LAS mostrado en bloc de notas

4.3 Determinación de parámetros de evaluación

Como se mencionó en el capítulo titulado marco teórico sobre las características de un yacimiento tipo *Shale* son variadas e indispensables en la exploración de estos yacimientos, pero según lo propuesto por Rickman (2008), Halliburton (2011), Sales et al. (2014) y Zhang (2014) dos de los parámetros fundamentales en la evaluación de estos yacimientos son el COT (PEMEX, 2012) y el índice de fragilidad (*Brittleness*).



Por otro lado debido al acceso a la información que por recientes modificaciones se ha vuelto confidencial, estos dos parámetros fueron los que los alcances de la misma nos permitieron.

El cálculo de los módulos elásticos y la visualización de éstos se llevó a cabo con el software “Interactive Petrophysics” (IP). Todos los cálculos se hicieron mediante el comando “User Fórmula” que permite el ingreso de fórmulas definidas por el usuario calculándolas con los datos puntuales de la lectura de cada registro.

4.3.1 Módulos elásticos

El objetivo final de la determinación de los módulos elásticos fue la obtención de una curva conocida como Índice de Fragilidad, ya que es necesario seguir una serie de pasos que de cierta manera conllevan un orden jerárquico. Tal y como se planteó en el marco teórico la determinación de estos parámetros se puede hacer de dos distintas maneras, y en el caso de este trabajo se determinaron de una manera dinámica, es decir se involucran las curvas del registro sónico dipolar, utilizando como punto de partida los tiempos de tránsito para las ondas compresivas (DTC) y de cizalla (DTS).

El orden de determinación de los módulos así como la descripción de los mismos es detallado a continuación, el primer módulo elástico a determinar es el **módulo de cizalla**, que se calculó de acuerdo a la ecuación 4.1 (Sharma et al., 2006), en seguida se calculó El módulo de **deformación volumétrica** con el uso de la ecuación 4.2 (Sharma et al., 2006), para después calcular la **relación de Poisson** con la ecuación 4.3 (Smith, 2015) y por último se calcula el **módulo de Young** que como se puede observar en la ecuación 4.4 (ASTM, 2013) era necesario el cálculo de los parámetros anteriores para poder ser determinado. Las fórmulas se enlistan a continuación

$$G = C \left[\frac{\rho}{DTS^2} \right] \dots\dots\dots 4.1$$

$$K = C\rho \left[\frac{1}{DTC^2} - \frac{4}{3} * \frac{1}{DTS^2} \right] \dots\dots\dots 4.2$$

$$\nu = \frac{\frac{1}{2} * \left(\frac{DTS}{DTC} \right)^2 - 1}{\left(\frac{DTS}{DTC} \right)^2 - 1} \dots\dots\dots 4.3$$

$$E = 2G(1 + \nu) \dots\dots\dots 4.4$$

Donde



- G = Módulo de cizalla
- C = Constante de conversión (13,400)
- ρ = Lectura del registro RHOB
- DTS = Lectura del tiempo de tránsito para la onda cizalla
- DTC = Lectura del tiempo de tránsito para la onda compresiva
- K = Módulo de deformación volumétrica
- ν = Relación de Poisson
- E = Módulo de Young

Cabe mencionar que la constante adimensional C es igual a 13,400 y se agregó a las fórmulas originales únicamente como método de conversión directo al sistema inglés de unidades y así poder obtener los resultados en términos de las libras por pulgada cuadrada (*pounds per square inch i.e. psi*) que es uno de los más usados en la industria petrolera, otro punto importante del uso de las fórmulas es que se usaron en términos del tiempo de tránsito Δt para los tipos de onda y no en términos de velocidad.

Una vez que se obtuvieron estos módulos se calculó el parámetro primordial en cuanto a la evaluación Geomecánica de YNC (Rickman, 2008; Delgado, 2014), el BI, esto se hizo mediante el uso de las fórmulas 2.5, 2.6 y 2.7. Los resultados de estos cálculos fueron expresados en un registro con sombras de colores en el IP y se le asignó una escala de 0-100, así como el nombre de "BrittCoeff" (Figura 5.1)

4.3.2 Estimación de carbono orgánico total (COT)

La estimación de este parámetro se generó de acuerdo a lo establecido por Passey (1990), donde propone una estimación con el uso de la combinación de la curva resistiva profunda (RT) con la curva sónica (DT), densidad (RHOB) y neutrón- porosidad (NPHI). El método se explica de manera breve a continuación.

La determinación del COT se explicará utilizando el ejemplo referente a la combinación de la curva RT y DT. El primer paso es realizar un escalamiento relativo de las curvas, es decir que para cada dos ciclos logarítmicos resistivos se exprese como una magnitud de $100 \mu\text{sec}/\text{ft}$ (Figura 4.9A). Con esto se pretende lograr que exista una sobreposición de las curvas en tramos, que según lo propuesto por Passey (1990) representan rocas no generadoras. Si este sobreposicionamiento se mantiene durante un tramo considerable del registro generado específicamente con el escalamiento relativo será conocido como el dato correspondiente al *Baseline* y este valor será individual para el registro Sónico y el Resistivo.

Una vez que se tiene lectura del baseline se aplica la siguiente fórmula 4.5:

$$\Delta \text{Log } R = \text{Log}_{10} \left(\frac{R}{R_{\text{baseline}}} \right) + 0.02 * (\Delta t - \Delta t_{\text{baseline}}) \dots \dots \dots 4.5$$

Para realizar el cálculo final de COT es necesaria la estimación del *level of maturity* (LOM), para esto se hizo uso de los mapas publicados por PEMEX (2012, 2013) y por EIA (2013), así como los datos publicados por Morelos (1996) donde se obtienen valores de Tmax para pozos que están dentro del área de estudio, referentes a la madurez termal de la CTM, los mapas reflejan un valor de reflectancia de vitrinita de ~1, que indica que se encuentra en la etapa de generación de aceite, y los datos de Morelos arrojan un valor de ~440°C. Este valor de Ro fue transformado a valores de LOM de acuerdo a la figura 4.9B propuesta por Kendrick (2007).

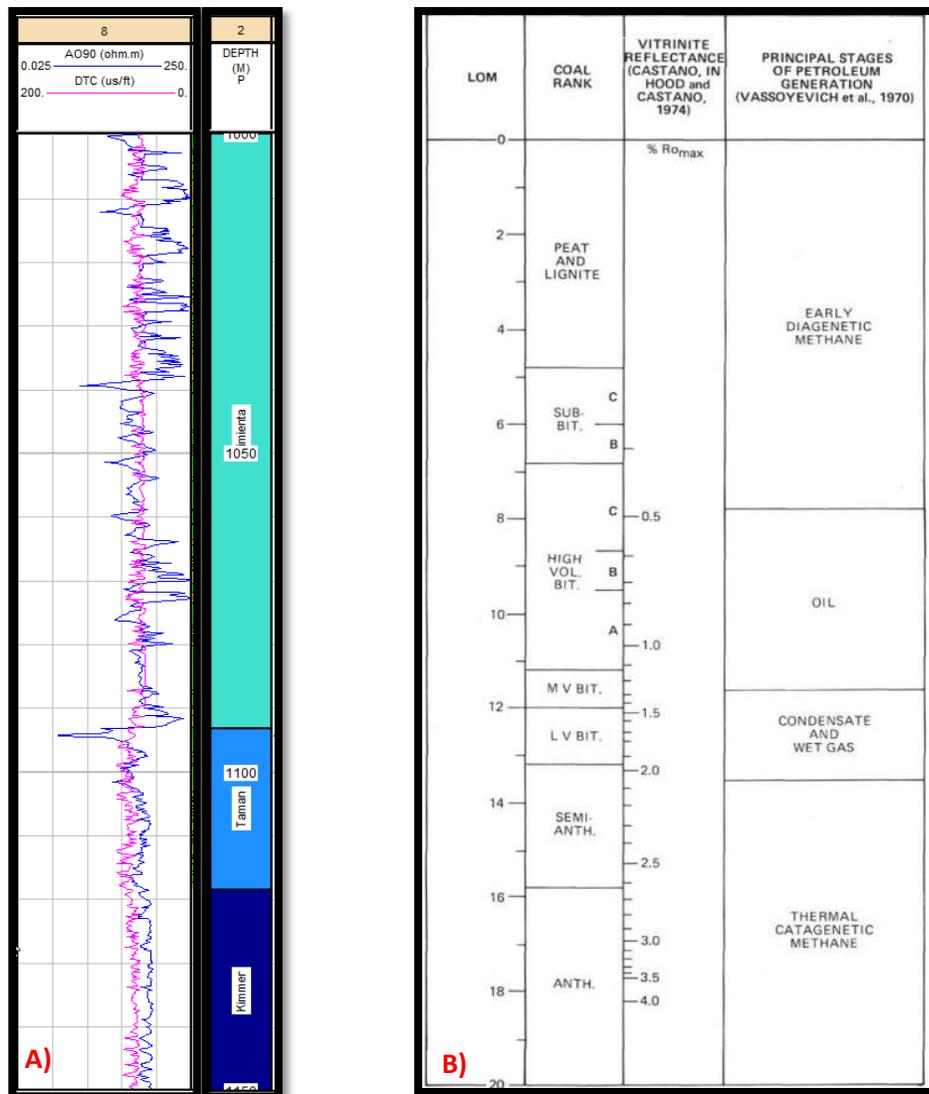


Figura 4.8- A) Relación de los tipos de carbón, reflectancia de vitrinita y generación de petróleo con LOM. Tomado de (Kendrick, 2007), B) Escalamiento relativo de las curvas pertenecientes a los registros sísmicos y resistivos.



Una vez estimado el valor del LOM se introduce en la siguiente fórmula 4.6:

$$COT = (\Delta \text{Log}R) * 10^{(2.297 - 0.1688 * LOM)} \dots\dots\dots 4.6$$

Dicha fórmula arrojará la estimación final del COT a profundidad para cada pozo

4.3.3 Interpolaciones

Con los parámetros estimados (COT y Brittleness), se construyeron interpolaciones con el método “*natural neighbors*”, el cual consiste en asignar pesos determinados a los puntos que se encuentran dentro de un área y con esto realizar una interpolación de estos, de acuerdo a la cercanía que tengan los puntos entre si, esto quiere decir que la ventaja que existe al usar este método como interpolación es que los valores interpolados estarán acotados a los puntos dentro del área y no se extenderán fuera de ella. Ésto se realizó en el software Surfer, los mapas que se realizaron son los siguientes:

- Distribución de COT en el intervalo 1
- Índice de fragilidad en el intervalo 1
- Distribución de COT en el área de estudio
- Índice de fragilidad en el área de estudio
- Factor de exploración

Discusión de Resultados

Capítulo 5





Todos los datos que se obtuvieron durante el desarrollo del estudio se vaciaron en un templete por pozo trabajado dentro del software IP para su mejor interpretación como el ejemplo de la Figura. 5.1. En la parte superior del templete se encuentra el nombre del pozo y debajo de éste el intervalo de profundidad que abarca, las líneas negras horizontales donde se encuentran las curvas indican una separación de 10 m

El primer carril de este templete es la curva de rayos gamma (GR) en color verde con una escala de 0 a 150 en unidades API, seguido a este se encuentra el carril número dos denominado “DEPTH” que representa la profundidad en unidades de metro y en donde también se tienen los límites estratigráficos de las formaciones diferenciadas por colores. El carril número tres corresponde a la curva resistiva profunda en color rojo denominada “AO90” cuya escala se encuentra de forma logarítmica base diez iniciando en 0.2 y terminando en 2000 con unidades ohm/m. El carril cuatro representa las curvas de densidad: RHOB en color verde con una escala de 1.95 a 2.95 y unidades de g/cm^3 , NPHI curva de color rojo con escala de 0.45 a -0.15 y unidades v/v, y DPHI de color naranja con unidades de 0.45 a -0.15 con unidades v/v.

El carril cinco contiene las curvas sónicas: DTC con escala de 140 a 40 y unidades de us/ft en color azul y la curva DTS con escala de 240 a 40 en unidades us/ft en color rojo. El carril número seis contiene la curva de índice de fragilidad denominada “BritCoeff” con una escala de 0 a 100 adimensional, los colores más oscuros en este carril representan los colores más altos mientras que los más tenues lo contrario. El carril número siete contiene las curvas necesarias para la determinación del índice de fragilidad que son: módulo de Young denominado “Y” con escala de 0 a 15 en color rojo y unidades de $psi \cdot 10^6$ y la curva del módulo de Poisson denominada “N” en color azul con una escala de 0 a 5 con unidades de $psi \cdot 10^6$.

El carril ocho corresponde a las estimaciones derivadas del método de Passey denominado “COT-Passey” en color negro con una escala de 0 a 5 y unidades wt%, los colores rojos de este carril indican altos valores de COT y los verdes bajos valores. El carril número nueve denominado “PayShale” este carril no contiene curvas, sino intervalos en color rojo que representan los intervalos de interés que cumplieron los valores de cutoff.

Cabe mencionar que las curvas correspondientes a los intervalos con el nombre de “Kimmer” son usados con mucha precaución ya que no corresponden a la Fm. Tamán, como se explicó en el capítulo cuatro, por lo que los parámetros claves para la evaluación de YNC en este trabajo solo se calcularon para estas dos formaciones con un especial enfoque a la Fm. Pimienta.

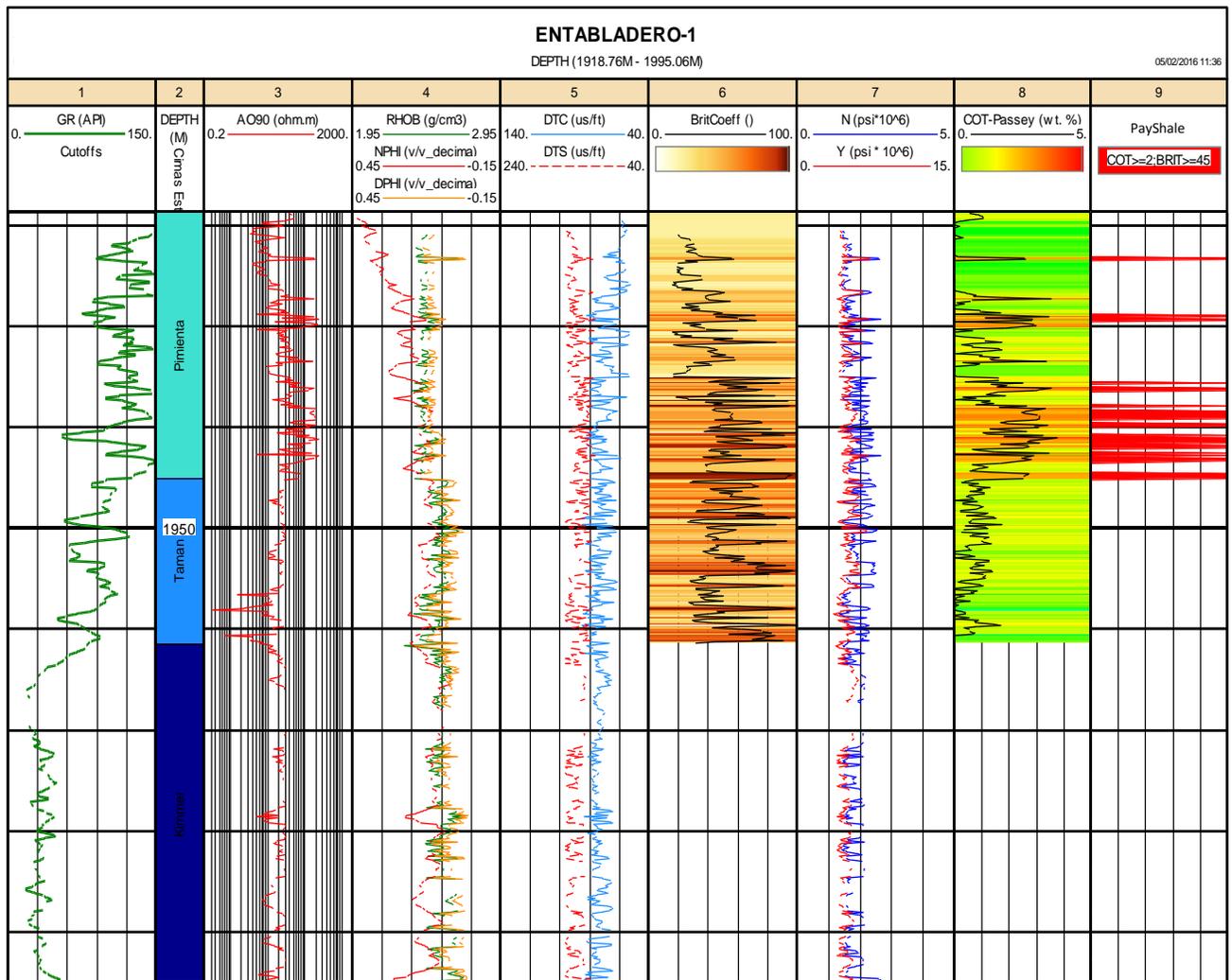


Figura 5.1- Ejemplo de templete con curvas sintéticas y resultados de parámetros a evaluar.

De acuerdo a lo propuesto por PEMEX (2012) en el que establecen que el COT de un YNC tiene que ser $\geq 2\%$ para considerarse con interés económico/exploratorio y de acuerdo a lo propuesto por Rickman (2008) para que una fracturación sea exitosa en un YNC el BI tiene que ser ≥ 45 , en el análisis realizado se consideran estos valores como los parámetros de *cutoff*, o de corte en donde las zonas que excedan de manera simultánea a estos valores. Se establecieron como intervalos viables para funcionar como YNC, y a los intervalos que cumplieron con estos parámetros se les asignó el nombre de *PayShales (PS)*, las cuales están representadas como intervalos de color rojo en el último carril de los templetos.

Se consideraron dos tipos de espesores: el espesor bruto el cual representa el intervalo en metros disponible de la Fm. Pimienta y el espesor neto referido solo al intervalo que cumple con los valores de corte. La interpretación de los pozos siguió un orden Norte-Sur de acuerdo a la aparición de los



pozos en este sentido, y a manera de dar seguimiento a la descripción los templetos se presentan integrados en un anexo (ver anexo 3).

Para el caso del pozo **Entabladero-1**(ver anexo 3), se definen varios PS en la parte basal de la Fm. Pimienta, con espesores aproximados de 2 metros, los que en conjunto pueden ser definidos como un solo intervalo de interés de entre 1945.3 a 1935.4 m, mostrando un espesor neto de 9.9 m en su totalidad, también se observan dos PS muy delgados estratigráficamente por encima del anterior, a una profundidad de entre 1920 y 1930 m, con espesores aproximados de un metro.

En el pozo **Entabladero-2** (ver anexo 3), se observan PS en la parte basal de la Fm. Pimienta en el intervalo de profundidad de entre 1749 a 1733.4 con un espesor neto de 15.6 metros, al igual que el pozo Entabladero-1 este PS está formado por varios intervalos delgados, solo que en el pozo Entabladero-2 no se observa los PS delgados del pozo Entabladero-1.

El pozo **Entabladero-101** (ver anexo 3), exhibe la misma tendencia para el caso de la Fm. Pimienta en comparación con los dos anteriores, en donde un PS se encuentra en la parte basal y existen horizontes delgados por encima de ellos. El PS basal está delimitado por el intervalo 1823.4 a 1805.4 m equivalente a un espesor neto de 18 metros y el espesor delgado manteniendo su grosor de los pozos Entabladero-1 y Entabladero-2. En este pozo se observa un intervalo de interés en la Fm. Tamán, específicamente en su base y otro más en la parte media de la misma, ambos con espesores netos aproximados de 1.5 metros.

En el pozo **Sabaneta-2A** (ver anexo 3) se sigue manteniendo la tendencia de intervalos PS en la parte basal de la Fm. Pimienta, representado por el intervalo de 1711.3 a 1703.7 m dando así un espesor neto de 7.6 metros, pero para este caso aparece un PS de grosor considerable estratigráficamente arriba del basal, representado por una cima de 1698.2 y una base de 1682.7 m con un espesor neto de 15.5 metros, este el primer pozo de acuerdo al orden de interpretación (N-S) que exhibe dos PS con espesores de interés. Por otro lado él se vuelve a observar el PS basal de Tamán y mantiene los espesores netos del orden de 1.5 m.

El pozo **Xalostoc-1**. (ver anexo 3) muestra una variación para el PS basal, en donde se observa que está conformado por dos intervalos de 2 metros de espesor neto pero que en conjunto mantienen las características del PS basal, el intervalo correspondiente es 1616 a 1610.6 m con espesor de 5.4 metros, sin embargo se sigue manteniendo la presencia del PS de espesor considerable por encima del PS basal, al igual que en el pozo Sabaneta-2A, pero que lamentablemente no se observó el espesor real de este ya que los datos no lo permitían (ver anexo 3), pero hasta donde es posible su medición arrojó un intervalo de 1597.3 a 1588.3 y un espesor de 9 metros. Este pozo no tiene registro de haber perforado la Fm. Tamán, por lo que esta formación no tiene interés para este pozo.



El pozo **Tecoantepec-1** (ver anexo 3) mantiene el PS de interés que se encuentra en la parte basal de la Fm. Pimienta desde los pozos anteriores en el cual su intervalo está delimitado por una cima de 1087.2 a una base de 1071.2 m. con un espesor neto de 16 m., también se observa un PS de menor espesor más arriba que éste. A pesar de que los valores de BI se pueden observar que mantienen una buena tendencia durante toda la Fm. Pimienta, el COT es bajo por lo cual se vuelve el factor determinante de la PS. Y al igual que el pozo Xalostoc-1, en este pozo no es posible observar a la Fm. Tamán.

El pozo **Sultepec-1** (ver anexo 3), es un caso en el cual se puede observar que la tendencia de la PS en la parte basal de la Fm. Pimienta se sigue manteniendo sin embargo esta vez de un espesor muy delgado con un intervalo de 2242.5 a 2243.6 m., y un espesor neto de 0.9 m., las condiciones en la parte superior podrían parecer favorables en cuanto a los valores de COT pero los valores de BI son muy bajos respecto a los establecidos anteriormente, es por esta razón que las PS con espesores considerables observadas en los pozos anteriores, en este caso son muy pobres o no es posible su observación. Para este pozo la Fm. Tamán vuelve a ser recurrente a diferencia de Sultepec-1 y Tecoantepec-1 en las que no fue posible observarla, al igual que anteriormente no se observan intervalos de interés.

El pozo **Tenexcate-1** (ver anexo 3) representa un espesor bruto pequeño para la Fm. Pimienta debido a las características de los datos usados, de apenas 20.3 m., la PS de interés que se observa es la misma que en los casos anteriores, con una posición estratigráfica en la parte basal, con un intervalo de 1430.2 14 a 1445.5 m., pero en este caso no es posible observar si tiene una continuidad hacia arriba o si su espesor neto de 15.3 m es verdadero. La Fm. Tamán también es posible observarse, sin embargo aunque tiene buenos valores de BI, el COT que presenta es muy bajo, con lo cual no presenta PS de interés.

En el análisis en el pozo **Carolina-1** (ver anexo 3) la Fm. Pimienta está mejor, ya que tiene un espesor bruto aproximado de 93.5 m, siendo el pozo con mayor espesor disponible para la Fm. Pimienta, pero esto no quiere decir que las condiciones presentadas anteriormente en otros pozos se mantienen, ya que la PS basal, aunque es posible observarla, está compuesta por PS's muy delgadas de aproximadamente un metro, además de encontrarse espaciadas entre sí a intervalos del orden de los 10 m., por lo que su interés para esta PS en este pozo escaso. La PS en la parte superior del intervalo de la Fm. Pimienta disponible, está compuesta por otras PS's más delgadas del orden de los tres metros; con un espesor neto mayor a la PS anterior y por presentar un espaciamiento menor entre las PS's, se considera que tiene un interés mayor, con respecto a la PS basal. Los intervalos de esta PS están dadas de 1036.1 a 1007.9 m., siendo este pozo en donde la Fm. Pimienta se encuentra en una posición estratigráfica más somera. En este pozo también es posible observar a la Fm. Tamán, pero a tendencia de los pozos anteriores, no presenta interés.



El pozo **Pahuatatempa-1** (ver anexo 3) sigue con la tendencia que lleva el pozo Carolina-1, en su base presenta una PS muy delgada, aproximadamente de un metro, algo que podía ser observado desde el pozo Carolina-1 por lo que no tiene interés, sin embargo en caso contrario la PS que se encuentra por encima de esta última tiene una espesor de interés considerable ya que su intervalo está dado por 1479.9 a 1444.4 m., con un espesor neto de 35.5 m.; a pesar de ser la PS con intervalo más grande, se debe considerar que está constituida por PS's más delgadas con espaciamiento considerable entre ellas. En este pozo no es posible observar a la Fm. Tamán.

Relicario-1 (ver anexo 3) es el pozo que se encuentra más al sur del área de estudio, aparece una vez más la PS basal, con un intervalo de entre 1859.6 a 1853.8 m., con un espesor neto de 6.8 m. el cual es más grueso que las presentadas en los pozos Carolina-1 y Pahuatatempa-1 por lo que se considera de nueva cuenta de interés, también la PS por encima de ésta, se encuentra presente compuesta por otras PS's más delgadas con respecto a las que se observan en la PS basal, con un grosor aproximado de un metro. Esta PS se encuentra de 1792.2 a 1812.4 m., con un espesor neto de 20.2 m., sin embargo al igual que el pozo Xalostoc-1 no es posible determinar su espesor total. Se mantiene la tendencia de C-1, donde no aparece la Fm. Tamán.

La correlación de las PS's en cada pozo se puede apreciar en la Fig. 5.2.

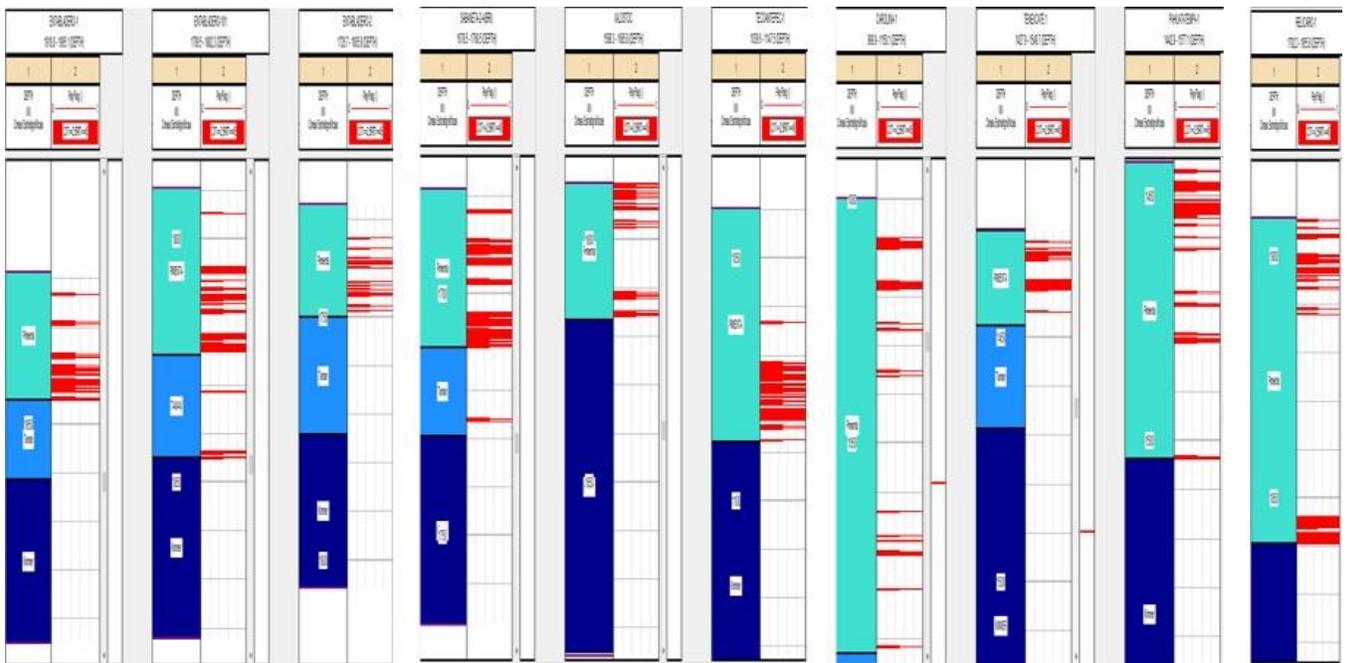


Figura 5.2- Correlación entre pozos



Con las interpretaciones individuales anteriores, es posible determinar intervalos de acuerdo a la presencia de los dos *PayShale* más recurrentes que se definieron de acuerdo a su posición estratigráfica, el primero que es el PS basal y la segunda PS que se encontraba por encima de la anterior. Por lo tanto el primer Intervalo de Interés (I) es definido como aquel en donde solo aparece el PS- basal con espesores netos mayores a 9 m. a quien se le denominara **Intervalo-1**. El segundo intervalo es aquel donde solo aparece el PS superior (el que se encontraba por encima de la PS basal), denominado **Intervalo-2**.

Se construyó una correlación estructural entre los pozos usando los intervalos de interés (Figura 5.3A), donde se observa que el **Intervalo-1** se mantiene en toda el área de estudio teniendo sus espesores más considerables en la zona de los pozos Entabladero-1, 2, 101, Sabaneta-2A y Xalostoc-1, y el **Intervalo-2**, solo se observa en dos porciones del área de estudio, una NW que incluye a los pozos Sabaneta-2A y Xalostoc-1 otra más al sur del área involucrando a los pozos, Carolina-1, Pahuatatemala-1 y Relicario-1.

De acuerdo a esta sección estructural (Figura 5.3A.), la porción que incluye los pozos Carolina-1 y Tecoantepec-1 es donde la Fm. Pimienta se encuentra más somera, entre estos dos pozos se puede observar una peculiaridad ya que en el pozo Carolina-1 el **Intervalo-1** prácticamente desaparece mientras que en el pozo Tecoantepec-1 el espesor neto de este es de 15.3, por otro lado en el pozo Tecoantepec-1 no se alcanza a observar el **Intervalo-2** y dada la cercanía entre estos pozos, es muy probable que si exista este último intervalo, solo que por el alcance de los datos, no es posible su identificación, aun así se mantiene una inclinación reservada en esta zona debido a que los intervalos de interés se encuentran muy cercanos a la superficie, lo que probablemente haya causado efectos de exhumación.

Ésto último se puede deber a varios fenómenos geológicos, uno de ellos puede estar relacionado a los altos o bajos de basamento tal y como lo publicó Jacobo (1986). Otra de causa puede estar relacionada a que estos dos pozos son los que se encuentran más cerca de la Sierra Madre Oriental lo que puede relacionarse con cuestiones estructurales como eventos orogénicos, pero al no contar con información de carácter sísmico o el registro completo, no es posible afirmar ninguna de las dos. La única forma de aportar al escenario de los eventos orogénicos es la cercanía de estos pozos a la sección de campo que se caminó, donde se tenía a Fm. Pimienta aflorando y la distancia entre los pozos y la sección de campo no supera los 10 Km.



Secciones Estructural y Estratigráfica

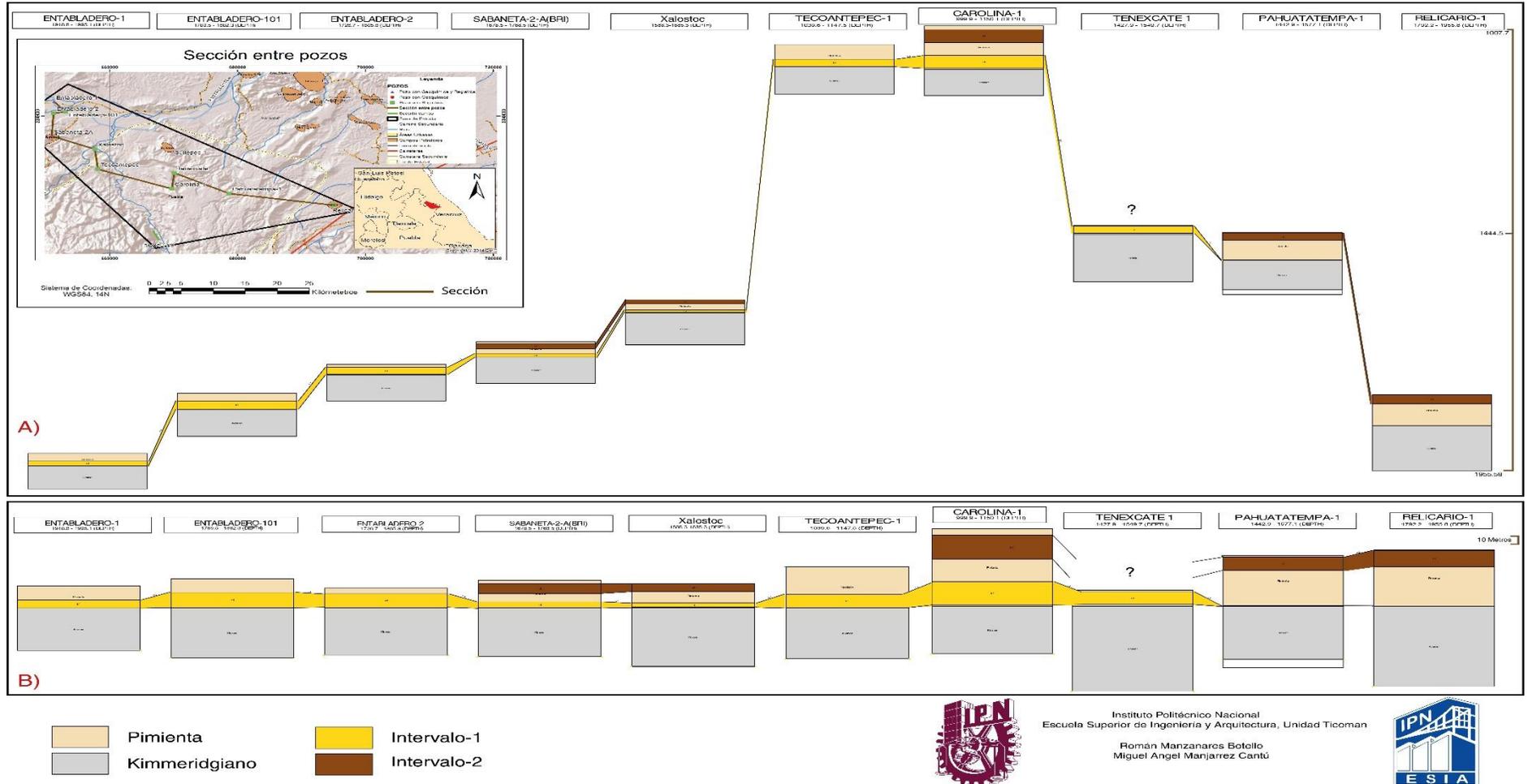


Figura 5.3- A) Sección estructural, B) Sección estratigráfica.



Otra consideración que se puede hacer de acuerdo a esta sección general, es que entre los pozos Sabaneta-2A y Xalostoc-1 es la única zona donde ambos Intervalos de interés se presentan con espesores bastante considerables y a una profundidad aceptable para su perforación (entre 1600 y 1750 metros de profundidad). Por otro lado entre los pozos Carolina-1, Tecoantepec-1, Pahuatatepa-1 y Relicario-1 existe una clara relación entre la variación estratigráfica para el **Intervalo-2**, con excepción en Tecoantepec-1 donde a pesar que no es posible su configuración debido a que no se tiene continuidad estratigráfica ascendente (ver anexo 3, pozo Tecoantepec-1) de los datos y aunado a su ligera desviación hacia el Norte causan la “desaparición” de este intervalo, aunque las posibilidades de encontrar este intervalo en este pozo son altas.

Por su parte en la (Figura 5.3B) donde se muestra la sección estratigráfica entre estos intervalos se pueden interpretar diversos engrosamientos y adelgazamientos para el **Intervalo-1**, es importante considerar que a pesar que en Carolina-1 se observa un engrosamiento importante, no se considera de interés ya que este intervalo está conformado por varios PS muy delgados y muy espaciados entre sí (ver anexo 3, pozo Carolina-1), esto en sumatoria con las dificultades estructurales del **Intervalo-1** en este pozo lo hacen de un interés reservado.

En la zona al Norte del área, donde se incluyen los pozos Entabladero-1,2 y 101, se puede observar que el **Intervalo-1** mantiene espesores considerables entre estos pozos, y si se revisan individualmente (ver anexo 3, Pozos Entabladero- 1, 2 y 101), se podrá notar que los PS que conforman al Intervalo-1 son uniformes en cuanto a espaciamiento y espesor lo que genera mayor interés en esta zona, en relación con lo anterior los pozos Sabaneta-2A y Xalostoc-1 se observa la misma tendencia de los pozos anteriores con la diferencia de un adelgazamiento importante para el **Intervalo-1** así como la aparición del **Intervalos-2**, por lo que se infiere que este último intervalo podría estar presente en los pozos Entabladero 1, 2 y 101.

En resumen la mejor representatividad para el **Intervalo-1** se da hacia el NW del área, ya que a

partir del pozo Xalostoc-1 este intervalo sufre de dos condiciones que deterioran su interés, una es su continuo adelgazamiento conforme se avanza hacia el SE hasta casi desaparecer en la porción más al Sur y la segunda es el espaciamiento de las delgadas PS's que conforman a este intervalo e.g. Carolina-1.

Por último es probable que **Intervalo-2** se encuentre en la mayoría de los pozos con condiciones de PS's cercanas entre sí, así como grosores considerables, aunque no es posible su interpretación en la sección por la falta de datos.



Para entender mejor la distribución espacial de los parámetros estimados se recurrió a las interpolaciones de los intervalos donde se tomaron los valores promedio para cada uno de estos y donde no se utilizaron los valores que no cumplen con las dos condicionantes expuestas anteriormente ($COT \geq 2\%$ y $BI \geq 45$) por lo que en teoría las interpolaciones representan las mejores áreas susceptibles a funcionar como YNC, es importante tomar en cuenta la profundidad de cada dato, ya que estas interpolaciones solo representan su distribución en planta (ver sección estructural).

En la **distribución del BI en el área de estudio** (Figura 5.4A), se observa una tendencia similar a la concentración de COT, solo que como era de esperarse en la zona de los entabladeros los valores de BI aunque entran dentro del rango, no son los mejores quedando estos últimos hacia el sur de la zona entre los pozos Relicario-1 y Pahuatatempa-1.

Para el caso de la **distribución del COT en el área de estudio** (Figura 5.4B), se presentan dos concentraciones importantes dentro del área una al NW y otra al SE, siendo la que se encuentra al NW el área de mayor interés manteniendo las interpretaciones que se hicieron de las secciones, donde la zona de los pozos Entabladero 1,2 y 101 es la que mejor se mantiene.

También se configuraron los valores para el **BI del intervalo-1** (Figura 5.5A), donde a diferencia de la interpolación general la tendencia que existía hacia el SE del área disminuye en gran medida, dejando como área de mayor interés hacia el NW, como caso específico el pozo Tecoaatepec-1 presenta altos valores de BI para esa porción del área.

Se realizó una interpolación de la **distribución del COT en el área de estudio** (Figura 5.5B), pero enfocada al **Intervalo-1** en donde se observa la tendencia muy parecida a las vistas en las interpolaciones generales, sin embargo la concentración se acentúa hacia el NW de la zona y disminuye significativamente hacia el sur de la zona, específicamente en Pahuatatempa-1.

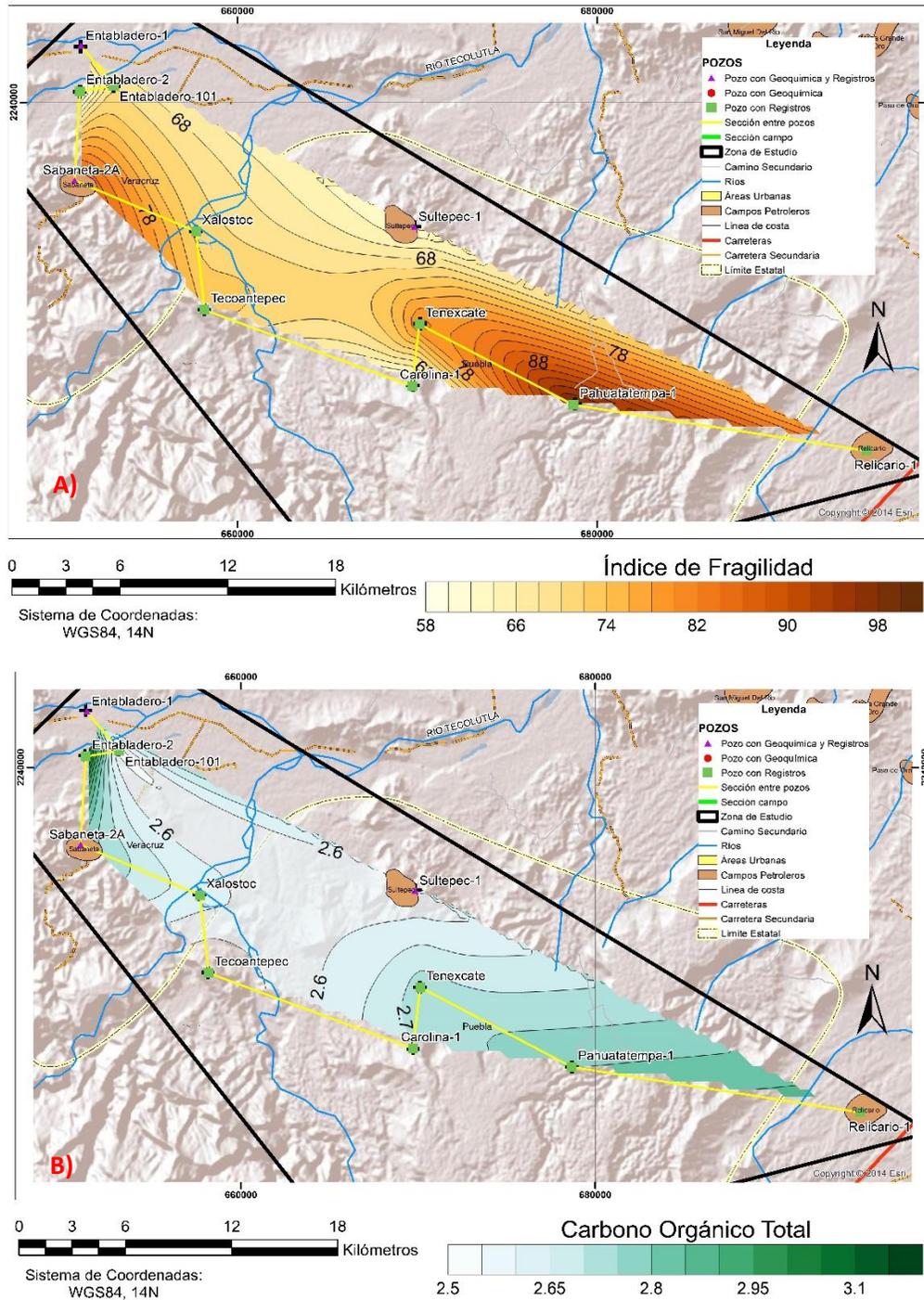


Figura 5.4- A) Configuración de índice de Fracturabilidad (BI) general, B) Configuración de carbono orgánico total (COT) general.

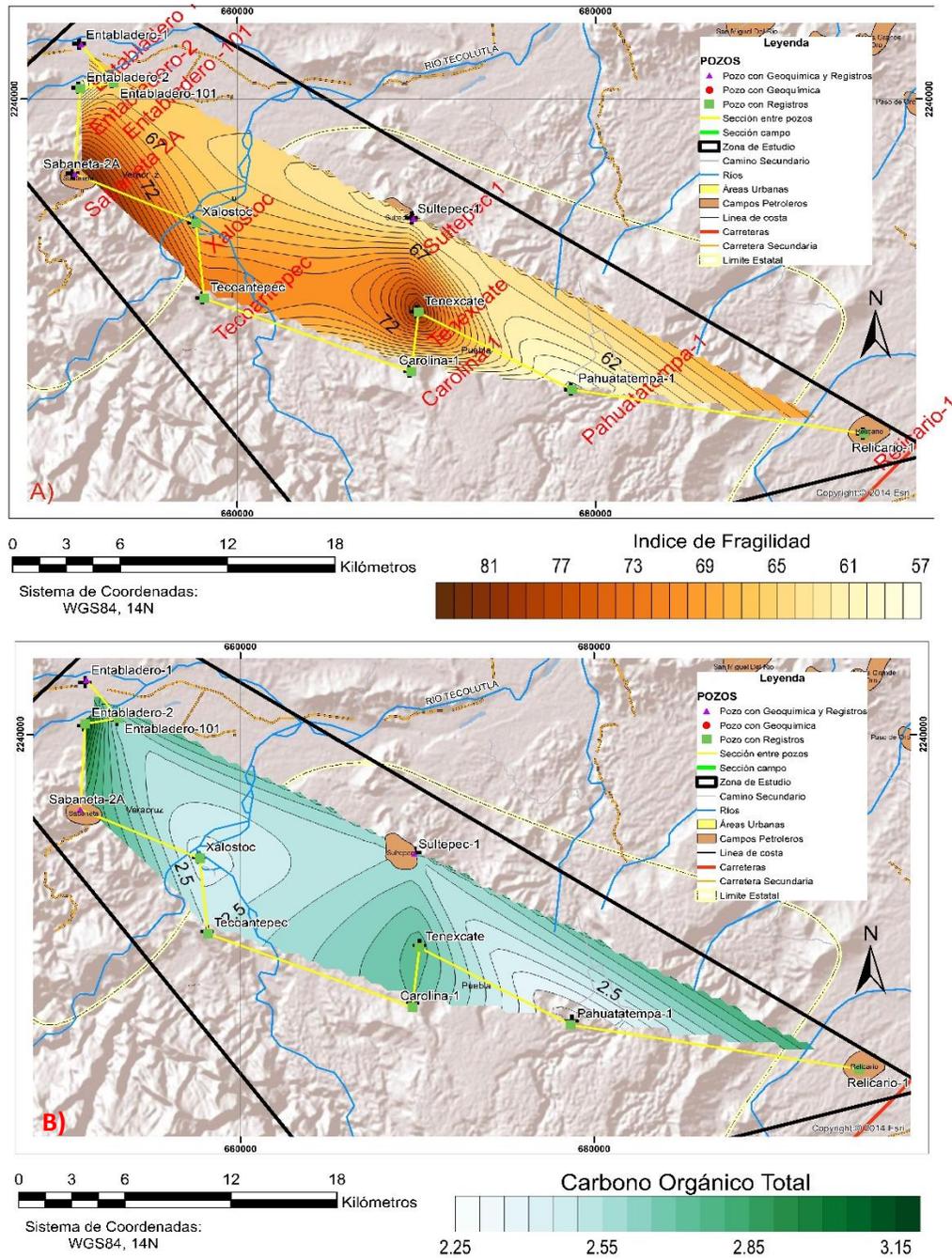


Figura 5.5- A) Configuración de índice de Fracturabilidad (BI) para el intervalo – 1, B) Configuración de carbono orgánico total (COT) para el intervalo – 1.



En el caso del intervalo 2 no fue posible realizar las interpolaciones, ya que los datos que se tenían eran muy puntuales es decir cómo se observan en las secciones este intervalo solo aparecía en ciertos pozos por lo que las interpolaciones hechas por el software serian entre datos presentes y ausentes, dando como resultado una configuración errónea y por ende también su interpretación.

Para obtener una relación clara entre estos dos parámetros esenciales para la evaluación, se recurrió a la normalización de los datos, obteniendo un valor único que para fines del trabajo será denominado “Factor de Exploración”. La obtención de este parámetro se hizo a través de la normalización de los valores de COT (Ecuación 5.1) y el Índice de Fracturabilidad (Ecuación 5.2), y posteriormente los resultados de la normalización de estos dos parámetros se promediaron, la expresión matemática de este promedio es la ecuación 5.3.

$$Norm - COT = \frac{X_{COT} - X_{minCOT}}{X_{maxCOT} - X_{minCOT}} \dots\dots\dots 5.1$$

$$Norm - BI = \frac{X_{BI} - X_{minBI}}{X_{maxBI} - X_{minBI}} \dots\dots\dots 5.2$$

$$Factor\ de\ Exploración = \frac{(Norm - COT) + (Norm - BI)}{2} \dots\dots\dots 5.3$$

Los resultados de la ecuación 5.3 se expresan en valores entre cero y uno, donde los valores más cercanos a uno son los que mejores condiciones presentan; este valor numérico representa un indicativo de cuáles son los pozos con mayor futuro prospectivo tal como se estipulo al inicio de este capítulo. Los valores se interpolaron dando como resultado la siguiente configuración (Figura 5.6).

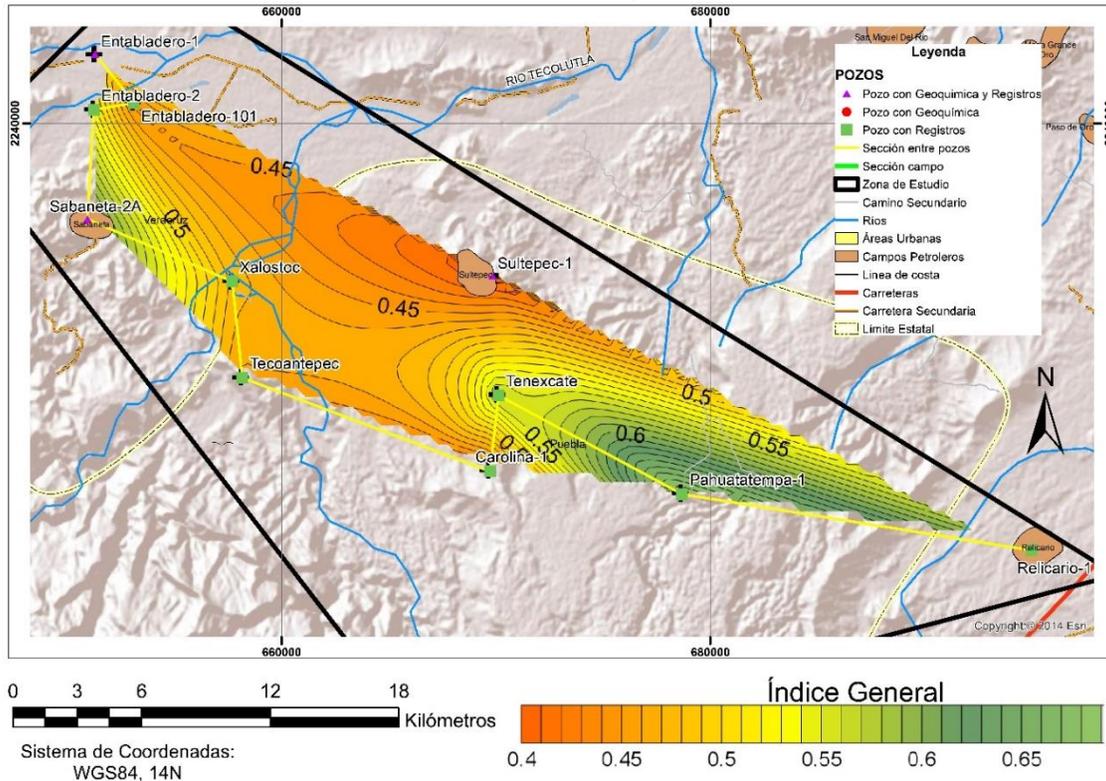


Figura 5.4- Configuración del factor de exploración.

El Factor de Exploración fue propuesto debido a que los alcances de los datos disponibles no permitieron realizar una evaluación integral de los YNC. El término utilizado en las evaluaciones integrales es “zona de paga” (*NetPay*) que involucra estudios como: Caracterización de roca generadora, evaluación petrofísica, diseño de fracturación hidráulica, diseño de pozo, interpretación sísmica y definición de anomalías a partir de atributos sísmicos.

La definición de Factor de Exploración para fines prácticos del trabajo es: relación matemática entre el valor puntual representativo de Carbono Orgánico Total (COT) y el valor representativo del Índice de fracturabilidad (BI) ambos valores relacionados a un pozo.

Para poder hablar en términos de ubicación geográfica relacionada a las zonas que cumplen con los mejores parámetros de evaluación como YNC se dividió al área de estudio en tres zonas principales numeradas del uno al tres y una zona cuatro que por cuestiones de dimensión se manejó como una zona dentro de la zona 1.

La tendencia de las demás interpolaciones se mantuvo, valores altos al NW y al SE del área, pero si a esta configuración se le agregan los parámetros que se discutieron en este capítulo con

anterioridad como profundidad, complejidad estructural, grosor/espaciamiento entre las PS's, presencia de ambos intervalos y continuidad lateral de los mismos, se puede desestimar la zona 3 (Figura 5.7) al SE del área, debido a que aunque se presentan ambos intervalos, no existe una continuidad lateral para **Intervalo-1** lo que la hace de menor interés, además aunque en el pozo Relicario-1 si aparece Intervalo -1 en el pozo Pahuatatempa-1 practicante desaparece y la distancia entre ellos es considerable.

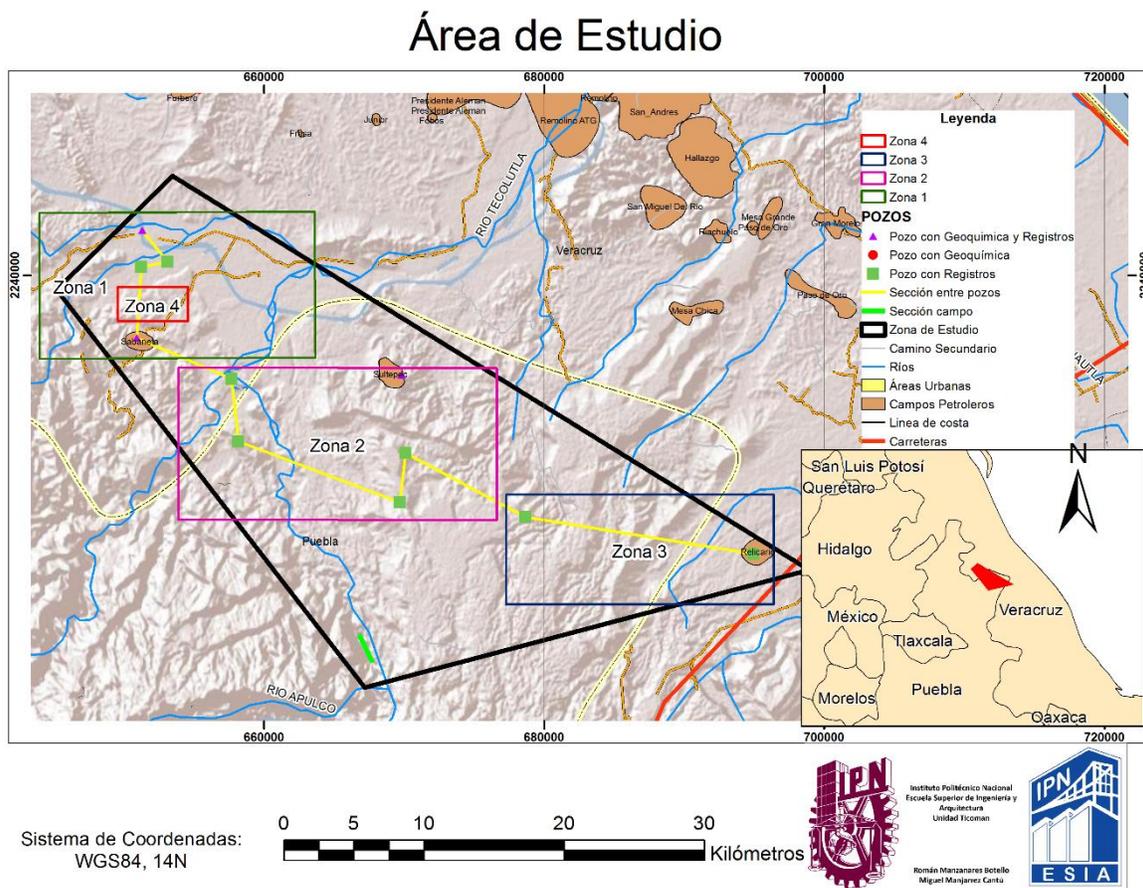


Figura 5.5- Distribución de zonas en el área de estudio.

La zona 2 se encuentra en el centro del área en donde en la configuración arroja los valores más bajos debido a su bajo contenido de COT y BI, aunado a esto se encuentra muy somero y de acuerdo a la sección estructural, se encuentra afectada por algún evento, otro aspecto importante es que la separación de las PS's es notorio así como su grosor es delgado. Como caso específico dentro de esta zona se encuentra el pozo Sultepec-1 el cual se encuentra a mayor profundidad en comparación con los otros pozos de la zona 2 pero al N del área, no se le considera dentro de las secciones de estudio debido a que prácticamente ninguno de los intervalos se hizo presente por sus baja o nula visibilidad de los intervalos (ver anexo 3, Pozo Sultepec-1).



Por último la zona 1 se encuentra al NW del área, la configuración nos muestra que existen buenos valores, junto con esto las condiciones de profundidad son aceptables, la distancia entre los pozos Entabladero-1,2, 101, Sabaneta-2A y Xalostoc-1 es relativamente cercana a comparación de los pozos en las demás zonas, por lo que la interpolación entre estos tiene mayor veracidad; además las PS's dentro de este intervalo tienen un grosor considerable y no se presenta gran separación entre estas, también la continuidad lateral para el **Intervalo-1** entre estos pozos está presente y aunque el **Intervalo-2** no está presente es muy probable la existencia del mismo debido a que en los pozos que si es posible su observación este intervalo se encuentra a ~25 m. de separación entre Intervalo-1, pero al no contar con la información necesaria esta aseveración se hace factible.

Con lo dicho anteriormente se propone que la mejor área para probarse para producción como YNC es la que se encuentra representada como zona 4 (Fig.5.7), que es el área donde se pueden extrapolar los mejores valores y condiciones que representan los pozos Sabaneta-2A y los pozos Entabladero-1, 2 y 101.

Si se lleva a un contexto de rentabilidad se propone hacer una prueba a una distancia media entre los dos intervalos para que el fracturamiento alcance a ambos y se obtengan mejores pruebas de producción a comparación de que estas pruebas se llevaran a cabo en medio de un solo intervalo.

Conclusiones y Recomendaciones

Capítulo 6





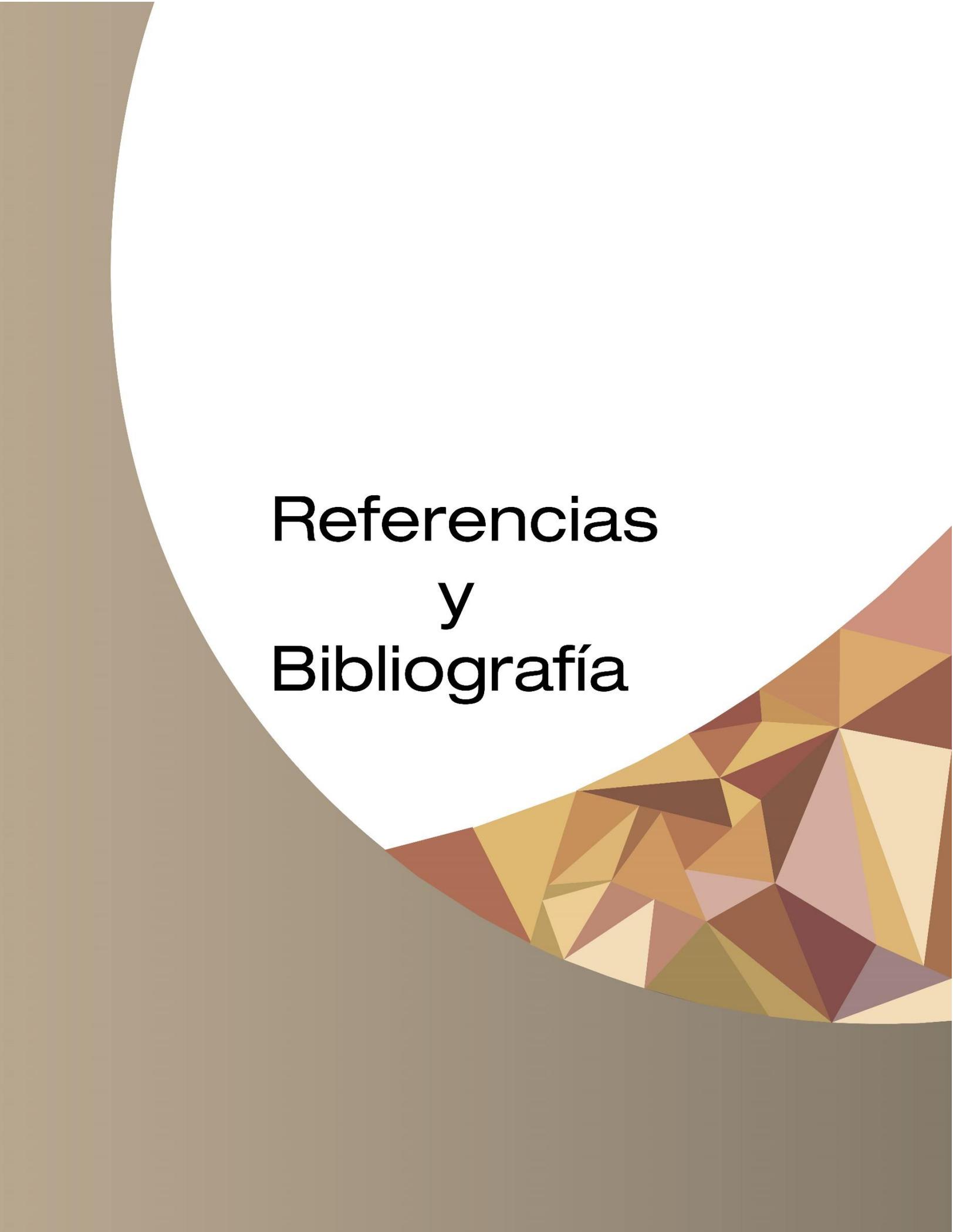
Conclusiones

- ❖ Se cumplió con el objetivo de evaluar a la Fm. Pimienta como YNC y se definió un área con los mejores valores de los parámetros estudiados en este trabajo.
- ❖ En la región Sur de la Cuenca Tampico Misantla, la Zona 4 del área estudiada, comprende la mejor opción para iniciar un profundo proceso multidisciplinario de exploración como *shale oil* dentro de la Fm. Pimienta inferior.
- ❖ En el área estudiada la información define que la Fm. Pimienta presenta dos Intervalos de gran interés como *shale oil*, con una separación de aproximadamente 25 metros entre ellos, por lo que las pruebas de producción entre estos dos intervalos sería concluyente para la factibilidad de un pozo direccionado en esa área.
- ❖ La interpretación derivada de este trabajo, requiere un ampliación en términos de alcances estratigráficos en cuanto registros Geofísicos se refiere para ser complementada y verificar la existencia del **Intervalo-2** en otros puntos del área de estudio donde no fue posible su interpretación, por ejemplo en la zona 1 del área de Estudio.
- ❖ Las redes neuronales tiene un buen funcionamiento *a priori* si se tiene un correcto manejo de los datos a usar, para verificar resultados se recomienda la comparación de curvas sintéticas con curvas de campo, de pozos lo más cercanos posibles a los de este trabajo.
- ❖ La región Sur de la CTM cumple con la mayoría de las características físico-geoquímicas para comportarse como YNC específicamente como prospección de aceite.
- ❖ La zona 2 del área de estudio es la más compleja estructuralmente y más cambiante de litología lateralmente, por lo que es recomendable el uso de registros completos en esta zona.
- ❖ La mayor concentración de hidrocarburos sólidos en la Fm. Pimienta, estudiada en los afloramientos de la sección visitada en campo se da en la parte Inferior de la misma.
- ❖ El uso de esta metodología como herramienta de exploración en áreas con muy poca información es un buen primer acercamiento a la zona con problemas de falta de datos.



Recomendaciones

- ❖ Se recomienda el uso de sísmica 3D de la zona 1 que fue la que mejores condiciones presento para funcionar como *shale oil*, debido a que representa un factor clave en la exploración de estos yacimientos, esto nos habría permitido, definir estructuralmente a la zona, así como la derivación de otros parámetros a partir de atributos sísmicos *e.g.* definición de esfuerzos *in situ*, mejor planeación de fracturación, concentraciones de hidrocarburos, etc.
- ❖ Los resultados sirven como punto de partida para la exploración de YNC en el área de estudio, se recomienda ampliar la exploración en ámbitos de: saturación de hidrocarburos, permeabilidad, porosidad, cálculo de *closure stress* (esfuerzo de cierre) para la determinación del tipo de apuntalante a usar, Geoquímica de laboratorio de la zona 1 y cálculo de presión de poro.
- ❖ Se recomienda ampliar el cálculo de BI empleando los parámetros: Mineralogía de la roca y pruebas estáticas geomecánicas, para la conjunción de sus resultados con los estimados en este trabajo.



Referencias y Bibliografía



Referencias

- AGUILERA, E., 1972, Ambientes de depósito de las formaciones del Jurásico Superior en la región Tampico – Tuxpan, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos petroleros, 24(1), 129-145.
- ALEXANDER, T.; BAIHLY, J.; BOYER, CH.; CLARK B.; JOCHEN V.; LE CALVEZ, J.; LEWIS, R.; MILLER, C. K.; THAELER, J. y TOELLE, B. E., 2011, Revolución del gas de lutitas, 1-17.
- ALI, J. K., 1994, Neural Networks: A New Tool for the Petroleum Industry?, SPE 27561,.
- ALVARADO B. I. Y., 2013, Evaluación del potencial gasífero en lutitas (gas shale) del paleozoico en la cuenca de los llanos orientales, Universidad Nacional de Colombia, Tesis de maestría, 101 p.
- ÁLVAREZ, M., 1951, México, Bulletin of the American Association of petroleum Geologist, 35, 361-381pp.
- ALZAGA R. H.; GRANJEON, D.; LOPEZ, M.; SÉRAME, M. y ROURE, F., 2009, Gravitational collapse and Neogene sediment transfer across the western margin of the Gulf of Mexico: Insights from numerical models, Tectonophysics, Vol. 470, 21-41p.
- American Society for Testing Materials (ASTM), 2013, Standard Test Method for Young's Modulus of Refractory Shapes by Sonic Resonance, ASTM International, West Conshohocken, PA.
- ARENILLAS G. A., 2014, Recomendaciones ambientales en relación con las medidas preventivas y correctoras a considerar en proyectos relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos mediante técnicas de fractura hidráulica., 1-100.
- ARMAS, J. M., 2004, Cartografía geológica estructural del valle de Huizachal, como base para el análisis de estabilidad de taludes de la carretera rumbo nuevo, Tamps., México., Linares N.L., Universidad Autónoma de Nuevo León, Tesis de Maestría, 159p.
- BASOGAIN, O. X., 2008, Redes Neuronales Artificiales y sus aplicaciones, Dpto. Ingeniería de Sistemas y Automática, Escuela Superior de Ingeniería de Bilbao.
- BELLO, M. R., 1978. Estudio Estratigráfico de Rocas Sedimentarias en 13 Pozos Localizados en la Porción Meridional de la Faja de Oro., México D.F., Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Licenciatura, 85p.
- CAMARGO, E.; AGUILAR, J.; RIOS, A.; RIVAS, F.; AGUILAR, J.; y MARTIN, 2008, Estimación de Parametros de Pozos Petroleros Utilizando Inteligencia Artificial, Venezuela, Mérida, Universidad de los Andes, Doctorado en Ciencias Aplicadas.
- CANTU C. A., 1969, Estratigrafía del Jurásico Medio-Superior del subsuelo de Poza Rica, Veracruz (Área de Soledad-Miqueta): Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 1 (1), 3-9
- CANTÚ C. A., 1971, La Serie Huasteca (Jurásico Medio-Superior) del Centro Este de México: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 3, 17-40.
- CAÑIPA M. N. K., 2002, Caracterización de petróleos de México mediante cromatografía de gases y análisis de componentes principales, Universidad Autónoma del estado de Hidalgo, Tesis de Maestría, 115 p.



- CARRILLO B. J., 1961, Geología del Anticlinorio de Huizachal Peregrina al N-W de Ciudad Victoria Tamps., Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XIII, 1-98 P.
- CARRILLO B. J., 1965, Estudio geológico de una parte del Anticlinorio de Huayacocotla: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 17(5-6), 73-9
- CARRILLO B. J., 1971, La Plataforma Valles–San Luis Potosí: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 23(1), 8-61.
- CARRILLO B. J., 1980, Paleocañones Terciarios de la Planicie Costera del Golfo de México, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 32, 27-57.
- COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2015, Volumen original de aceite por categoría, por región, activo y campo, México D.F., sin información, disponible en <http://www.cnh.gob.mx/DatosAbiertos.aspx#> , consultado 23 de Noviembre del 2015
- COOGAN, A. H.; BEBOUT, D. G. y MAGGIO, C., 1972, Depositional Environments and Geologic History of Golden Lane and Poza Rica Trend, Mexico, an Alternative View, The American of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 56, 1419-1447p
- DE ANDA R. J., 2013, Caracterización Geológica – Petrolera del campo Tajín en la Cuenca de Chicontepec, México D.F., Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Licenciatura, 105p.
- DELGADO, R., 2014, Yacimientos no convencionales: México, Halliburton, Presentación Técnica (Confidencial), 162.
- Energy Information Administration (EIA), 2013, EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment,, chapter II, 26p
- Energy Information Administration (EIA), 2014, Shale oil and shale gas resources are globally abundant, Washington DC, sin información, disponible en <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=14431#> , consultado 23 de Noviembre del 2015
- FJAER, E., 2008, Petroleum related rock mechanics, Amsterdam, Elsevier, 515p-
- FOX, A., SNEILLING, P.; McKENNA, J.; NEALE, C.; NEUHAUS, C. y MISKIMMINS, J., 2013, Geomechanical Principles for Unconventional Reservoirs, MicroSeismic, Reporte técnico, 25p.
- FULLER, Q., 1978, Physics including human applications, Michigan, Universidad de Michigan, 781p.
- GESTAL, P. M., 2013, Introducción a las Redes de Neuronas Artificiales, Depto. Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, Universidad de Coruña.
- GOLDHAMMER, R., 2001, Middle Jurassic – Upper Cretaceous Paleogeographic Evolution and Sequence – Stratigraphic Framework of the Northwest Gulf of Mexico Rim: American Association of Petroleum Geologist Memoir 75, 45 – 81p.
- GONZALES, G. R.y HOLGUIN, Q. N., 1992, Las rocas generadoras de México, Boletín de las Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol.XLII, num. 1, pp. 16-30.
- GRAJALES N. J. M., 2013, Yacimientos convencionales y no convencionales, Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), México.



- GROSEBERG, S., 1976, Adaptive Pattern Clasification and Universal Recording: I. Parallel Development and coding of Neural Feature Detectors, Biological Cybernetics, Volumen 23, pp. 121-134.
- GUTIÉRREZ, G. M., 2005, Redes Neuronales Aplicadas a la Reconstrucción de pozo de Registros Geofísicos de Pozo, una herramienta para la evaluación de formaciones, México, D. F., Instituto Politécnico Nacional, Tesis de licenciatura, 102p.
- HALLIBURTON, 2011, EBN Notional Field Development Final Report, Reporte Técnico, 239p.
- HEIM, A, 1926, Notes on the Jurassic of Tamazunchale (Sierra Madre Oriental, Mexico): *Eclogae Geologicae Helvetiae*, 84-87.
- HERMOSO, C. y MARTINEZ, P., J., 1972, Medición detallada de formaciones del jurásico superior en el frente de la sierra madre oriental: *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, XXIV, 1-193P.
- HERNANDEZ, B. J., 2000, Análisis de facies sísmicas para la identificación de cuerpos arenosos del Eoceno Tardío al Noroeste del campo Mecatepec en el Cuenca Tampico Misantla, D.F, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Maestría, 113p.
- HERNÁNDEZ, R. A. , 1996, Sedimentología y diagénesis del kimmeridgiano en la región de Jonotla, Puebla y Tlacolula, Veracruz, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, Tesis de licenciatura, 74 p
- HOLDITCH, S. A., 2003, The increasing role of unconventional reservoirs in the future if the oil and gas business, *Journal of Petroleum Technology*, 55, 34-37 p.
- IMLAY, R. W., 1948, Stratigraphic relation of certain Jurassic formations in Eastern Mexico, *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, Vol. 32, No. 9, 1750- 1761.
- Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), 2014, Tipos de petróleo (en línea), México D.F., última actualización martes 9 de diciembre 2014, disponible en <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>
- IZAURIETA, F.; SAAVEDRA, C., 2000, Redes Neuronales Artificiales, Departamento de Física, Universidad de Concepción, Chile.
- JACOBO, A., 1986, El basamento del distrito de Poza Rica y su implicación en la generación de hidrocarburos,: *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo*, 18,5-24.
- KENDRICK, J. W.; HOOD & A.; CASTAÑO, J. R., 2007, Petroleum-generating potential of sediments from Leg 40, Deep Sea Drilling Project en White, S. M.; Supko, P.R.; Natland, J.; Gardner, J. & Herring, J., Initial reports of the Deep Sea Drilling Project; Supplement to volumes XXXVIII, XXXIX, XL, and XLI: Texas, Texas A&M University, 671-676.
- KOHLI, A., y ARORA, P, 2014, Application of Artificial Neural Networks for Well Logs, *en International Petroleum Technology Conference: Doha, Qatar, Society of Petroleum Engineers*, 1-8.
- KONOONEN, T., 1988, *Self – Organization and Associative Memory*, Springer – Verlag, New York.
- KOSKO, B., 1987, Bi-directional associative memories, *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics* 18(1), pp49-60.



- LOPEZ R. E., 1979, Geología de México Tomo II, Ciudad de México, 450 pp.
- MALDONADO, P., 2014, Aceite en lutitas (Shale Oil) un recurso no convencional y su perspectiva en México: México D.F., Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Licenciatura, 227p.
- MAGOON, L. B.; WALLACE, G. D., 1994, The Petroleum System, AAPG memoir 60, 1-22.
- MARTINEZ, J. M., 2015, Estudio de la Formación Pimienta para evaluar su potencial como un yacimiento no convencional del tipo shale gas/oil: México D.F., Instituto Politécnico Nacional, Tesis de Licenciatura, 196p.
- MINAYA E. I. B., 2008, Modelado de los sistemas petrolero en las cuencas subandinas del Perú (Cuenca: madre de dios, Ucayali, Huallaga, Santiago y Marañón), Universidad Nacional de Ingeniería, Tesis de licenciatura, 205 p.
- MORELOS J. A., 1996, Geochemical evaluation of southern Tampico Misantla basin, Mexico. Oil-oil and oil source rock correlations, Dallas, The University of Texas at Dallas, Tesis Doctoral) 658p.
- LOPEZ, I., 1979, Léxico Estratigráfico de México-Huehuetepic, Servicio geológico Mexicano, artículo técnico, 3p
- PASSEY, Q. R., 1990, A practical model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs, The American Association of Petroleum Geologist Bulletin,74, 1777-1794.
- PEÑA, V., 2010, Integrated geophysical investigation of shallow igneous bodies and the impact on seismic data quality. Chicontepec Basin, Mexico, Norman Oklahoma, University of Oklahoma, Tesis de Maestría, 97p.
- PEPPER, A.S., CORVI, P.J., 1995, Simple kinetic models of petroleum formation: Part III. Modeling an open system: Marine and Petroleum Geology, 12, 417–452.
- PEREZ, H., 2014, Evaluación del potencial del pozo A-1 del play no convencional Jurásico Superior (Formación Pimienta) en la Cuenca de Burgos: México D.F., Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Licenciatura, 134p.
- PÉREZ, I. M.; ROZO, A. M.; ULLOA, J. R.; ENRIQUE, C. F.; CALDERÓN, C. Z., 2002, Aplicación de las Redes Neuronales al estudio de Yacimientos de Petroleo, Universidad Industrial de Santander.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX), 2012, aceite y gas en lutitas, Avances en la evaluación de su potencial en México, 54p.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX), 2013, Provincia Petrolera Tampico – Misantla, 48p.
- RICKMAN, R., 2008, A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays are not clones of the Barnett Shale (resumen), en SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Denver, Colorado, USA, 1-11.
- ROJAS, D., 2012, Desarrollos de shale gas y perspectivas de explotación, México D.F, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Licenciatura, 212p.
- ROLON, L.F.; MOHAGHEGH.; AMERI, S.;GASKARI, R.;McDANIEL,A. y DOMINION., 2005, Developing Synthetic Well Logs for the Upper Devonian Units in Southern Pennsylvania, en Eastern Regional Meeting: Morgantown, Society of Petroleum Engineers,1-10.



- ROMÁN, R. J., HOLGUIN, Q. N., 2001, Subsistemas generadores de la región norte de México, Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XLIX, nums. 1-2, pp. 68-84.
- RUEDA G. J., 1972, La edad de los lechos rojos del núcleo 13 del pozo Soledad 101, zona de Poza Rica, Veracruz, México: Sociedad mexicanas, con base en palinoestratigrafía de lechos rojos: Instituto de Investigaciones en Ciencias de la Tierra de la Universidad Nacional Autónoma de México, Convención sobre la Evolución Geológica de México y Recursos Asociados, 2, Pachuca, Hgo., Simposio y coloquio, s/p.
- SAGGAF, M.M. y NEBRIJA, L.; 2003, Estimation of missing logs by regularized neural networks, AAPG Bulletin, 87, 1377-1389.
- SALES, T.; GIUSIANO, A.; y TUNIK, M. A., 2014, ANÁLISIS PRELIMINAR DEL POTENCIAL COMO SHALE OILQUE PRESENTA LA FORMACIÓN LOS MOLLES (MIEMBRO PELÍTICO INFERIOR) EN EL DEPOCIENTO BARRA COLORADA ESTE, ZONA DE LA DORSAL DE HUNICUL (resumen extendido) en IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: Mendoza, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, 203-210.
- SALVADOR, A., 1987, Late Triassic – Jurassic Paleogeography and Origin of Gulf of Mexico Basin: American Association of Petroleum Geologist Bulletin V 71, 4, 419 – 451p.
- SCHENK, J., 2003, Geologic Definition and Resource Assessment of Continuous (Unconventional) Gas Accumulations- the U.S. Experience, Geological Survey, Folleto técnico, 6p.
- Schlumberger, 2016, Constantes elásticas (en línea), disponible en <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/elastic_constants.aspx>
- SHARMA, O., P., y ARYA, O., P., 2006, Formation Strength Estimation From Well Log Data For Sand Cut Analysis in Tapti-Daman Area, Western Offshore Basin, India, en 6th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics “Kolkata 2006”: Kolkata, Petrophysics Division, KDMIPE, ONGC Ltd., Dehradun, 1-4.
- SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE), Tight gas reservoirs (en línea), actualizado 29 de junio 2015 a las 15:39, disponible en <http://petrowiki.org/Tight_gas_reservoirs>
- STATOIL, 2013, Understanding the resources Why are they considered unconventional?, global version, 3p.
- United States Geological Survey (USGS), 2000, Coal-Bed Methane: Potential and Concerns (en línea), disponible en <<http://pubs.usgs.gov/fs/fs123-00/fs123-00.pdf>>
- VELEZ, D., 1996, Modelos de sedimentación y factores que controlan la porosidad de la plataforma carbonatada de Entabladero, Jurásico Superior Sur de Poza Rica, Ver. México., México D.F., Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Maestría, 98p.
- World Petroleum Council (WPC), 2010, Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, 197P.
- ZHANG, B., 2014, Brittleness evaluation of resource plays by integrating petrophysics and seismic analysis (resumen) en SEG Denver, Denver Colorado, Society of Exploration Geophysicists, 2667-2671.



- ZOBACK, M., 2010, Reservoir Geomechanics, Cambridge, Cambridge University Press, 44

Bibliografía

- AGUILAR, C., 2014, El Shale Gas y el Fracking. Universidad Autónoma de Nuevo León, CIENCIAUANL.
- Alberta Geological Survey (AGS), 2008, What is Shale Gas? An Introduction to Shale-Gas Geology in Alberta, 32p.
- ÁLVAREZ L. B. I., 2012, Fracturamiento hidráulico multietapas, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de licenciatura, 150 p.
- BAKER, G., 1996, Mexico's basins could provide niches for various sized firms (en línea), Texas, Oil & Gas Journal, actualizado el 18 de Noviembre de 1996, disponible en <http://www.ogj.com/articles/print/volume-94/issue-47/in-this-issue/exploration/mexico39s-basins-could-provide-niches-for-various-sized-firms.html>
- BELT, B. C., 1925, Stratigraphy of the Tampico district of Mexico, Bulletin American Association of Petroleum Geologist, 9(1), 136-144.
- CARMONA T. D.; FERNÁNDEZ S., V.I., 2014, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Licenciatura, 144 p.
- CARRILLO M. P., 1960 Estudio geológico de los campos petroleros de San Andrés, Hallazgo y Gran Morelos, Estado de Veracruz, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros , 12, 1-75pp.
- CURTIS, C.; KOPPER, R.; DECOSTER, E.; GUMÁN, G. A.; HUGGINS, C.; KNAUER, L.; MINNER, M.; KUPSCH, N.; LINARES, L. M.; ROUGH, H. y WAITE, M., 2003, Yacimientos de petróleo pesado, 1- 24.
- CUTTLE, J., 2012, NI 43-101 Technical report-Caballo Blanco Project Resource update at the La Paila Zone, Vancouver Canada, Goldgroup Mining, reporte técnico, 114p
- Energy Resource Division, 2012, Road Map for Unconventional gas Projects in South Australia, 258p.
- ESCAMILLA, V. Y.; URIBE, Z. A., 2012, Aplicaciones de las redes neuronales artificiales en la caracterización estática de yacimientos, Mexico, D. F., Instituto Politecnico Nacional, Tesis de licenciatura, 96p.
- ESTRADA, J., 2013, Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para Centroamérica. Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
- FERRARI, L., 2005, Geology, geochronology and tectonic setting of the late Cenozoic volcanism along the southwestern Gulf of México: The Eastern Alkaline Province revisited, Journal of volcanology and geothermal Research, 146, 284-306.



- FERRARI, L. (s.f.). *Cisnex*. Obtenido de [http://cisnex.amc.edu.mx/congreso/Ciencias Exactas/Geociencias/Sismicidad volcanismo/pdf_ponencias/Ferrari_pdf.pdf](http://cisnex.amc.edu.mx/congreso/Ciencias_Exactas/Geociencias/Sismicidad_volcanismo/pdf_ponencias/Ferrari_pdf.pdf)
- GALLARDO, V. I., 2005, Aspectos geológicos y evaluación volumétrica de un yacimiento de gas CO₂ en el área Quebrache, municipio de Tampico Alto, Veracruz, Sonora, Universidad de Sonora, Tesis de Licenciatura, 94p.
- GOMÉZ, C. A., 2015, Desarrollo de yacimientos petroleros en cuencas tipo foreland con ejemplos de México y el Mundo, México: México D.F, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Licenciatura, 201p.
- GOMÉZ, T. A., 2005, Petrogénesis ígnea de la Faja Volcánica Transmexicana, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 3, 227-283pp.
- GUTIÉRREZ, N. A., 2006, Estudio Micropaleontológico y Bioestratigráfico de la Columna del Pozo Cupelado – 10 (Cuenca Tampico Misantla), México: México D.F, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Licenciatura, 120p
- GUZMÁN V. M. A., 2010, La Geoquímica orgánica y el ciclo de vida de un activo petrolero, 25 p.
- HERNANDEZ, S, 2014, Modelado geológico-geoquímico del sistema petrolero Tampico-Misantla: México D.F., Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Licenciatura, 49p.
- HOPPFIELD, J. J., 1982, Neural networks and physical systems with emergent collective computational abilities, PNAS, USA, VOL. 79, pp. 2554-2558, Abril.
- HUBBERT, K, 1956, Nuclear Energy and the Fossil Fuels drilling and production Practice, 2-38p.
- IVANHOE, L., 1997, KING HUBBERT - UPDATED. *HUBBERT CENTER NEWSLETTER* , HC#97/1-2-8.
- LAJOUS, A. 2012. Nuevas perspectivas de gas natural en México. Foro Internacional 209, LIL. 658-694.
- LUNA G. C., 2014, Manejo de agua en un fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales de lutitas, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de licenciatura, 92 p.
- MARTÍNEZ C. J., 2015, Estudio estratigráfico – geoquímico en petróleo y gas de lutitas de la formación Eagle Ford, noroeste de villa hidalgo, estado de Coahuila, Noreste de México, Universidad Autónoma de México, Tesis de Maestría, 150 p.
- MARTÍNEZ, J. M., 2003, Estudio biosedimentológico del pozo Nautla-1 aplicado a la Estratigrafía de Secuencias, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 50, 34-50pp
- MAYOL C. M. A., 2005, Caracterización geoquímica de los aceites de la Cuenca de Chicontepec, Instituto Politécnico Nacional, Tesis de Maestría, 129 p.
- MCCARTHY, K., ROJAS, K.; NIEMANN, M.; PALMOWSKI, D.; PETERS, K., STANKIEWICZ, A., 2011, Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation, 1-12.



- MORENO, M., 2000, Inversión de datos Gravimétricos y Magnetométricos en 3-D, con aplicación a la Cuenca Tampico Misantla: México D.F., Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Maestría, 48p.
- NAIK, G. C., Tight Gas Reservoirs – An Unconventional Natural Energy Source for the Future (en línea), disponible en <http://www.sublettewyo.com/DocumentCenter/Home/View/358>
- NARVAEZ, A., 2013, Tercera Ronda de Licitaciones en PEP Contratos Integrales de Exploración y Producción Aceite Terciario del Golfo: Ciudad de México, PEMEX, Presentación Técnica (Confidencial), 105.
- NIETO, J., 2010, Análisis estratigráfico de la secuencia sedimentaria del grupo Chicontepec: México D.F, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Licenciatura, 206p.
- ONTIVEROS, G., 1973, Estudio de la porción Noroccidental de la cuenca Morelos-Guerrero: Poza Rica Ver., Petróleos Mexicanos, Reporte Técnico, 57p.
- ORTEGA, B., 2011, Deformación por acortamiento en La Plataforma Valles – San Luis Potosí y en la cuenca Tampico – Misantla; porción externa del cinturón de Pliegues y Cabalgaduras Mexicano, México D.F., Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Maestría, 116p.
- PADILLA, R., 2007, Evolución Geológica del Sureste Mexicano desde el Mesozoico al Presente en el contexto regional del Golfo de México: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, LIX, núm. 1, 19-42p.
- PEREZ, C., 1993, Geologic evolution of the Burgos Basin, northeastern México, Houston Tx., Rice University, Tesis Doctoral, 577p.
- PÉREZ M., R. A., 2015, Optimización de los sistemas de perforación y terminación de pozos en yacimientos de shale gas, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Licenciatura, 138 p.
- PIÑA, M., 2007, Léxico Estratigráfico de México-Agua Nueva, Servicio geológico Mexicano, artículo técnico, 6p.
- PIRSON, S. J., 2008, Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos, Ediciones Omega, Barcelona, 779 p.
- ROJAS, J. A., 2007, Estudio integrado geológico y geoquímico de la formación barco en su sección de referencia, Universidad de Zulia, Tesis de Maestría, 92 p.
- ROMERO, R., 1988, Evaluación Geológica-Geoquímica en la porción Sur de la Cuenca Tampico Misantla, México: México D.F, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Licenciatura, 75p.
- SALVADOR R. M., 2014, Análisis a la declinación de los yacimientos de gas lutitas, Universidad Autónoma de México, Tesis de licenciatura, 116 p.
- SANTAMARÍA O. D. M. et. al. 2009, Generación de petróleo mediante experimentos de pirólisis revisión sobre el conocimiento actual, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Volumen 61, Núm. 3, 1-14.



- Secretaría de Energía (SENER), 2016, PROGRAMA QUINQUENAL DE LICITACIONES PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS 2015-2019: México, 97.
- SMITH, M., B., y MONTGOMERY C., T., 2015, HYDRAULIC FRACTURING: New York, CRC Press, 810.
- TEJEDA, C., 2006, Caracterización Geoquímica, Petrografía Orgánica Evaluación Del Potencial Oleogenerador De Las Rocas Del Oxfordiano (Fm. Santiago) En La Parte Sur De La Cuenca Tampico-Misantla, México: México D.F, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Maestria, 107p.
- VÁZQUEZ, C., 2006, Morfología del basamento ígneo en una parte del Canal de Chicontepec, México D.F., Instituto Politécnico Nacional, Tesis de Licenciatura, 142p.
- VILLAMIZAR C. J. L., (2012), Caracterización geoquímica en la formación tablazo, sección barichara- Villanueva departamento de Santander, Universidad Industrial de Santander, Tesis de licenciatura, 61 p.