



UNIVERSIDAD JUÁREZ AUTONOMA DE TABASCO

DIVISIÓN ACADÉMICA DE CIENCIAS BÁSICAS



**Caracterización Geológica, Geofísica y Geoquímica
del yacimiento de crudo pesado y extra pesado del
Plioceno, en el campo Samaria Somero, Tabasco,
México.**

TESIS

Para obtener el grado de:

Maestro en Ciencias en Química Aplicada

Presenta:

Daniel Guillén Domínguez

Director de Tesis:

Dr. Fernando Álvarez San Román (DACB-UJAT)

Asesor Externo:

Dr. Sanjeet Kumar Verma (IPICYT)

Cunduacán, Tabasco, México, 2019



UNIVERSIDAD JUÁREZ
AUTÓNOMA DE TABASCO

"ESTUDIO EN LA DUDA. ACCIÓN EN LA FE"



División
Académica
de Ciencias
Básicas



DIRECCIÓN

30 de septiembre de 2019

Ing. Daniel Guillen Domínguez
Pasante de la Maestría en Ciencias
en Química Aplicada
Presente

Por medio del presente y de la manera más cordial, me dirijo a Usted para hacer de su conocimiento que proceda a la impresión del trabajo titulado **"Caracterización Geológica, Geofísica y Geoquímica del yacimiento de crudo pesado y extra pesado del Plioceno en el campo Samaria Somero, Tabasco, México"**, en virtud de que reúne los requisitos para el EXAMEN PROFESIONAL POR TESIS DE MAESTRÍA para obtener el grado de Maestría en Ciencias en Química Aplicada.

Sin otro particular, reciba un cordial saludo.

Atentamente.

Dr. Gerardo Delgadillo Piñón
Director



DIVISIÓN ACADÉMICA DE
CIENCIAS BÁSICAS

C.c.p.- Archivo
Dr'GDP/Dr'MAVR/emt

CARTA AUTORIZACIÓN

El que suscribe, autoriza por medio del presente escrito a la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco para que utilice tanto física como digitalmente la tesis de grado denominada **“Caracterización Geológica, Geofísica y Geoquímica del yacimiento de crudo pesado y extra pesado del Plioceno, en el campo Samaria Somero, Tabasco, México”**. De la cual soy autor y titular de los derechos de autor.

La finalidad del uso por parte de la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco de la tesis antes mencionada, será única y exclusivamente para difusión, educación y sin fines de lucro; autorización que se hace de manera enunciativa más no limitativa para subirla a la Red Abierta de Bibliotecas Digitales (RABID) y a cualquier otra red académica con las que la universidad tenga relación institucional.

Por lo antes manifestado, libero a la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco de cualquier reclamación legal que pudiera ejercer respecto al uso y manipulación de la tesis mencionada y para los fines estipulados en éste documento.

Se firma la presente autorización en la ciudad de Villahermosa, Tabasco a los 17 días del mes de octubre del año 2019.

AUTORIZO



Daniel Guillén Domínguez



Agradecimientos:

- ❖ *A mi Dios creador de todo.*
- ❖ *A mi alma mater la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco por darme la oportunidad de realizar mis estudios en dicha institución.*
- ❖ *Al consejo Nacional de Ciencia y Tecnología CONACYT, por el apoyo económico brindado para poder realizar mi estudio de posgrado.*
- ❖ *Al Dr. Fernando Álvarez San Román y al Dr. Sanjeet Kumar Verma por ser mis dos guías durante el trayecto de mi posgrado, por sus consejos, por todo su apoyo, por su tiempo invertido en mí. Gracias.*
- ❖ *Al M.C. Gelder Eneo Cámara Beauregard, al M.C. Jorge Acosta Hernández y al Dr. Jose Guadalupe Pacheco Sosa, quienes me compartieron los conocimientos y las herramientas necesarias durante las clases impartidas, las cuales me fueron útiles para llevar a cabo la finalización de mi proyecto de tesis.*
- ❖ *A mis amigos Raúl y Ana con quienes compartimos momentos de angustia durante las clases impartidas y con quienes tratamos de solucionar los problemas de la mejor manera, gracias por su amistad y por su apoyo incondicional.*
- ❖ *A mis padres, hermanos y a toda mi familia por apoyarme en todas mis metas y proyectos.*



Dedicatoria

A mi esposa María Lucía e hijos Daniel y Saúl.

Ustedes son las personas que en cada momento me alentaron y ayudaron para poder concluir estos estudios, sé que pasamos momentos difíciles pero también muchos momentos de alegría, los cuales fueron el pilar que me dieron las fuerzas para salir adelante.

Gracias a todos ustedes porque siempre me acompañaron en todo el desarrollo de los estudios, y sé que sin su ayuda no hubiera sido posible concluirlos.

Los amos.



CONTENIDO

INDICE DE FIGURAS	6
INDICE DE TABLAS.....	9
CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN	10
1.1 Visión del petróleo a nivel mundial	10
1.2 Visión del petróleo en México.....	11
1.3 Importancia de la caracterización integral de los yacimientos de petróleo	11
1.4 Objetivos	13
1.4.1 General	13
1.4.2 Específicos.....	13
CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO	14
2.1 Generalidades.....	14
2.2 Principales ambientes sedimentarios.....	14
2.2.2 Clasificación de los ambientes sedimentarios.....	14
2.3 Sedimentos carbonatados.....	15
2.4 Sedimentos terrígenos.....	16
2.5 Mecanismos de transporte.....	16
2.6 Transgresión y Regresión.....	17
2.7 Medios ambientes de depósito continental fluviales.....	18
2.7.1 Subambientes del meandro.....	18
2.8 Sísmica.....	19
2.8.1 Sísmica de reflexión.....	20
2.8.2 Sismograma sintético.....	20
2.8.3 Atributos sísmicos.....	21
2.9 Geoquímica de rocas clásticas.....	24
2.9.1 Composición de los depósitos clásticos.....	25
2.9.2 Componentes de los sedimentos detríticos	26
2.9.3 Espectrometría de Fluorescencia de rayos X.....	27



CAPITULO 3. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA REGIONAL Y LOCAL	28
3.1 Geología regional.	28
3.2 Origen y evolución Geológica.....	28
3.2.1 Rift Triásico Superior-Jurásico Medio, apertura del Golfo de México y el desplazamiento del bloque de Yucatán (240-145 Ma).....	29
3.2.2 Eventos ocurridos desde el Jurásico Superior al Cretácico Superior (144-68 Ma).....	31
3.2.3 Compresión del fin del Cretácico al Reciente (68-0 Ma).....	32
3.3 Provincia Petrolera Sureste.....	34
CAPITULO 4. ANÁLISIS SÍSMICO E INTEGRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS ...	37
4.1 Características generales del área de estudio	37
4.2 Modelado del yacimiento.....	38
4.3 Aplicación de atributos sísmicos	42
4.3.1 Atributo sísmico de amplitud RMS.....	42
4.3.2 Atributo sísmico de impedancia acústica relativa.....	46
4.3.3 Atributo sísmico descomposición espectral de frecuencias	48
4.4 Modelo sedimentario del campo Samaria Somero.....	53
CAPITULO 5. ANÁLISIS GEOQUÍMICO A ROCA ANALOGA	56
5.1 Geoquímica inorgánica.	56
5.1.1 Fluorescencia de rayos x.	57
5.2 Análisis petrográfico a muestras de rocas.....	61
5.2.1 Análisis textural.....	68
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
BIBLIOGRAFÍA	76



INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: Total de reservas de petróleo del mundo.....	10
FIGURA 2: Clasificación de los ambientes sedimentarios.....	15
FIGURA 3: Mecanismos de transporte.....	16
FIGURA 4: Acomodo de los sedimentos en una transgresión.....	17
FIGURA 5: Acomodo de los sedimentos en una regresión.....	17
FIGURA 6: Subambientes de un meandro.....	19
FIGURA 7: Registro sísmico.....	20
FIGURA 8: Calculo de amplitudes RMS.....	22
FIGURA 9: Calculo de frecuencias específicas con respecto al tiempo.....	23
FIGURA 10: Impedancia acústica de los diferentes estratos.....	24
FIGURA 11: Fundamento de la fluorescencia de rayos x.....	27
FIGURA 12: Paleogeografía del Jurásico Medio en el área del Golfo de México. (Padilla y Sánchez, 2007).....	30
FIGURA 13: Paleogeografía del Tithoniano Superior.....	31
FIGURA 14: Marco tectónico estructural del sureste de México.....	33
FIGURA 15: Diagrama de eventos de los sistemas petroleros desde el Tithoniano al Neógeno.....	34
FIGURA 16: Ubicación de la provincia petrolera sureste.....	34
FIGURA 17: Sección estructural tipo de la Provincia Pilar Reforma-Akal.....	36
FIGURA 18: Columna geológica de la región del sureste.....	36



FIGURA 19: Picado de horizonte del plioceno con el software Attribute Studio.....	39
FIGURA 20: Seguimiento del horizonte del Plioceno para la traza sísmica del campo Samaria.....	40
FIGURA 21: Área del campo samaria terminada	40
FIGURA 22: Modelo Geológico del campo Samaria en 3D.....	41
FIGURA 23: Strata Grid generado con 25 ms suprayacente al horizonte plioceno y 25 m subyacente.....	43
FIGURA 24: Mapa de amplitud para una time slice 37.....	44
FIGURA 25: Mapa de amplitud para una time slice 33.....	44
FIGURA 26: Mapa de amplitud y vista 3D, para una time slice 29.....	45
FIGURA 27: Mapa de amplitud y vista 3D, para una time slice 23.....	45
FIGURA 28: Mapa de impedancia y vista 3D, para una time slice 37.....	47
FIGURA 29: Mapa de impedancia y vista 3D, para una time slice 26-21.....	47
FIGURA 30: El rango de frecuencias analizadas es de 2 a 120 Hz.....	49
FIGURA 31: Sub-cubos sísmicos con frecuencias de 12-48 Hz.....	50
FIGURA 32: Descomposición espectral de frecuencia a 12 Hz.....	50
FIGURA 33: Descomposición espectral de frecuencia a 20 Hz.....	51
FIGURA 34: Descomposición espectral de frecuencias a 32 Hz.....	51
FIGURA 35: Interpretación del horizonte a una frecuencia de 20 Hz.....	52
FIGURA 36: Imagen generada por descomposición que nos muestra las barras de desembocadura de los ríos y sus distintas facies.....	53
FIGURA 37: Modelo sedimentario propuesto para el campo Samaria.....	54



FIGURA 38: Equipo de Fluorescencia de rayos x.	58
FIGURA 39: Diagrama de discriminación, Roser y Korsh (1986) para secuencias arenisca-lutita.	60
FIGURA 40: Microfotografías	63
FIGURA 41: Microfotografías donde se observa los fragmentos de rocas presentes en las muestras en muy bajo porcentaje.	64
FIGURA 42: Microfotografías donde se observa la gran proporción de cuarzos monocristalinos en al menos un 90%.	64
FIGURA 43: Microfotografías donde se observa la poca cantidad de feldespatos en un bajo porcentaje.	65
FIGURA 44: Diagrama de clasificación de rocas sedimentarias	67
FIGURA 45: Cuadro de comparación visual para estimar la redondez y la esfericidad (Powers, 1982)	69
FIGURA 46: Microfotografía que muestra la textura de las rocas como esfericidad y redondez.....	70
FIGURA 47: Comparación textural de la selección de los granos (Boggs, 2009).....	70
FIGURA 48: Microfotografías donde se observa una buena selección de los granos... ..	71
FIGURA 49: Diagrama de determinación de la madurez textural de los sedimentos en función del aporte de energía cinética según Folk, 1951.	72



Universidad Juárez Autónoma de Tabasco.
México.

INDICE DE TABLAS

TABLA 1- Composición elemental de la muestra de roca analizada.....	57
TABLA 2- Clasificación de las rocas sedimentarias de acuerdo a su composición química.....	59
TABLA 3- Resultados del conteo de puntos.....	65
TABLA 4- Valores correspondientes a cada tipo de roca, (Pettijohn et al. 1987).	66



CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN

El petróleo ha sido el motor de la economía mundial por más de un siglo; con un incremento constante en producción. Actualmente en el mundo, cada día se consumen más de 80 millones de barriles de petróleo y más de 247 mil millones de pies cúbicos de gas natural. La demanda energética sigue aumentando y la Industria Petrolera solo puede satisfacerla incorporando nuevos descubrimientos o redefiniendo y mejorando los esquemas de explotación de los yacimientos petroleros actuales, a través de un conocimiento geológico, geofísico y geoquímico detallado que permita disminuir el riesgo y aumentar el éxito en la producción de petróleo.

La merma del suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. Uno de los principales retos de la industria petrolera es conocer las características físicas y químicas de los yacimientos, para así explotarlos de una manera óptima, minimizando el tiempo, aumentando las utilidades y reduciendo el impacto al medio ambiente; por tal motivo es necesario aplicar técnicas que permitan conocer de manera directa como indirecta, toda la información que presente una roca almacenadora.

1.1 Visión del petróleo a nivel mundial

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados; El petróleo pesado, el petróleo extra pesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles.

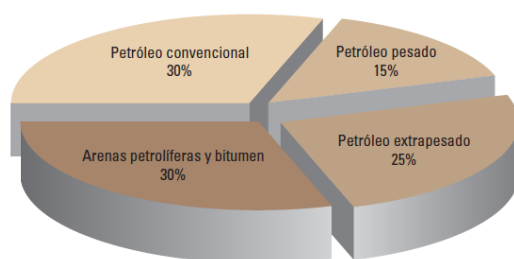


FIGURA 1: Total de reservas de petróleo del mundo



El petróleo pesado promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción, revisar las estimaciones de reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado.

A medida que los yacimientos presentan mayores dificultades en la producción y que se encuentran en su fase de abandono, se requiere de un conocimiento mayor de todas sus propiedades físicas y químicas, es por eso que la geofísica, la geología y la geoquímica han sido reconocidas como herramientas para mejorar la explotación y la administración integral de yacimientos petroleros.

1.2 Visión del petróleo en México

México ostenta una importante cantidad de hidrocarburos no convencionales. Las reservas de crudo pesado, concentradas en tres regiones principales, representan cerca del 50% de las reservas petroleras totales del territorio mexicano.

Dada la dependencia e importancia que tiene el petróleo en la actualidad es necesario que se incrementen las reservas actuales de los yacimientos descubiertos y por descubrir, para lograr mantener e incrementar la producción a mediano y largo plazo. Se debe reactivar la producción en los campos maduros, mejorar los modelos sedimentarios de las cuencas del sureste además de continuar con la investigación y el desarrollo de tecnología en el área de aguas profundas.

1.3 Importancia de la caracterización integral de los yacimientos de petróleo

Un factor primordial en la caracterización de los yacimientos es el de conocer los medios sedimentarios de depósito dentro de los cuales los que favorecen a la generación de petróleo son los subacuáticos y de entre éstos, los costeros y de plataforma son los que en la actualidad acumulan mayores cantidades de sedimentos y en las series antiguas también forman la mayor parte del registro geológico.

En la actualidad, uno de los principales objetivos de la industria petrolera es lograr la caracterización detallada de los yacimientos para definir los modelos estáticos y dinámicos representativos, que describan las heterogeneidades del yacimiento y su influencia sobre el flujo de fluidos en el medio poroso, aspectos que tienen gran impacto en la determinación del volumen original de hidrocarburos, es decir, con esta información



se pueden indicar patrones de flujo y barreras impermeables, así como la distribución de los poros y los fluidos intersticiales.

Basado en algunos estudios realizados se ha descubierto que la mayoría de los yacimientos no son explotados al máximo, ya que grandes cantidades de aceite se quedan atrapados en el yacimiento, debido a que no se realiza una correcta caracterización del mismo que permita establecer estrategias de explotación óptimas de acuerdo al tipo de trampa con la que se cuente y del conocimiento de las características de la roca.

Para realizar un buen trabajo de exploración de yacimientos de hidrocarburos, la mejor forma de reducir el riesgo es realizando estudios geológicos y geofísicos detallados. La interpretación sísmica permite interpretar las principales características del sistema petrolero, considerando a la Estratigrafía y a la Geología Estructural como principales ciencias para el entendimiento de los medios de depósito.

Es por esto que el entendimiento de la estructura y comportamiento de los yacimientos ha representado, desde los inicios de la industria petrolera, un importante desafío. Esto con la finalidad de integrar cada uno de los procesos para la disminución del riesgo en cada una de las localizaciones propuestas a perforar.



1.4 Objetivos

1.4.1 General

Caracterizar el yacimiento de crudo pesado y extra pesado del Plioceno Inferior en el campo Samaria Somero, Tabasco, México; a través de la interpretación de datos Geológicos y la aplicación de técnicas Geofísicas - Geoquímicas.

1.4.2 Específicos

- Realizar picado sísmico sobre el horizonte asociado a la edad Plioceno Inferior.
- Aplicar atributos sísmicos.
- Obtener el modelo sedimentario del yacimiento.
- Caracterizar las mejores zonas con posibilidad de almacenar hidrocarburos.
- Correlacionar una roca análoga con las características propias del yacimiento.



CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO

2.1 Generalidades.

Dentro de una caracterización integral de yacimientos, la caracterización geológica es la primer forma de caracterización, en base a esta es posible obtener información importante para las técnicas de caracterización posteriores.

El modelo geológico estructural está relacionado con los esfuerzos y deformación que determinan el tipo y orientaciones de la estructura que forma el yacimiento; se refiere en concreto a la definición de la estructura geológica y límites que presenta el yacimiento, es decir, la arquitectura o esqueleto que lo conforma.

2.2 Principales ambientes sedimentarios.

Debemos entender que un ambiente sedimentario es una parte de la superficie terrestre donde se acumula sedimentos y que se diferencia física, química y biológicamente de otras zonas adyacentes, estos sedimentos fueron causados por procesos de diferente naturaleza dependiendo del ambiente y medio de transporte de los sedimentos. Los principales ambientes sedimentarios son tres: continentales, marino y transicionales. Cada uno de estos ambientes crea subambientes de los cuales algunos son más efectivos para la deposición de sedimentos.

2.2.2 Clasificación de los ambientes sedimentarios.

Existen diferentes clasificaciones de los diferentes ambientes y subambientes, dependiendo el autor habrá más o menos subambientes. Hasta cierto punto esta clasificación es irrelevante, pues como sabemos para la generación de hidrocarburos se necesitan los ambientes de sedimentación con mayor aporte de materia orgánica y capacidad de acumulación de sedimentos. A continuación se presenta una clasificación de los principales ambientes y sus subambientes.

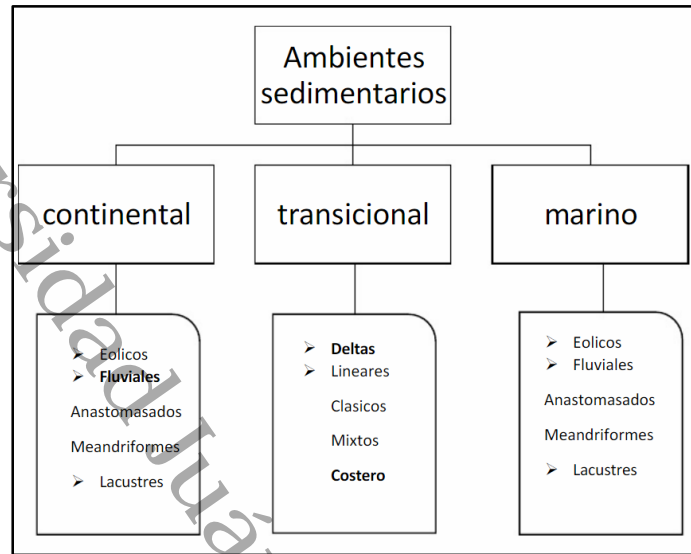


FIGURA 2: Clasificación de los ambientes sedimentarios.

Existen diferentes clasificaciones para los subambientes, sin embargo solo unos ambientes son de interés para la formación de yacimientos petroleros, los cuales son: el deltaico, fluvial, costero, plataforma y abisal.

En cada uno de estos ambientes intervienen procesos distintos de sedimentación y de formación de facies en la que el tipo de sedimento que se pueden depositar suelen ser de dos clases: terrígenos y carbonatados.

Entender la dinámica de los diferentes procesos que intervienen en la formación de los sedimentos y en su transporte, así como conocer la procedencia de los mismos, es importante ya que, a partir de la determinación de estos procesos, es posible llevar a cabo la reconstrucción de los ambientes de depósito y sus probables correlaciones, lo que aporta evidencias clave para el conocimiento de la evolución geológica de una región en particular y su evolución paleogeográfica en un contexto global.

2.3 Sedimentos carbonatados.

Son rocas que contienen más del 50% de carbonatos como base química, la calcita y la dolomita son los más abundantes. La forma del depósito de estos sedimentos es localmente, por precipitación, disociación o disolución, y no por arrastre como los terrígenos, esto es determinante para la formación de una geometría porosa y una buena permeabilidad.



2.4 Sedimentos terrígenos.

Los sedimentos de esta naturaleza son aquellos que provienen de la desintegración de rocas preexistentes los cuales se disgregaron por diferentes mecanismos de desgaste y que se depositan en cierto lugar. Este tipo de sedimentos es común en ambientes deltaicos, abanicos abisales y lacustres.

2.5 Mecanismos de transporte.

Los mecanismos de transporte pueden ser tres: solución, suspensión y carga de lecho.

- Solución. En la naturaleza ningún agua es completamente pura. Cuando cae el agua y se filtra en el terreno, disuelve algunos de los componentes del suelo. Después el agua puede infiltrarse a través de las aberturas, poros y grietas de la roca y disolver materiales a medida que se mueve. Gran parte de esta agua encuentra su camino hacia las corrientes, ubicadas a niveles inferiores.
- Suspensión. Las partículas de materia sólida que son barridas por la corriente turbulenta de un río constituyen el material en suspensión. Este proceso de transporte está controlado por dos factores: la turbulencia del agua y la velocidad de caída de cada grano individual.
- Carga de lecho. Los materiales que se mueven a lo largo del fondo de una corriente constituyen la carga de lecho de dicha corriente, en contraste con la carga suspendida y la carga en solución. Las partículas de la carga de lecho se mueven hacia adelante de 3 maneras: por saltación, rodamiento y deslizamiento. Una partícula transportada por saltación brinca de un punto a otro del lecho de la corriente; primero levantada por una corriente de agua turbulenta y despedida hacia adelante; a continuación, si es demasiado pesada para mantenerse en suspensión, cae otra vez.

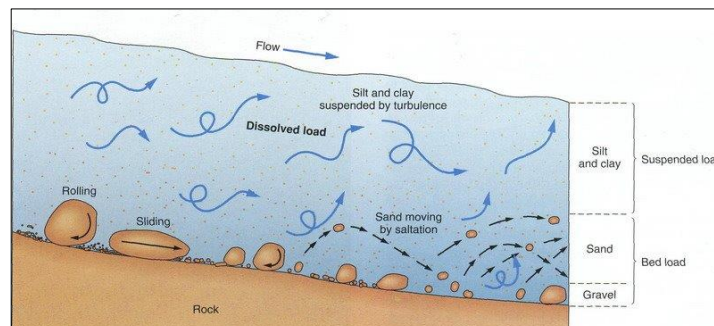


FIGURA 3: Mecanismos de transporte.

2.6 Transgresión y Regresión.

- **Transgresión:** ocurre cuando el nivel del mar aumenta secuencialmente colocando los granos finos de los sedimentos provenientes de la planicie continental, por encima de los gruesos. Este tipo de acomodo provoca que en la parte inferior se tenga mayor porosidad y permeabilidad, en un acomodo decreciente.

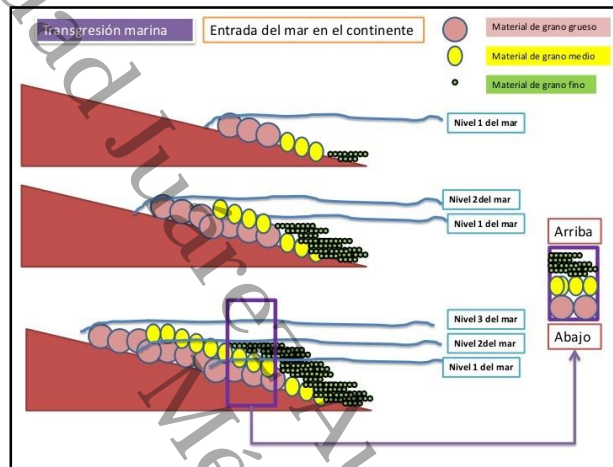


FIGURA 4: Acomodo de los sedimentos en una transgresión.

- **Regresión:** ocurre al contrario que la transgresión, el nivel del mar decrece secuencialmente colocando a los granos más gruesos en la parte superior de la secuencia estratigráfica.

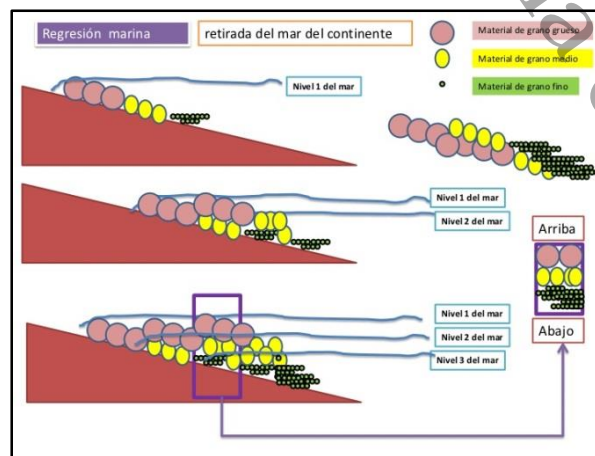


FIGURA 5: Acomodo de los sedimentos en una regresión.



2.7 Medios ambientes de depósito continental fluviales.

Las corrientes son el agente dominante de la alteración del paisaje, erosionando más tierra, transportando y depositando más sedimentos que cualquier otro proceso. El principal medio de transporte de estos sedimentos son los ríos, son de gran importancia pues tienden a formar grandes cuencas de sedimentos. La interpretación de estos ambientes suele ser muy complejo ya que pueden extenderse por extensas regiones, además se conforma de diferentes subambientes como el relleno de canal, point bar, llanura de inundación, canal activo, etc.

Los sedimentos son de tipo terrígeno, constantemente hay intercalaciones de facies debido a la inestabilidad de las corrientes responsables de este ambiente. El subambiente de mayor interés por la capacidad de acumulación de sedimentos es el point-bar, se forma cuando la corriente del río arrastra los sedimentos y los deposita en las regiones de menor afluencia de la corriente, cuando esta cambie de dirección se forma una curvatura de sedimento que crece constantemente conforme el agua aporta más y más sedimento. La sinuosidad de la corriente del río, hace posible la acumulación de sedimentos de gran espesor y contenido orgánico alto.

2.7.1 Sub ambientes del meandro.

- Barras del canal: Son depósitos típicos de ríos anastomosados. Su granulometría varía según se trate de corrientes montañosas, en cuyo caso estarán formados por material grueso. Estas barras pueden desplazarse originando estratificación cruzada tabular.
- Point bar: Son aquellos que se acumulan en la parte interna de los meandros; contienen los sedimentos más gruesos de los transportados por la corriente, observándose en ellos una disminución del tamaño de grano hacia la parte superior. Pueden presentar estratificación cruzada curva, en la parte superior suelen depositarse limos y arcillas.
- Diques: Forman bandas que bordean los cauces. Sus sedimentos están entre los más gruesos de los depositados fuera de. aquéllos: arenas finas, limos y arcillas, generalmente, disminuyendo el tamaño de grano hacia la llanura de inundación.

- Crevasse splay: En épocas de avenida pueden producirse fisuras en los diques, a través de las cuales el agua circulará hacia la llanura de inundación. En estas zonas se produce, entonces, un depósito de sedimentos cuyo grosor puede ser incluso superior al del material de los diques; suelen ser arenas de grano medio a fino, que alternan con limos arenosos y arcillosos.
- Llanura de inundación: Se encuentran en las zonas más alejadas del cauce. Están formados por sedimentos de grano fino, que han sido transportados en suspensión: limos y limos arcillosos.

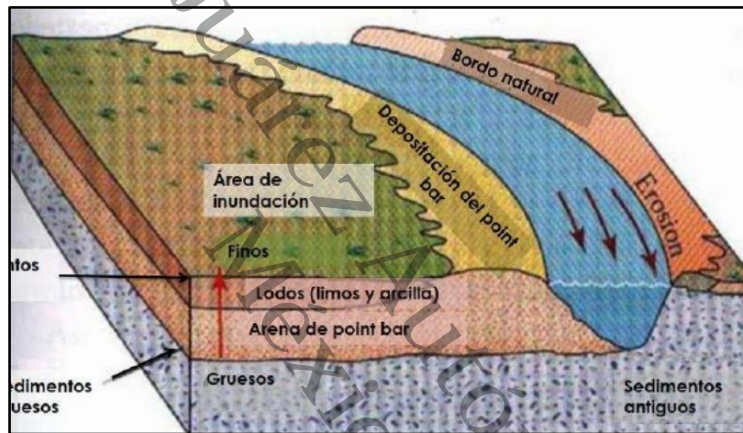


FIGURA 6: Subambientes de un meandro.

2.8 Sísmica.

Los fundamentos teóricos para el análisis de una señal sísmica radican en la Teoría de la elasticidad, la cual establece que la propagación de las ondas sísmicas depende de las características elásticas del medio por el cual atraviesa la energía en su viaje a través del subsuelo, y la Teoría de las ondas acústicas, la cual establece que las ondas son susceptibles a ser reflejadas y transmitidas a través del medio.

Este análisis considera al subsuelo como un medio homogéneo e isótropo y a las ondas sísmicas como pulsos de energía que se propagan a través de éste, para así poder tener una simplificación matemática y un significado que permita entender el comportamiento de la onda en el medio por el cual se propaga.



2.8.1 Sísmica de reflexión.

El principio de Huygens considera a las interfaces con diferentes propiedades como fuentes secundarias generadoras de frentes de onda, donde la trayectoria de rayo será la del mínimo tiempo de recorrido (Principio de Fermat).

La Ley de Snell toma estos principios para establecer la relación entre el ángulo de incidencia del frente de onda y los ángulos de las ondas generadas al interactuar el frente de onda con un medio de diferente impedancia. Donde el desplazamiento de una onda a través de un punto (A), en un medio con velocidad v_1 , al interactuar con una interface de velocidad distinta (v_2), genera una onda reflejada y una onda transmitida, lo que modificará la trayectoria y, por lo tanto, también el tiempo de recorrido de la onda a través del medio.

2.8.2 Sismograma sintético.

La traza sísmica es el resultado de la interacción entre los coeficientes de reflexión de las rocas del subsuelo y la señal emitida a través de éstas por una fuente de energía (figura 13). El sismograma sintético es la representación de una traza sísmica a lo largo del pozo, a partir de los registros de densidad y sónico.

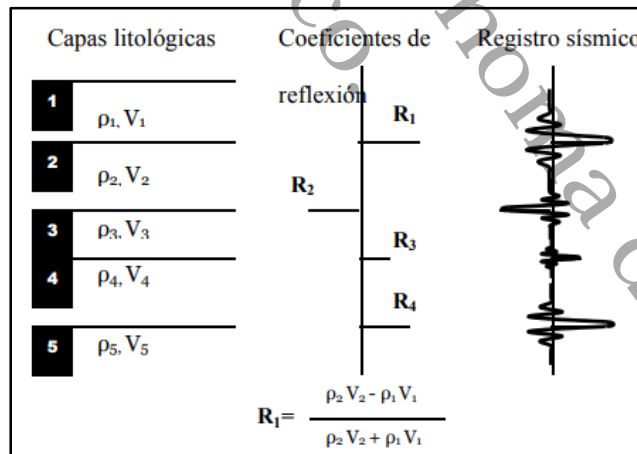


FIGURA 7: Registro sísmico



2.8.3 Atributos sísmicos.

Un atributo sísmico es la medición cuantitativa de una característica de interés extraída de la información de los datos sísmicos. El propósito de éstos es inferir propiedades petrofísicas a partir de los datos sísmicos. Turhan Taner es considerado el padre de los atributos sísmicos, siendo de las primeras personas en reconocer su importancia y desarrollar su potencial.

El comienzo de los atributos sísmicos se presenta con el análisis de la traza compleja, considerando a la onda sísmica como un vector rotatorio al eje del tiempo (fasor) en el espacio (Taner et al., 1995), a partir del cual surgen los primeros atributos conocidos como atributos instantáneos y que sirven, en la mayoría de los casos, como base para el desarrollo de otros nuevos atributos. Las propiedades fundamentales del procesamiento de datos parten de la variación temporal y espacial de la amplitud de reflexión, la fase de reflexión y de la frecuencia de la ondícula (Taner et al., 1979).

Los atributos son de gran utilidad ya que se correlacionan con algunas propiedades físicas de interés, bien sea de manera cuantitativa o cualitativa (Hart, 2002). El objetivo de un estudio cuantitativo es hacer predicciones numéricas de las propiedades del subsuelo de interés a través de la sísmica. En un análisis cualitativo, la finalidad es encontrar estructuras que comparten características similares; este estudio provee información de la geometría y de la distribución de las propiedades físicas de los estratos, tales como porosidad, litología, espesor de capa, etc.

Con estas dos características, se puede extraer la mayor información de los datos sísmicos y utilizarlos para interpretar características estructurales, estratigráficas y litológicas del subsuelo. Por ello, es de suma importancia una calibración con registros de pozos e información del yacimiento para así justificar cualquier correlación entre atributos y geología.

Es importante destacar que existen muchos factores en el subsuelo que no afectan la información geológica pero sí la señal sísmica, por lo que es importante contar con datos sísmicos de buena calidad para realizar un buen análisis de atributos sísmicos. Por otra parte, también se debe tomar en cuenta el procesamiento de los datos sísmicos, ya que esto puede intensificar o eliminar anomalías de atributos, dando como resultado interpretaciones erróneas.



2.8.3.1 Amplitud instantánea

La amplitud instantánea, también conocido como intensidad de reflexión, es la amplitud independiente de la fase. Es una función del tiempo que puede tener su máximo valor en puntos de la fase que no pertenecen a un pico o valle de la traza real, especialmente si el evento está compuesto por varias reflexiones. Por ello, la máxima intensidad de reflexión asociada con un evento reflector puede ser diferente de la máxima amplitud del pico o valle de la traza real, (Taner, 1979).

La amplitud instantánea es la envolvente de la traza sísmica. Para un instante de tiempo, la amplitud instantánea es calculada como la raíz cuadrada de la energía total de la señal sísmica:

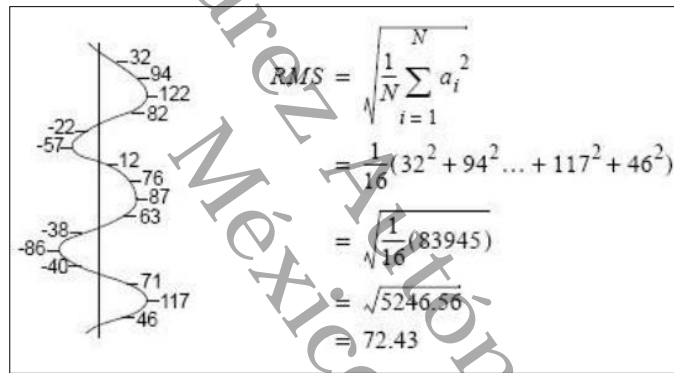


FIGURA 8: Cálculo de amplitudes RMS.

Los principales usos de la amplitud instantánea en la interpretación son:

- Provee información acerca de contrastes en la impedancia acústica y por consiguiente en la reflectividad.
- Los cambios laterales en la amplitud instantánea están siempre asociados con grandes cambios litológicos o con acumulaciones de hidrocarburos.
- Reflexiones con alta amplitud, conocidas como “bright spot” (punto brillante), indican posibles acumulaciones de gas.
- Cambios bruscos en la amplitud instantánea son asociados a fallas o rasgos depositacionales como canales.
- Detecta límites de secuencias.
- Correlación espacial de porosidad y otras variaciones litológicas.



2.8.3.2 Descomposición espectral de frecuencias.

La descomposición tiempo-frecuencia de una señal sísmica, también denominada descomposición espectral, permite caracterizar la respuesta de las frecuencias presentes en la sísmica en función del tiempo de grabación. (Sinha et al., 2005)

De acuerdo a Sierra et al. (2008), la representación en el dominio de la frecuencia de una señal en tiempo permite mostrar rasgos que difícilmente se podrían visualizar en el dominio de amplitud y debido a esto, la descomposición espectral ha cobrado gran importancia en la actualidad. El proceso de la descomposición espectral se basa en la extracción de las frecuencias que conforman la señal sísmica, separándolas y permitiendo el análisis de las amplitudes asociadas a frecuencias específicas. Entre las principales aplicaciones de la descomposición espectral se pueden mencionar la interpretación geométrica de cuerpos geológicos, el análisis cuantitativo de espesores de estratos y el indicador directo de hidrocarburos.

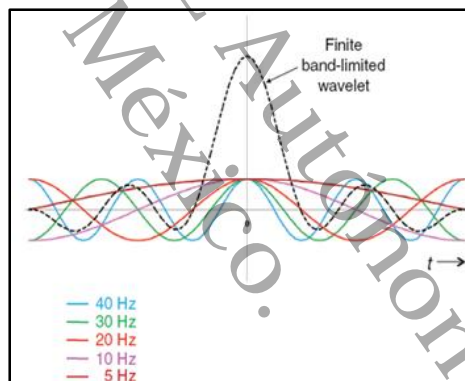


FIGURA 9: Cálculo de frecuencias específicas con respecto al tiempo.

2.8.3.3 Impedancia acústica relativa

La impedancia acústica es una propiedad intrínseca de las rocas y se define como el producto de la densidad de las rocas del subsuelo y la velocidad de las ondas acústicas cuando se propagan a través de ellas. Cada roca de acuerdo a su composición mineralógica y contenido de fluidos, posee una impedancia acústica más o menos distintiva. Estos parámetros dependen de la porosidad, litología, tipo de fluido dentro de la roca, saturaciones entre otros, resulta de utilidad para predecir cambios en secciones y mapas de dichos parámetros.



Se puede decir que las impedancias acústicas de las rocas se encuentran enmascaradas dentro de la información sísmica y que, mediante el proceso de inversión de los datos sísmicos de reflexión, se recuperan las impedancias acústicas individuales de las capas rocosas, a través de la extracción de la componente sísmica u ondícula lo cual permite caracterizar al yacimiento que se está estudiando con mayor precisión.

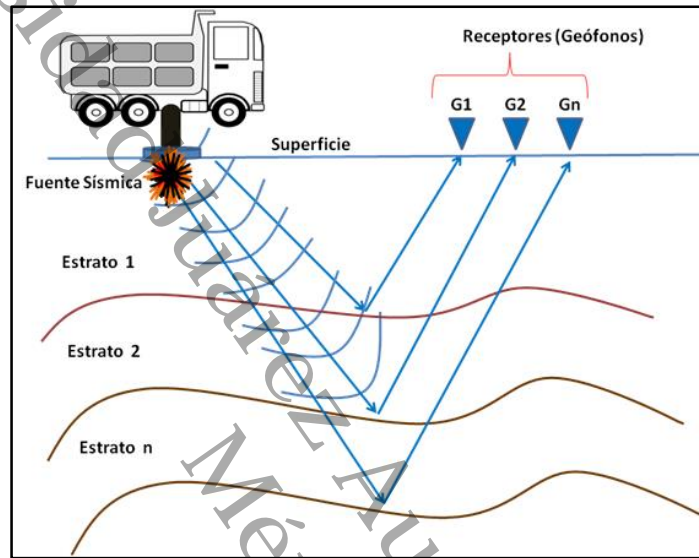


FIGURA 10: Impedancia acústica de los diferentes estratos.

2.9 Geoquímica de rocas clásticas

Se entiende por procedencia de un depósito detrítico el origen o la fuente de la que procede ese depósito, incluyendo todos los factores que han contribuido a su formación. En Petrología Sedimentaria este concepto tiene unas connotaciones íntimamente relacionadas con la composición de los depósitos sedimentarios.

El conocimiento de la composición de los depósitos detríticos siempre ha mantenido un gran interés, fundamentalmente por la importante información, que sobre el pasado geológico, puede deducirse de ella. Las rocas detríticas son el resultado de la conjunción de un gran número de factores paleogeográficos, paleoambientales y paleolitológicos. La deducción de los valores de dichos factores a partir de la composición del registro detrítico fósil nos abre la puerta al pasado (Hutton, 1785). Este análisis no está exento de dificultad, siendo uno de los retos más complejos al que ha de enfrentarse la Petrología Sedimentaria (Pettijhon et al., 1973).



En función del tamaño de los clastos que configuran el esqueleto se diferencian tres grandes grupos de depósitos detríticos consolidados: conglomerados (tamaños superiores a 2 mm), areniscas (2-1/16 mm) y lutitas (tamaños de clastos inferiores a 1/16 mm); y sus correspondientes términos inconsolidados (sedimentos): gravas, arenas y arcilla, respectivamente.

Los métodos de estudio de la procedencia de los depósitos detríticos han tenido un gran desarrollo en el grupo de las areniscas por varias razones. La primera de ellas es la gran abundancia de estos depósitos en el registro estratigráfico. En segundo lugar, por presentar un tamaño idóneo para el empleo de técnicas microscópicas ópticas (petrográficas), ya que en una lámina delgada (30 x 50 mm aprox.) puede analizarse una porción del depósito estadísticamente representativa. Y, en tercer lugar, por ser el tamaño arenoso (2-1/16 mm) el menor tamaño de clasto que ofrece mayor información sobre su origen.

2.9.1 Composición de los depósitos clásticos

La composición de las rocas sedimentarias, y en general de los depósitos sedimentarios, puede expresarse de tres modos distintos, en función de la distribución de sus elementos químicos, especies minerales o componentes petrográficos. Esto hace que podamos considerar tres tipos de composición:

- a) La composición química es la distribución de los elementos sobre la roca total. Se formula con el porcentaje de los elementos mayores, menores y trazas expresados en sus correspondientes óxidos.
Metodológicamente es fácil de obtener mediante técnicas analíticas, más o menos sofisticadas (absorción atómica, fluorescencia de rayos X, plasma, etc.), siguiendo protocolos analíticos estandarizados.
- b) La composición mineralógica hace referencia a la distribución (porcentaje) de la totalidad de fases minerales que contiene una roca. Se usan técnicas prácticamente rutinarias en cualquier laboratorio de investigación, como la difracción de rayos X.
- c) La composición petrográfica reúne la información textural y mineralógica de los distintos elementos que integran la roca. La unidad de análisis en depósitos clásticos no es el elemento químico, ni el mineral, sino el clasto (o grano en areniscas) o las fases cementantes (textura y mineral cementante). La composición petrográfica es, por tanto, la distribución (porcentaje) de los distintos clastos y fases minerales cementantes.



En general se trata de cualidades intrínsecas de la roca que son consecuencia no sólo de la actuación de los agentes de la sedimentación y de la diagénesis, sino también del transporte e incluso de la erosión y de la meteorización.

Así, la meteorización es el primer proceso que actúa sobre materiales previos, bien dejándolos intactos, bien transformándolos química o mecánicamente, de modo que cuando estos componentes pasan a la roca final es o porque son suficientemente resistentes a los agentes de la meteorización o porque la acción de ésta ha sido insuficiente como para modificarlos. Serán los análisis petrológicos, de afinidades de los minerales, de las texturas y de las estructuras sedimentarias los que determinarán el grado con que esto ha podido ocurrir.

Durante la sedimentación, la acumulación de una partícula sobre otra vendrá determinada por factores diversos: viscosidad y energía del agente de transporte, tamaño y peso de la partícula transportada, aceleración de la gravedad, superficie disponible para depositarse y huecos que vayan dejando las que se sedimentaron primero, etc.

2.9.2 Componentes de los sedimentos detríticos

Estos componentes están presentes en los tres grupos, aunque en distintas proporciones.

- a) Fragmentos de roca: La composición de los fragmentos de roca depende básicamente de la geología del área fuente y de la durabilidad de los granos durante el transporte. Son más abundantes cuanto mayor es el tamaño de grano de las rocas detríticas que los contienen. Pueden ser intraformacionales o intracuencales, son los formados dentro del área de sedimentación y corresponden esencialmente a fragmentos de barro arcilloso o carbonático, procedentes de la erosión de fangos previamente depositados. Los clastos extraformacionales o extracuencales proceden de fuera del área de sedimentación y pueden ser casi de cualquier tipo.
- b) Cuarzo: los cuarzos derivados de rocas volcánicas suelen ser monocristalinos, tener extinción recta y no presentar inclusiones.
- c) Feldespatos: Los granos de feldespato proceden de las mismas rocas que los de cuarzo, esencialmente granitos y gneises.



2.9.3 Espectrometría de Fluorescencia de rayos X.

Es un método analítico que se emplea para determinar la composición elemental de una sustancia. Esta técnica consiste en que un material es impactado por un rayo X, generado desde un tubo miniatura, el cual al impactar los átomos de una muestra, sus electrones cambian de orbital, generando cierta energía (Kev), la cual es característica para cada elemento químico y cuyo detector, dependiendo las cuentas que emite por segundo (cps), generará un espectro cuyo vértice (eje X) corresponde a la energía emitida (elemento) y la altura la cantidad (concentración), cuyo software llevara a cabo los cálculos acordes a la matriz del material para el cual ha sido calibrado utilizando sofisticados algoritmos, para generar el respectivo resultado.

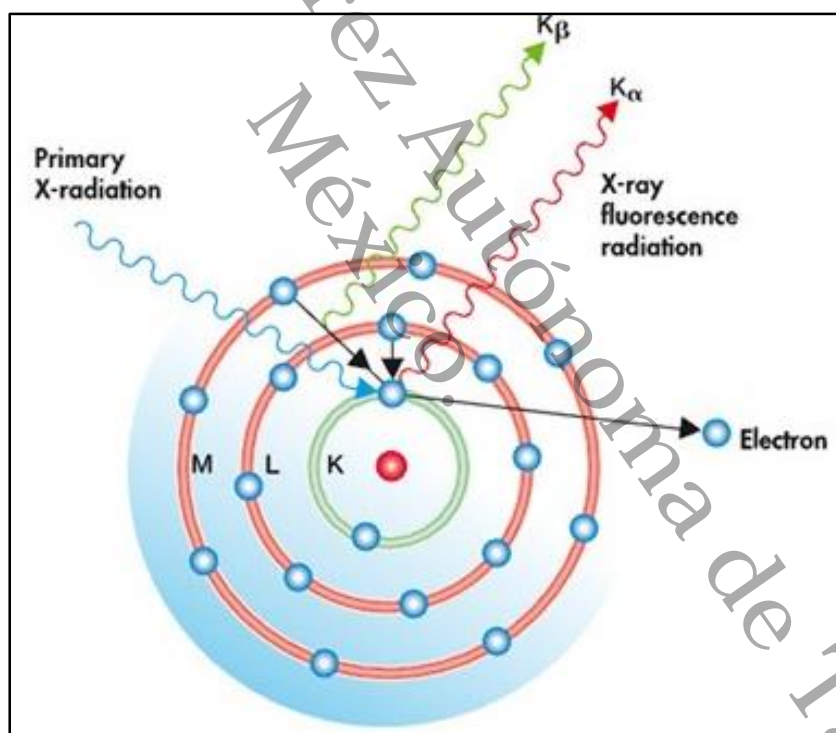


FIGURA 11: Fundamento de la fluorescencia de rayos x.



CAPITULO 3. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA REGIONAL Y LOCAL

3.1 Geología regional.

La provincia de las cuencas petroleras del sureste es la más prolífica de aceite y gas del país, con una porción terrestre y otra marina, la terrestre abarca el sur del estado de Veracruz, el norte del estado de Chiapas, gran parte del estado de Tabasco y el extremo suroccidental del estado de Campeche; la porción marina, ocupa parte de la zona económica exclusiva en el Golfo de México, desde la isóbata de 500 m hasta la línea de costa. Comprende las cuencas: Salina del istmo, Comalcalco, Cadena Plegada de Reforma Akal y Macuspana. Por consiguiente es una de las áreas más complejas de Norteamérica. Esta complejidad es debido a que los movimientos de las placas tectónicas Norteamericana, Cocos y del Caribe, convergen en esta región desde el Oligoceno Tardío (Morán - Zenteno et al., 2000).

En los últimos 30 años se han explorado todas las zonas con posibilidad de producción, esto ha hecho posible el descubrimiento, evaluación y la producción de yacimientos de hidrocarburos en el Cretácico carbonatado y el terciario clástico de la columna sedimentaria.

3.2 Origen y evolución Geológica.

El conocimiento que se tiene del basamento pre-Mesozoico en el área del Golfo de México, se basa en algunos afloramientos en localidades mexicanas (Cd. Victoria, Huayacocotla, Oaxaca, entre otros). En el Golfo de México meridional el basamento aflora en el macizo de Chiapas, al sur de la sierra de Chiapas, la cual está constituido por un complejo de rocas metasedimentarias del Precámbrico Superior al Paleozoico Superior (Sedlock et al., 1993).

La historia tectónica a gran escala del sureste de México para el Mesozoico y Terciario puede dividirse en tres fases principales:

- Expansión (Rifting) durante el Triásico- Jurásico Medio.
- Periodo de tectónica Pasiva del Jurásico Tardío- Cretácico Tardío.
- Compresión a finales del Cretácico- Reciente.



3.2.1 Rift Triásico Superior-Jurásico Medio, apertura del Golfo de México y el desplazamiento del bloque de Yucatán (240-145 Ma).

La fragmentación y separación inicial de la Pangea en el área que hoy ocupa el Golfo de México está evidenciada por la presencia de lechos rojos que fueron depositados en depresiones continentales cuya geometría estuvo controlada por graben estrechos con direcciones aproximadamente paralelas a la actual línea de costa (Salvador, 1991), del mismo modo alrededor del Golfo de México existen localidades con la presencia de lechos rojos a lo largo de la Sierra Madre Oriental.

El proceso tectónico de separación de la Pangea prevaleció hasta el final del Jurásico Medio pero con posibilidades de alcanzar el inicio del Jurásico Superior (Oxfordiano), época en la cual la sedimentación estuvo controlada por procesos tectónicos distensivos. Mientras tanto probablemente el mar inició su avance hacia el Proto-Golfo de México desde el Pacífico a través de la parte central de México en la zona de frontera entre los estados de zacatecas y San Luis Potosí, en donde se han encontrado Amonitas del Triásico Superior (Salvador, 1991). El avance transgresivo de las aguas del pacífico hacia el oriente de México fue invadiendo el área del actual Golfo de México lo cual derivó a la formación de extensos cuerpos de aguas hipersalinas, con circulación restringida y probablemente un clima de tipo desértico, favoreciendo el depósito de grandes volúmenes de evaporitas en la parte central del Golfo de México. Teniendo como duración 46 Ma.

Es probable que durante la etapa del proceso de rifting, la corteza continental sólo haya estado sujeta a subsidencia lenta y a los ensanchamientos de los sistemas de graben que de manera paulatina fueron inundados por las aguas del pacífico. La evidencia indica que la sal del Golfo de México se depositó durante el Calloviano, en una gran cuenca de miles de kilómetros cuadrados, que hoy se encuentra dividida en dos partes, una al norte y otra al sur, dividida por una franja libre de sal.



Universidad Juárez Autónoma de Tabasco

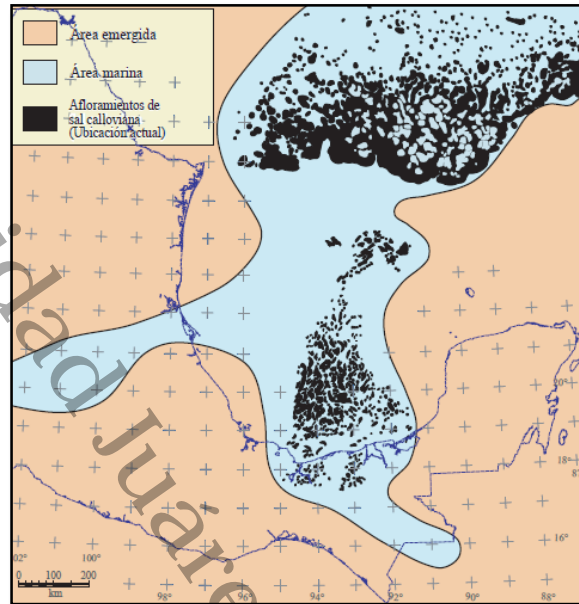


FIGURA 12: Paleogeografía del Jurásico Medio en el área del Golfo de México. (Padilla y Sánchez, 2007)

Asimismo durante el Jurásico Superior kimmeridgiano la circulación de agua era restringida y estaba limitada hacia el mar por largas barras de oolitas la cual tiene extensiones de cientos de kilómetros cuadrados alrededor del Golfo, esto se ha identificado claramente porque son las rocas productoras de hidrocarburos en campos como Samaria y Sitio grande.

Ahora bien durante esta época el movimiento del bloque de Yucatán hacia el sur se realizó a lo largo de dos sistemas de fallas transformantes Tamaulipas-Oaxaca la cual tuvo un papel importante en la apertura y posterior evolución Tectónica del Golfo de México puesto que al finalizar el Calloviano cambia su desplazamiento lateral a vertical y actúa como un sistema de fallas normales que favorecen la subsidencia del piso del Golfo de México, por lo que al terminar el Calloviano el Bloque Yucatán alcanzó la posición que ocupa actualmente y desde entonces solo estuvo sujeto a una subsidencia lenta pero continua hasta la época Plio-Pleistoceno, cuando comenzó a emerger permitiendo al macizo de Chiapas y al bloque Yucatán recibir sedimentos marinos en su porción norte.



3.2.2 Eventos ocurridos desde el Jurásico Superior al Cretácico Superior (144-68 Ma).

El proceso tectónico de rifting que derivó a la apertura del Golfo de México terminó al fin del Calloviano, después durante el Oxfordiano, se tuvo lugar a la formación de amplias plataformas continentales de aguas someras a todo lo largo del Golfo de México, donde se depositaron grandes volúmenes de carbonatos con extensas barras oolíticas y el depósito de clásticos en las zonas litorales. Durante el Kimmeridgiano los bloques de basamentos emergidos en el área del bloque de Yucatán y del noroeste afectó la sedimentación de la región dando el aporte de la mayoría de los sedimentos clásticos.

Para el Tithoniano la velocidad de subsidencia disminuyó aún más permitiendo la sedimentación delgada de lutitas y carbonatos, en donde aumentó la presencia de organismos, habría que decir también en el suroeste del Golfo también se desarrollaron amplias plataformas someras las cuales se extendían hasta el Macizo de Chiapas y el oeste del bloque de Yucatán los cuales continuaban aportando clásticos. Durante esta época las condiciones de estabilidad tectónica y climática fueron las mejores, favoreciendo así la proliferación de vida y con ello el depósito de rocas ricas en materia orgánica por lo que constituye a nivel nacional la principal roca generadora de petróleo.

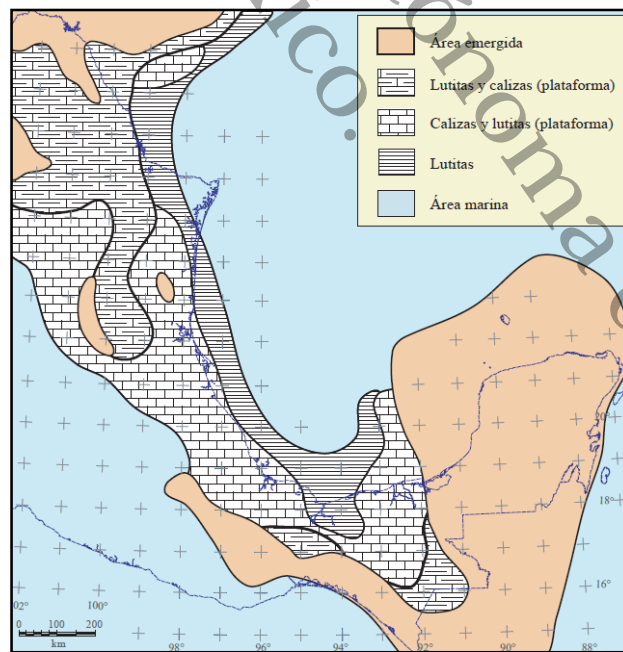


FIGURA 13: Paleogeografía del Tithoniano Superior.



Para fines del Tithoniano continuaba la invasión de los mares en el Golfo de México permaneciendo emergidas pequeñas islas en el área de Tampico, el Macizo de Chiapas y el bloque de Yucatán. Las condiciones tectónicas estables persistieron en la región durante el cretácico temprano así mismo el macizo de Chiapas y el bloque de Yucatán continuaban su lenta subsidencia y el mar las iba cubriendo progresivamente.

3.2.3 Compresión del fin del Cretácico al Reciente (68-0 Ma).

Para fin del Cretácico ocurrió un cambio en la geometría de las placas y en la dirección del movimiento en el margen pacífico, dando inicio a los primeros efectos compresivos en el área. El margen pacífico estaba probablemente bordeado por un gran número de micro placas móviles e independientes (Sedlock et. al., 1993). La evolución en el área fue controlada por una de estas micro placas, conocida como el Bloque Chortís.

Durante el Cretácico Tardío ocurrió la primera colisión entre el bloque Chortís y Chiapas, la cual dio origen, a las grandes cadenas plegadas y cabalgadas desde el Paleoceno tardío hasta el Eoceno temprano, iniciando un cambio en la sedimentación de plataforma carbonatada a sedimentos terrígenos. De donde resulta un incremento del aporte de sedimentos clásticos aún después del fin de la orogenia razón por la cual la nueva forma de la cuenca dependió del gran flujo de la sedimentación clástica, permitiendo la formación de grandes fallas lístricas normales.

Como resultado del gran aporte de sedimentos la arcilla y la sal de la parte meridional del Golfo de México comenzó a moverse, formando diapiros además de contribuir a la sobre presurización de las masas de arcilla.

Para el Eoceno tardío gran parte del occidente de México se encontraba emergido lo cual dio inicio a la formación de los depocentros de la cuenca de Tamaulipas, Veracruz y Tabasco, con sedimentos clásticos. Los patrones de sedimentación continuaron hasta el Mioceno temprano, sin embargo en el Mioceno medio (Serravaliano, 12.0 Ma) ocurrió la máxima etapa de deformación que plegó y cabalgó las rocas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal, con un nivel de decollement en la cima de la sal Calloviana con vergencia hacia el norte.

Hacia fines del Mioceno e inicios del Plioceno, después de la formación compresiva del evento Chiapaneco, se inició el basculamiento hacia el norte de la Cadena de Chiapas-Reforma-Akal, como consecuencia de desalojo de la sal Calloviana en la misma dirección. El masivo aporte de clásticos provenientes del macizo de Chiapas durante el Plioceno y el Pleistoceno, causó el depósito de varios kilómetros de espesor de



sedimentos, cuya sobrecarga empezó a generar grandes fallas de crecimiento orientadas NE-SW, con sus bloques caídos hacia el norte.

Otro rasgo importante en señalar es que las mayores fallas lístricas normales del Plio-Pleistoceno se formaron en las cuencas de Macuspana y Comalcalco, mientras que espesores menores de sedimentos clásticos eran depositados sobre la cadena Chiapas-Reforma-Akal.

Estos movimientos tectónicos estructuraron las secuencias del Mioceno y Plioceno, productoras en las provincias Salina del Istmo, Comalcalco y Macuspana, generando estilos estructurales sobrepuestos que conformaron el marco tectónico estructural complejo en el sureste de México, el área marina somera y profunda del sur del Golfo de México.

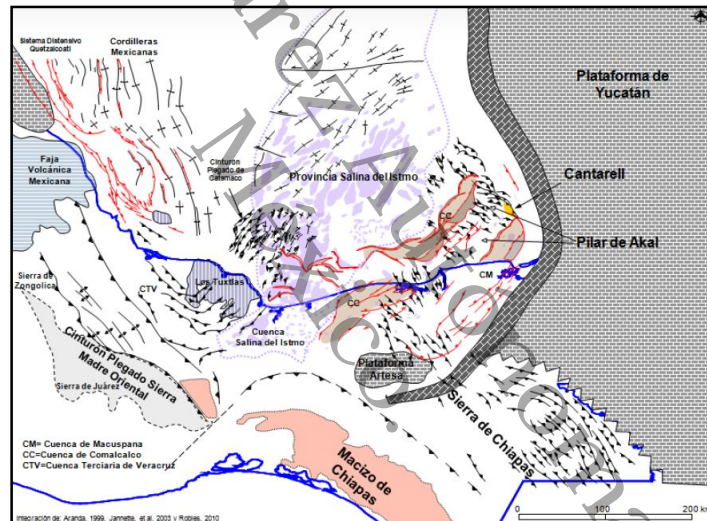


FIGURA 14: Marco tectónico estructural del sureste de México.

Estas areniscas fueron depositadas en ambientes de plataforma en la parte sur y como sistemas turbidíticos de ambientes profundos en la parte norte (Robles-Nolasco et al., 2004)

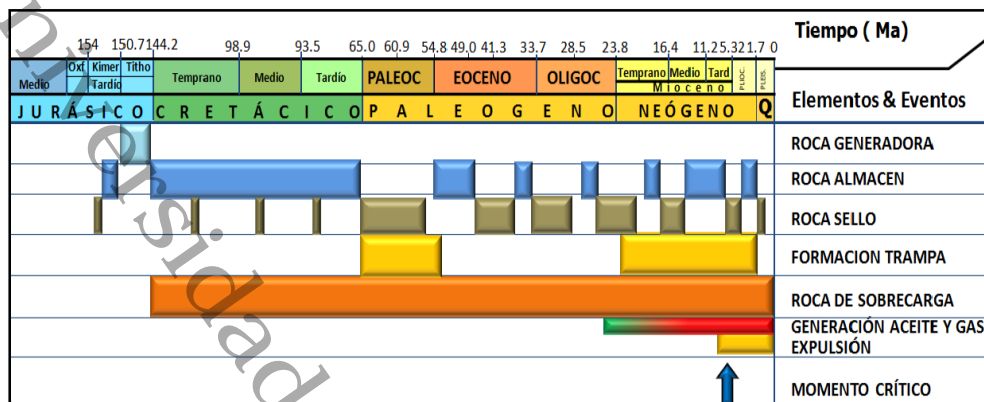


FIGURA 15: Diagrama de eventos de los sistemas petroleros desde el Tithoniano al Neógeno.

3.3 Provincia Petrolera Sureste.

El sureste mexicano se refiere a la zona comprendida al oriente del istmo de Tehuantepec y al occidente de la península de Yucatán, incluyendo parte del área marina meridional del Golfo de México, aproximadamente entre las coordenadas geográficas 91° a 95° de longitud al oeste de Greenwich y de 16° a 20° de latitud norte.

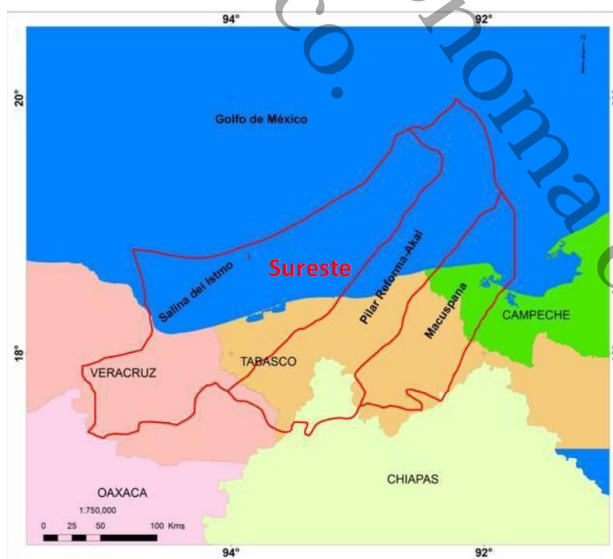


FIGURA 16: Ubicación de la provincia petrolera sureste.



Con base en su estado actual la Provincia Petrolera Sureste se subdivide en 3 provincias geológicas, cada una con características propias (Fig. 16):

1. Salina del Istmo, corresponde a la porción sur de la Provincia Salina del Istmo, que abarca desde el frente de la Sierra de Chiapas en el sur hasta la isobata de 500 m al norte, limitando al oeste con la Cuenca de Veracruz y al este con el Pilar Reforma-Akal.
2. Pilar Reforma-Akal (Fig. 17), está limitado al oeste por el sistema de fallas Comalcalco y al este por el sistema de fallas Frontera, el alineamiento de diapiros arcillosos Amate-Barrancas y la falla Topén -Nispero; limita al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas y al norte con la Plataforma de Yucatán. En el ámbito de esta provincia existen estilos estructurales sobrepuestos: el primero se caracteriza por un estilo de bloques rotados y afallados y salt rollers de edad Jurásico Tardío - Cretácico Temprano y se localiza en el borde oriental marino del pilar; el segundo está relacionado a compresión de la cubierta sedimentaria de edad Mioceno medio-tardío y se expresa como una cobijadura en el Alto de Jalpa; el tercero y más importante está representado por pliegues y cabalgaduras orientados noroeste-sureste con vergencia al noreste de edad Mioceno medio-tardío, que despegan en horizontes arcillosos y evaporíticos del Oxfordiano y Calloviano, que afectan rocas mesozoicas, del Paleógeno y del Mioceno temprano-medio; y el último identificado en el Neógeno, corresponde a un estilo de fallas lístricas con caída al noroeste, que despegan en el límite Oligoceno-Mioceno (Ángeles-Aquino et al., 1994; Aquino et al., 2003; González et al., 2004; Martínez-Kemp et al., 2005^a; Cruz et al., 2010).
3. Macuspana, limitada al este-sureste por un sistema de fallas normales que la separa de la Plataforma de Yucatán, destacando la falla Xicalango, al noroeste - oeste por el sistema de fallas Frontera, el alineamiento diapírico de Amate-Barrancas y la falla Topén-Nispero, y al sur por el Cinturón Plegado de Chiapas.

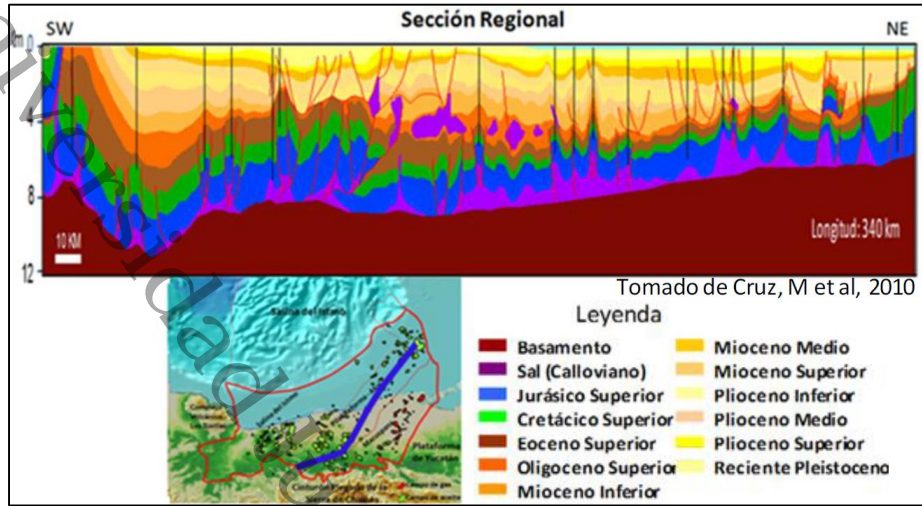


FIGURA 17: Sección estructural tipo de la Provincia Pilar Reforma-Akal.

LOCALIDAD		CHIAPAS-TABASCO		
		COMALCALCO-MACUSPANA		
ERA	PERÍODO / SILENA	EPOCA (SERIE)	FORMACIÓN	
CENOZOICA	CUATERNARIO	RECIENTE	ALUVIÓN	
		PLEISTOCENO	TIERRA COLORADA	
	TERCIARIO	PLIOCENO		PARAJE SOLO *
			SUP.	FILISOLA *
			MED.	CONCRECIÓN AMATE SUPERIOR *
		MIOCENO	SUP.	CONCRECIÓN INF. AMATE SUP.
			MED.	CALIZA ENCANTO MACUSPANA *
			INF.	DEPOSITO *
		OLIGOCENO	SUP.	
			MED.	SEDIMENTOS TERRÍGENOS
			INF.	
		EOCENO	SUP.	
MED.	LUTITAS CALIZAS DOLOMIAS			
INF.				
PALEOCENO		LUTITAS		
MESOZOICA	CRETÁCICO	SUPERIOR	MÉNDEZ *	
			SAN FELIPE *	
			AGUA NUEVA *	
	MEDIO	DOLOMIAS *		
	INFERIOR	DOLOMIAS Y CALIZAS DOLOMITICAS *		
	JURÁSICO	SUPERIOR	CALIZAS DOLOMITIZADAS *	
		MEDIO	ARENAS EÓLICAS	
INFERIOR		TODOS LOS SANTOS		

* Unidades productoras de hidrocarburos

FIGURA 18: Columna geológica de la región del sureste.



CAPITULO 4. ANÁLISIS SÍSMICO E INTEGRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS

El propósito de la investigación es evaluar el comportamiento de las ondas sísmicas para que a través de esta se analicen las relaciones entre las propiedades, composición de las rocas y sus condiciones paleoambientales que se presentaron al momento de su formación. Al mismo tiempo en que la sísmica nos permita visualizar características particulares de un medio ambiente sedimentario en particular. Para entender la respuesta geofísica de los yacimientos, se utilizan relaciones de física de rocas, calibradas con la geología y la evaluación/análisis de la formación (Zhu et al., 2011).

Los coeficientes de reflexión y transmisión de las ondas P y S dependen de las velocidades sísmicas y las densidades del medio; así mismo, éstas dependen fuertemente de la porosidad y las propiedades físicas de las rocas cuyas características están asociadas principalmente al contenido de fluido, tipo de litología, profundidad, presión, edad, compactación, cementación, y temperatura (Sheriff, 1992).

De manera creciente, se vienen aplicando para la caracterización de yacimientos, técnicas y análisis de atributos que ofrecen información relevante en cuanto a geometrías, identificación de cuerpos, ubicación de zonas con mayor probabilidad de fungir como roca almacén y determinación de espesores de la formación.

Actualmente no se aprueban localizaciones si no se cuenta con el apoyo de la información sísmica además de un arduo análisis e interpretación de datos sísmicos, con el propósito de establecer modelos geológicos del subsuelo, con la mayor precisión posible, que guarden consistencia con la información sísmica disponible y con la información complementaria que se integre como puede ser análisis de muestras de rocas de correlación, datos de pozos y registros geofísicos disponibles para su evaluación.

4.1 Características generales del área de estudio

El área de estudio cuenta con información sísmica de alta densidad y buena calidad la cual fue adquirida en 2012 y procesada en el 2013. Comprende un área aproximada de 12 km² y se conforma de yacimientos de arenas no consolidadas a profundidades desde 800 m a 2000 m, estos son altamente complejos por su distribución discontinua.

El aceite que se produce es no convencional debido a que no puede fluir por su propio medio y requiere de técnicas adicionales para su producción, es del tipo extra pesado y pesado, con densidades que varían de 5 a 23 API, respectivamente.



Los límites del Campo Samaria en coordenadas geográficas se ubican entre los paralelos 17°57'00" y 18°3'00" de latitud Norte y los meridianos 93°02'30" y 93°09'30" de longitud Oeste.

La secuencia sedimentaria está enmarcada geológicamente entre la parte superior del Terciario (Neógeno-Plioceno) y la parte inferior del Cuaternario (Pleistoceno), por lo que se denomina serie Plio-Pleistoceno y corresponden a las formaciones Filisola y Paraje Solo.

4.2 Modelado del yacimiento

El modelado del yacimiento se realizó con el software Attribute Studio de la compañía Geomodeling, el cual nos permite realizar una interpretación integral del yacimiento con la aplicación de atributos sísmicos, análisis de registros geofísicos, datos de pozo y una visualización en 3D de nuestro horizonte.

Una vez procesado los datos sísmicos estos son cargados en el software, que nos permiten generar un modelo geomorfológico del yacimiento que se encuentra en el subsuelo, por lo que primeramente se realizó el picado del horizonte a la profundidad de interés, correlacionado con registros geofísicos de pozos que nos permitiera tener una mayor asertividad de nuestro objetivo además de utilizar marcadores geológicos para ubicarnos en profundidad.

Como hemos referido, debe tenerse siempre presente que los horizontes reflectores representan contrastes de impedancia acústica, tanto mayores cuanto mayor sea la diferencia del producto entre la densidad y la velocidad de cada medio respecto al que se encuentra al otro lado de la interfaz, por lo que mayor será la amplitud resultante, mientras que aquellos que presenten una diferencia menor en la impedancia acústica de las capas de los horizontes del subsuelo presentaran una disminución en su reflectividad, permitiendo visualizar fallas, sedimentación trunca o simplemente algún evento estratigráfico que obstaculice el paso de las ondas sísmicas por el medio que este atravesando.

La formación en estudio es Paraje solo, esta es una formación relativamente somera con una edad aproximadamente de 5.3 millones de años, para la cual durante este tiempo ha presentado una subsidencia lenta pero continua, permitiendo la acumulación de gruesos espesores de sedimentos detríticos hasta la actualidad.

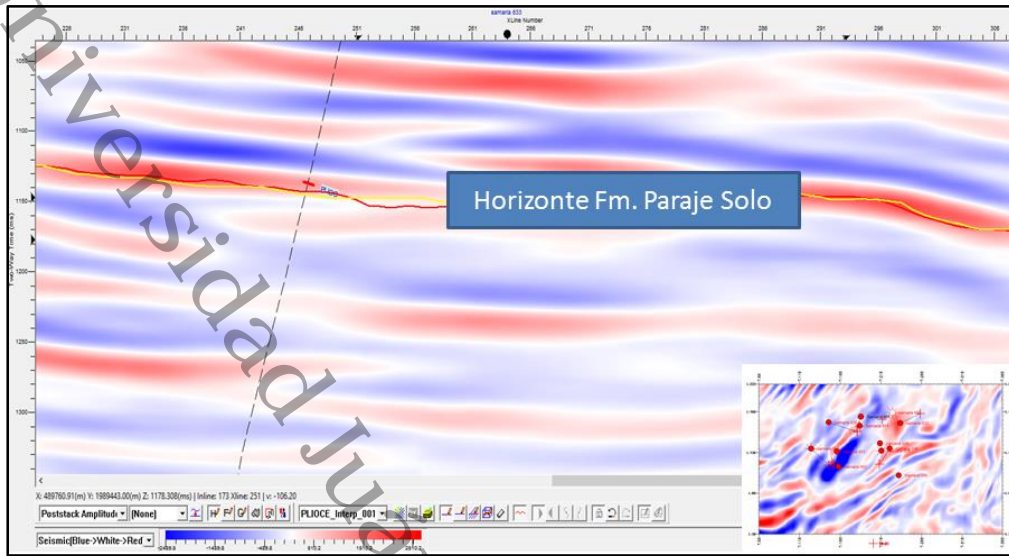


FIGURA 19: Picado de horizonte del plioceno con el software Attribute Studio.

En la cuenca sedimentaria del campo Samaria los horizontes reflectores tienden a seguir líneas de tiempo geológico, las cuales nos determinan superficies de sedimentación contemporánea, además como se observa en la figura 19, existe una continuidad lateral mayor debido a las extensas condiciones sedimentarias en el tiempo geológico dado.

Los contrastes verticales observados son indicativos de los cambios en las condiciones de depositación a través del tiempo, los cuales como se observan en gran parte de la imagen la mayoría de estas reflexiones son fuertes debido a la intercalación de arenas de cursos enérgicos con arcillas de planicie de inundación de baja energía del medio de transporte, en este caso el agua en movimiento. Se debe agregar también que de acuerdo al análisis completo de los parámetros sísmicos como son continuidad, amplitud, frecuencia y velocidad de intervalo estos nos representan planos de estratificación continua que indican un ambiente de depósito extenso y uniforme, la cual se debe a superficies isócronas de tal manera que nuestro estrato evaluado incluye en todas partes rocas de la misma edad.

Con la finalidad de generar la imagen sísmica 3D, se continuó el picado del horizonte del Plioceno, la cual nos permitió ir generando el mallado sísmico representativo al campo Samaria Somero. El estudio se generó con 184 in-lines y 299 x-lines.

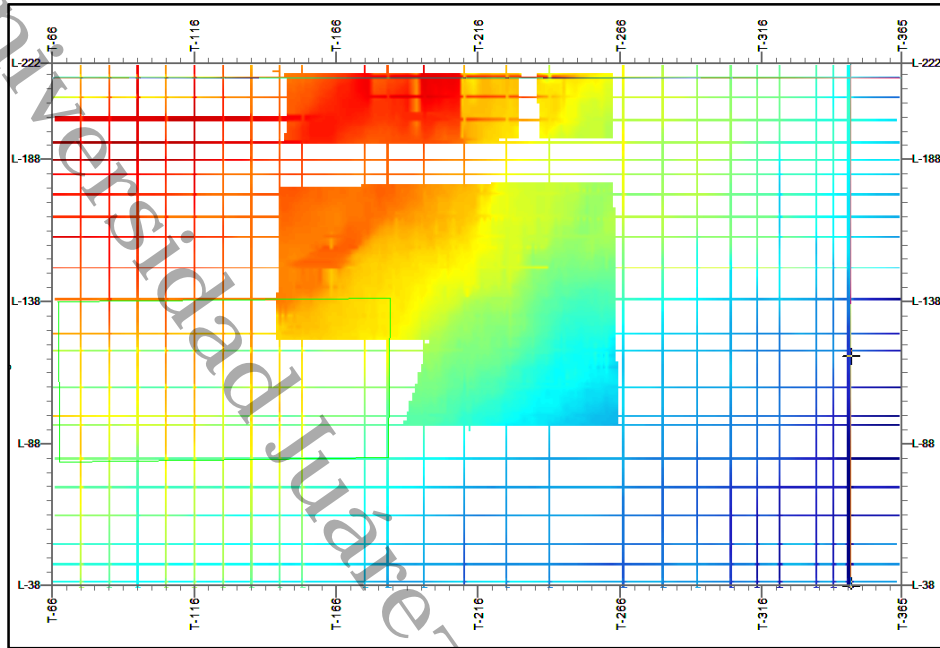


FIGURA 20: Seguimiento del horizonte del Plioceno para la traza sísmica del campo Samaria.

Una vez llevado un avance representativo del picado del horizonte tanto para las in-line y las x-lines, se prosiguió a interpolar los horizontes, esto nos permitió definir la geomorfología de nuestro horizonte interpretado y visualizar la estructura del yacimiento en el subsuelo a nivel del Plioceno.

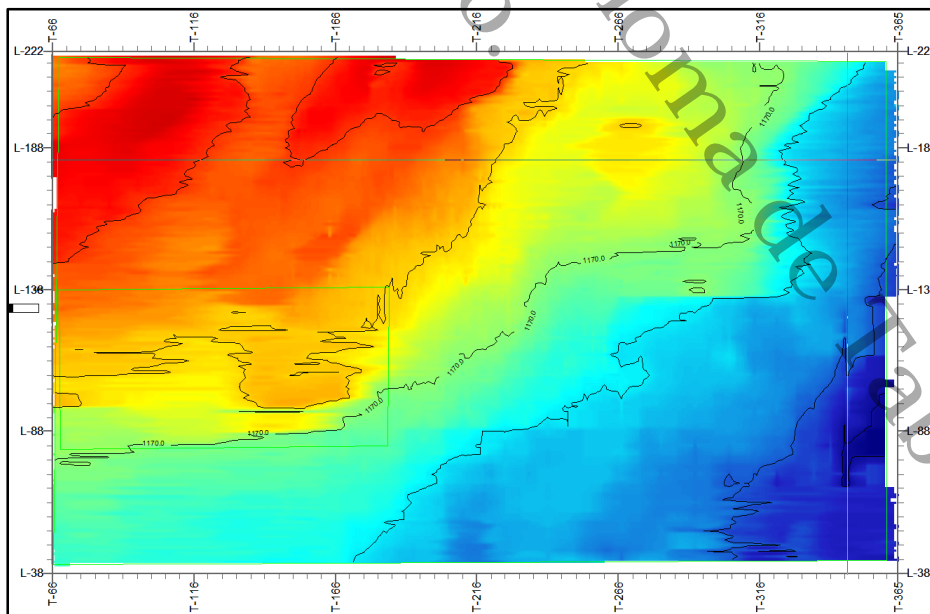


FIGURA 21: Área del campo samaria terminada.

Como podemos observar en la figura 21, las áreas en color rojo nos muestran la parte más alta de nuestro modelo para el Plioceno se ubica al sur y limita con la sierra de Chiapas y el área de color azul representa la parte más profunda la cual se ubican al norte, estas dos áreas se encuentran divididas por una zona transicional la cual representa el área de color azul turquesa. Esto nos permite inferir que el área que limita al sur con la sierra de Chiapas, fue la que proporciono un gran volumen de sedimentos clásticos generando un aumento de espesores o que también en las partes más profundas en nuestro horizonte ubicadas de color azul se pudo haber erosionado por acción del mar que poco a poco fue removiendo los sedimentos y llevándolos a partes más alejadas o más altas.

Como puede observarse en el modelo geológico 3D, figura 22. Nuestro horizonte de interés se encuentra a profundidades de entre 900m-1350m, a estas profundidades someras la baja presión, las bajas temperaturas y el relativo poco tiempo geológico propicio que se acumulará un gran volumen de sedimentos ricos en materia orgánica y se almacenaran dentro de esta formación. Ahora bien con el análisis sísmico convencional únicamente fue posible identificar características geomorfológicas pero no se puede hacer una evaluación a detalle de las características propias de la formación. Por consiguiente se contempló la aplicación de atributos sísmicos que nos permitieran observar y delimitar las zonas de mayor interés de fungir como roca almacén.

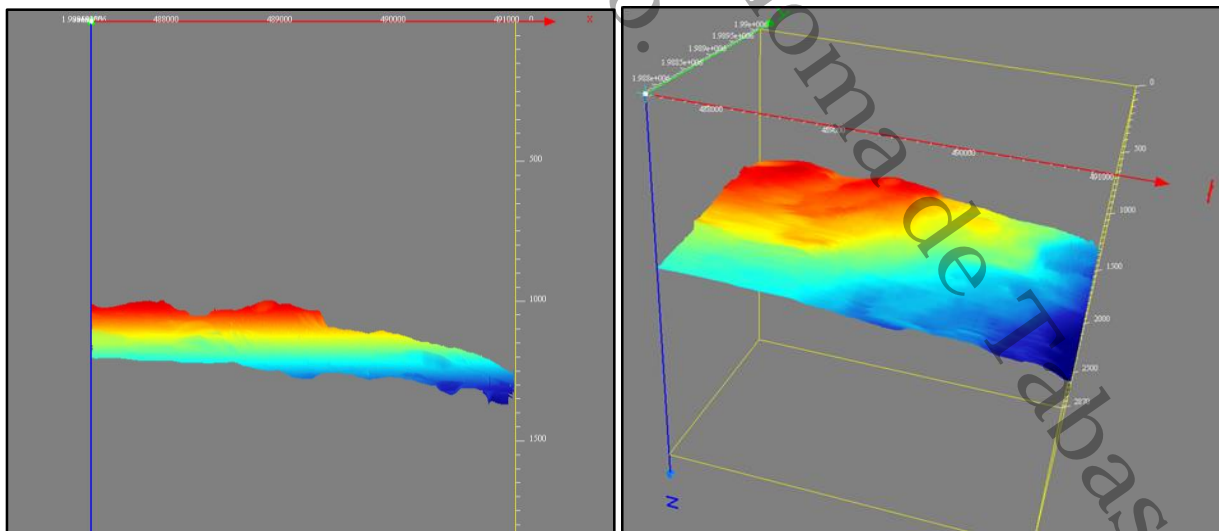


FIGURA 22: Modelo Geológico del campo Samaria en 3D.



4.3 Aplicación de atributos sísmicos

Para poder tener una visión más certera en la predicción de características estructurales, estratigráficas y de los fluidos roca/poro del yacimiento; aplicamos atributos sísmicos derivada de los datos sísmicos que nos facilitara la identificación de estas características. Sin embargo un solo atributo no es confiable para la generación del modelo sedimentario y de la identificación de zonas con mayor interés, por lo que es necesario el cálculo de varios atributos, para que en conjunto presenten rasgos estratigráficos y estructurales, relacionados con el almacenamiento de petróleo dentro de la zona.

Los atributos sísmicos describen datos sísmicos, estos cuantifican características de datos específicos, por lo que representan subconjuntos de la información total, es así que se utilizan como filtros para revelar las tendencias o patrones. Además donde el procesamiento sísmico generalmente tiene una resolución de 20m o más los atributos sísmicos pueden proveer una resolución de 10m o menos.

Para el desarrollo de este estudio se aplicaron 3 atributos sísmicos dentro de los cuales encontramos amplitud instantánea RMS, impedancia acústica relativa y la descomposición espectral de frecuencia. Las diferentes mediciones de cada uno de los atributos tienen como finalidad integrar la respuesta de estos y evaluar las zonas de mayor interés respecto al almacenamiento de fluidos dentro de la formación.

4.3.1 Atributo sísmico de amplitud RMS.

Finalmente una vez generada la geomorfología de nuestro horizonte se prosiguió a generar un sub-volumen sísmico de 50ms aplicados al horizonte de la formación Paraje solo, el cual permite visualizar las características sedimentarias del yacimiento a diferentes tiempos de tránsito, para nuestro estudio se generó 25 ms por encima de nuestro horizonte y 25 ms por debajo de este. Teniendo un rango significativo para su evaluación y mejor determinación de las características propias dentro de la formación.

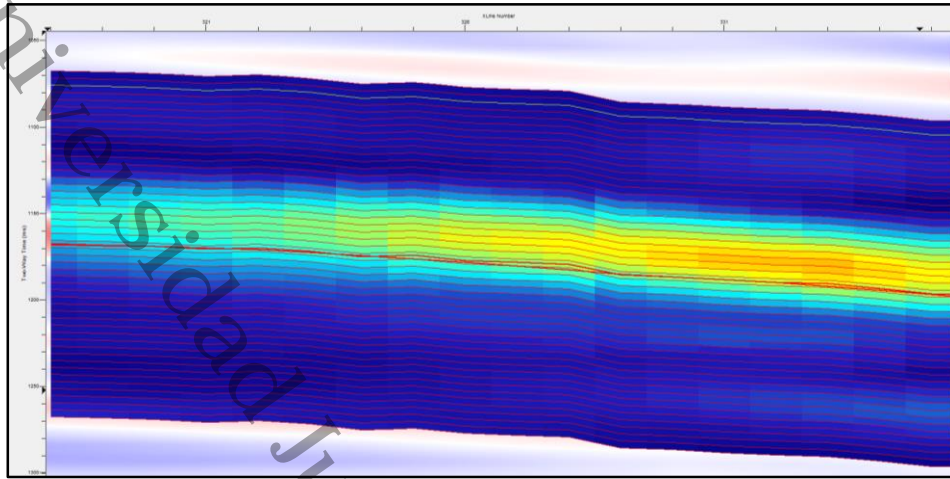


FIGURA 23: Strata Grid generado con 25 ms suprayacente al horizonte plioceno y 25 m subyacente.

Con la generación del sub-volumen sísmico se pudo evaluar en un rango de 50 time slice, la variabilidad en el medio de depositación de los sedimentos sobre nuestro horizonte y por debajo de este, permitiendo la identificación de zonas con características mejores de almacenamiento y además de visualizar las zonas con mayores heterogeneidades dentro de la formación.

La amplitud instantánea calculó información sobre los contrastes de impedancia por lo que a través del estudio de los cambios de la intensidad, se tuvo idea sobre cambios litológicos, discontinuidades y fallas presentes. La amplitud es controlada por la energía de la onda o el contraste de velocidades y el espacio entre las superficies reflectoras, aumentando las amplitudes cuando las ondas se encuentran en fase o reflejando energía. Además la roca presenta poros, que pueden ser ocupados por fluidos, aumentando la amplitud. Para el análisis de amplitudes se interpretó de forma detallada, el apilado de trazas cercanas y lejanas, realizando comparaciones entre ambos mapas.

A fin de que se evaluara la mejor zona de contener hidrocarburos se prosiguió a evaluar cada uno de los mapas dentro de las 50 time Slice obtenidas, donde a partir de la time slice #37 se aprecia la formación de un cuerpo bien definido el cual es de un grosor aproximado de 40m esto de acuerdo a las curvas de nivel observadas, además de presentarse al menos dos cuerpos con amplitudes medias, figura 24. En otras palabras altos valores de amplitudes están relacionadas con rocas del tipo arenisca las cuales de acuerdo con estudios previos dentro de la zona de estudio a partir del Mioceno la sedimentación cambio de un sistema carbonatado a un sistema detrítico.

Estas zonas tienen la posibilidad de almacenar hidrocarburos, sin embargo se tiene que evaluar el estudio de mapas con otros atributos e ir correlacionando la respuesta de cada uno de ellos. Los bajos valores de amplitud están relacionados con la presencia de lutitas las cuales presentan reflectividades bajas debido a la falta de poros conectados y de fluidos almacenados dentro de la formación.

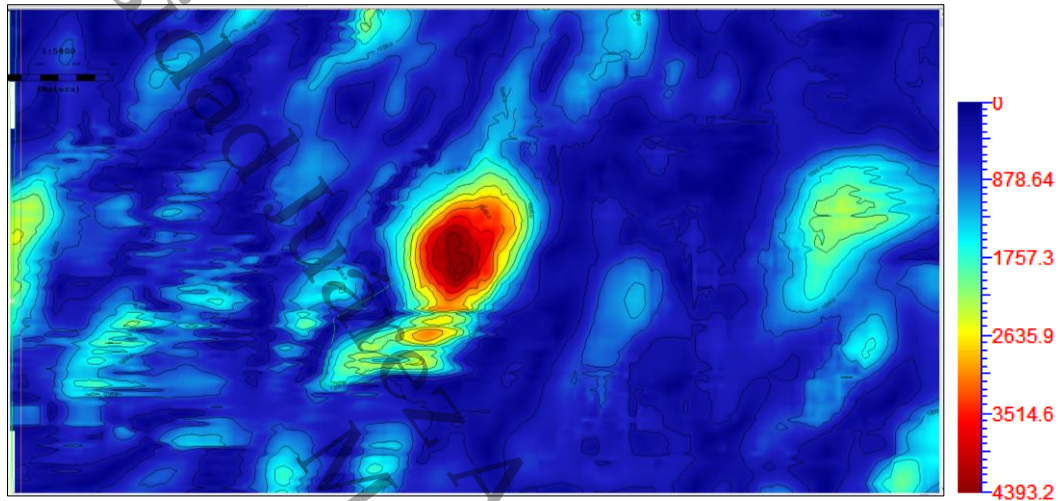


FIGURA 24: Mapa de amplitud para una time slice 37.

Al disminuir de time slice se aprecia mejor la forma del cuerpo rocoso, lo que nos permite inferir que esta zona se encuentra en mejores condiciones geológicas de almacenar algún tipo de fluido, figura 25, también se observa la aparición de nuevos cuerpos con amplitudes medias ubicados en diferentes lugares esto nos permite inferir que son cuerpos lenticulares de poco espesor y de menor área.

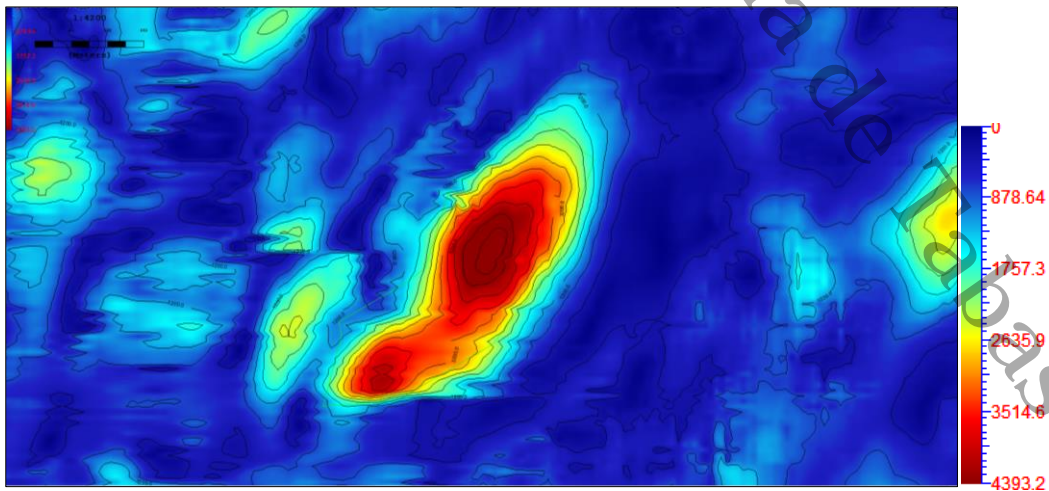


FIGURA 25: Mapa de amplitud para una time slice 33.

Para la time slice 29, nuestro cuerpo principal desaparece, sin embargo comienza la formación de nuevos cuerpos lenticulares los cuales se sitúan en la parte noroeste, es decir la parte de nuestro horizonte que limita con la sierra de Chiapas estos cuerpos lenticulares tienen un espesor y un área promedio, figura 26.

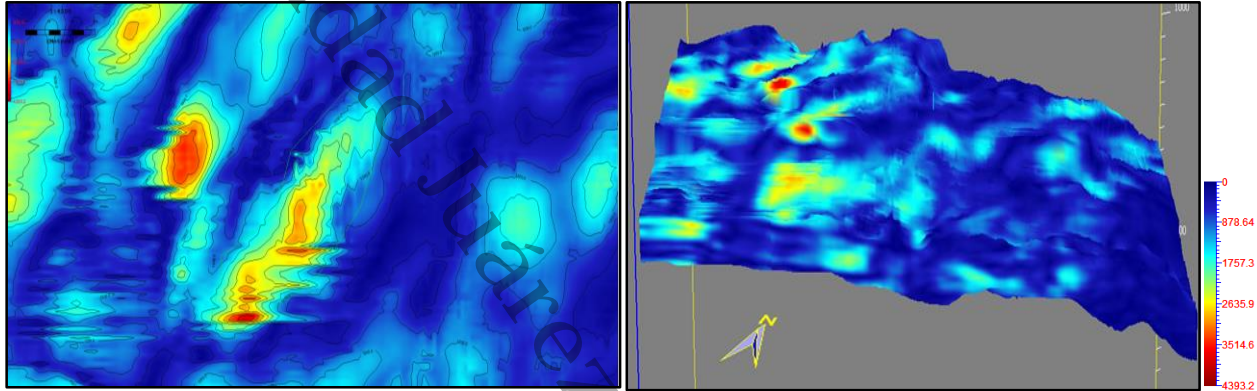


FIGURA 26: Mapa de amplitud y vista 3D, para una time slice 29.

Para la time slice 23, se aprecia una mayor distribución de los cuerpos lenticulares ubicados al noroeste y suroeste, de amplitudes medias y altas, sin embargo para la parte sureste las amplitudes disminuyen a cero siendo esta región una zona donde no existen porosidades ni permeabilidades aptas para almacenar algún fluido.

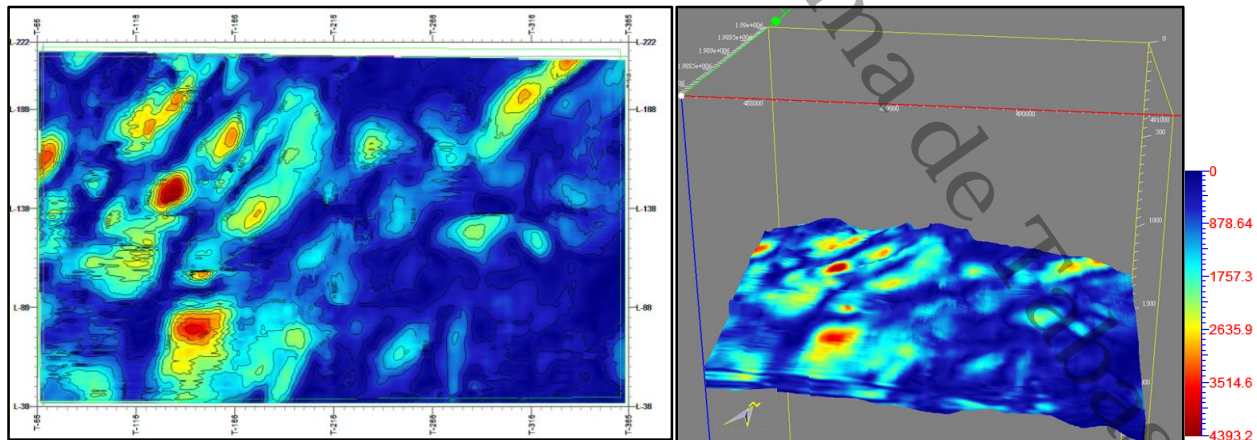


FIGURA 27: Mapa de amplitud y vista 3D, para una time slice 23.



Para esta profundidad en milisegundos y desde la time slice 23 hasta la time slice 20, los cuerpos continúan idénticos lo que permite atribuir condiciones de sedimentación idénticas para esta época, además de tener un espesor aproximado de 40 m para los dos cuerpos mejor visualizados (cuerpos de color rojo) y un espesor aproximado promedio de 25m para las zonas menos visualizadas (cuerpos de color amarillo).

Los valores altos de amplitud obtenidos en la time slice 20 a la 25 representan la distribución de arenas no consolidadas, las cuales son altamente complejas por su distribución discontinua a profundidades de 900m a 1350 m, permitiendo el almacenamiento de hidrocarburos pesados y extra pesados.

4.3.2 Atributo sísmico de impedancia acústica relativa.

Cada roca, de acuerdo a su composición mineralógica y contenido de fluidos, posee una impedancia acústica más o menos distintiva. Debido a que la impedancia es función de la densidad y la velocidad, y su vez estos parámetros dependen de la porosidad, litología, tipo de fluido dentro de la roca, saturaciones entre otros, resulta de utilidad para predecir cambios en secciones y mapas de dichos parámetros.

La información sobre la velocidad de las ondas compresivas dentro de las capas de rocas es importante por dos razones:

- 1) Es necesaria para la conversión de los tiempos de viaje de las ondas sísmicas en profundidades.
- 2) Proporciona información sobre la litología o incluso la naturaleza del fluido contenido en el interior de los poros.

Al aplicar el atributo de impedancia acústica relativa a nuestro modelo, se observó que hay zonas muy distintas, de acuerdo a su litología y contenido de fluidos, sin embargo se apreció que las mismas zonas donde se apreciaba la formación de pequeños cuerpos lenticulares corresponde a las mismas zonas con valores de impedancia acústica con valores medios a altos. Estas zonas pueden comportarse de esta forma ya que existe la posibilidad de contener algún tipo de fluido que esté retrasando la velocidad de la onda sísmica. La figura 28, muestra la time slice 37, la cual en la parte alta de nuestra formación la zona noroeste tiene zonas con impedancias medias y altas y para la parte sureste que es la zona baja, tiene una mayor área con zonas de mayor impedancia, dentro de estas zonas las altas impedancias pueden estar relacionadas con la presencia de rocas con baja porosidad y baja permeabilidad la cual disminuyen la velocidad de propagación de las ondas sísmicas, al no permitir el paso de las ondas sísmicas por su medio.

Estudios previos han demostrado que el uso de este atributo realza las zonas que tienen cambios en su reflectividad, iluminando propiedades específicas del yacimiento. Strecker et al. (2005) demostró que valores medios a bajos en este atributo representa un aumento en la porosidad y altos valores representan lutitas con baja porosidad.

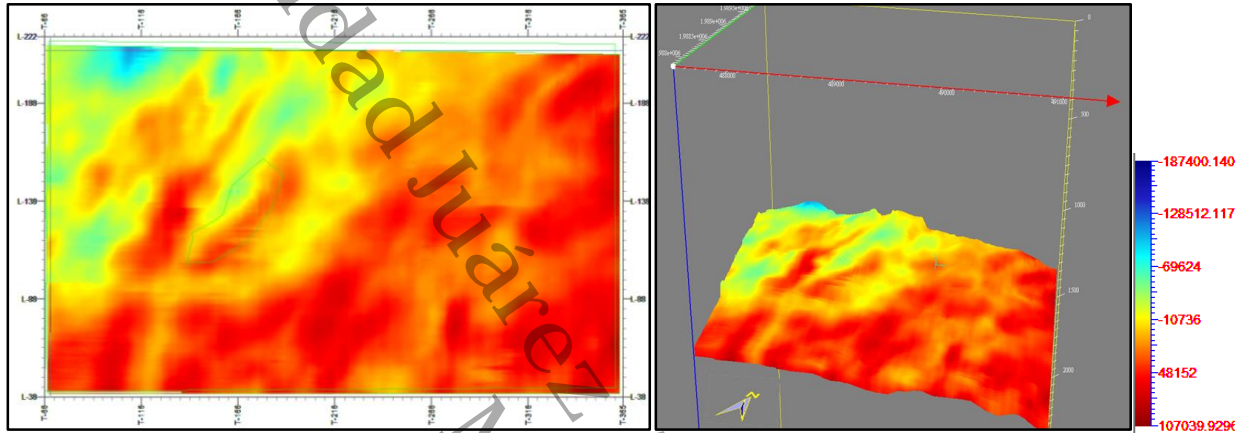


FIGURA 28: Mapa de impedancia y vista 3D, para una time slice 37.

Mientras se disminuye de time slice se puede observar que la zona antes estudiada va perdiendo intensidad en la impedancia acústica (zonas de color amarillo y azul turquesa), esto favorece a nuestro horizonte aumentando la probabilidad de ser zonas con porosidad media, permeabilidad media y permitir el contenido de algún fluido dentro de los poros de la roca que impida la propagación de las ondas sísmicas; para las zonas ubicadas al sureste del horizonte continúan zonas con valores de impedancia muy altos bajas sin embargo su distribución es discontinua dentro de la zona, está variabilidad se mantiene constante hasta la time slice 21, figura 29.

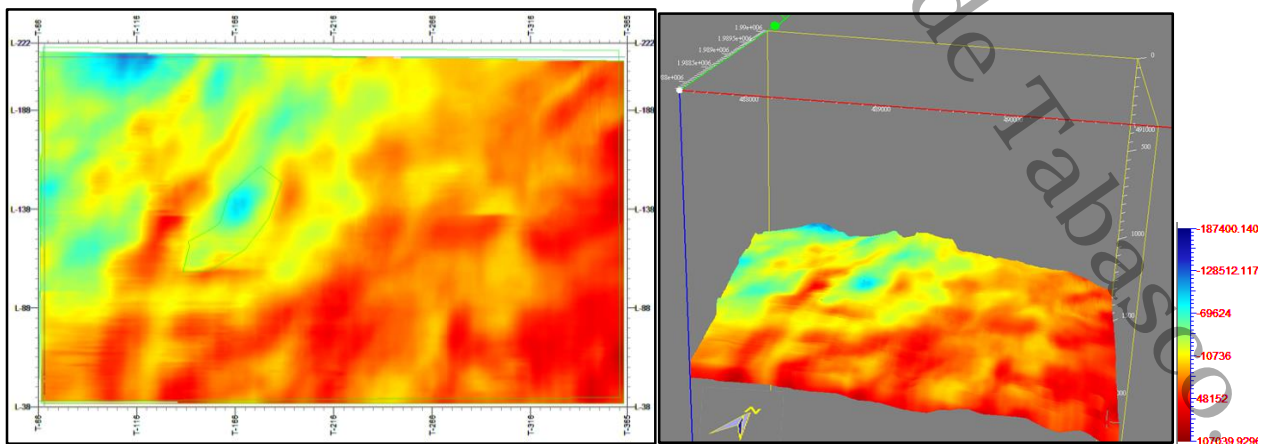


FIGURA 29: Mapa de impedancia y vista 3D, para una time slice 26-21.



Ahora bien, un yacimiento saturado con hidrocarburos presenta una impedancia más suave que un yacimiento saturado con un fluido incompresible como el agua o simplemente influyen características propias de la formación como baja porosidad, baja permeabilidad, lo que no sería favorable como una zona para el almacenamiento de hidrocarburos.

4.3.3 Atributo sísmico descomposición espectral de frecuencias

La descomposición espectral es el análisis continuo tiempo-frecuencia de una traza sísmica, el cual proporciona un espectro de frecuencia por cada muestra en tiempo. La clave es crear un conjunto de cubos de datos o mapas, cada uno correspondiente a una frecuencia espectral diferente y así observar la respuesta del yacimiento a diferentes frecuencias, figura 30.

El atributo Descomposición Espectral tiene una gran ventaja en comparación con otros atributos sísmicos. Esto se debe a que permite estudiar amplitudes relacionadas a frecuencias específicas, que en la mayoría de los atributos son opacadas por la frecuencia dominante. Además las frecuencias de cada espectro dependen no solo de la frecuencia generada por la fuente, sino también está en función de la reflectividad del subsuelo.

Los canales constituidos por rocas porosas y almacenados por una matriz no porosa constituye uno de los plays estratigráficos más importantes para explorar, sin embargo el mapeo detallado de los canales tiene un amplio impacto, el cual nos ayuda a comprender el medio ambiente paleodeposicional y por lo tanto nos permite interpretar áreas prospectivas de contener hidrocarburos como lo son los abanicos fluviales y las barras de desembocadura que contienen a los ríos. De esta concepción la descomposición espectral de frecuencias también ha sido usada para resaltar los paleocanales y sus características propias de formación, (Chopra & Marfurt, 2006).

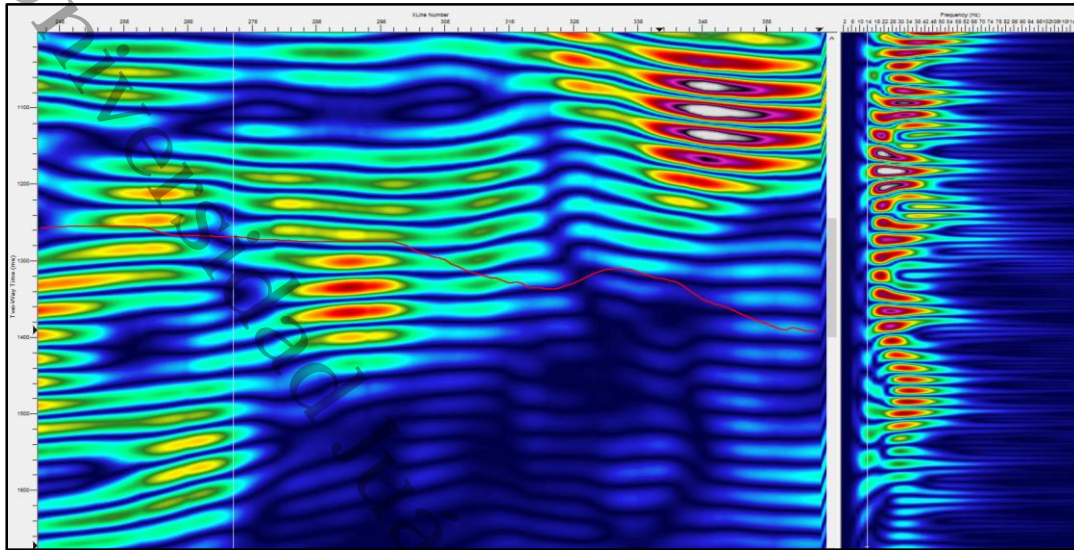


FIGURA 30: El rango de frecuencias analizadas es de 2 a 120 Hz.

Para la generación del análisis espectral se tienen frecuencias de extremo a extremo de 2 a 120 Hz, sin embargo las frecuencias ubicadas de 50 a 120 Hz y las frecuencias a 2 a 10 Hz, no tienen variación en su sismica que nos proporcionen características estratigráficas de la formación, es por esto que se procedió a extraer un cubo de amplitud de frecuencias en el rango de entre 12 a 48 Hz. Debido a que dentro de estas frecuencias se encuentran mayor variabilidad en los datos analizados. Los 10 cubos de frecuencias se generaron a través del método de la transformada de S, donde se analizó cada uno de los sub-cubos sísmicos de frecuencias generadas y así poder determinar la frecuencia que mayores rasgos sedimentarios proporcione y así determinar las características del medio ambiente sedimentario para el Plioceno inferior. El estudio detallado de cada una de las frecuencias permitió concluir que a frecuencias por arriba de 20 Hz existía una mayor distorsión en las imágenes en los medios sedimentarios y por debajo de 20 Hz una menor distorsión sin embargo no permitía apreciar claramente los rasgos estratigráficos.

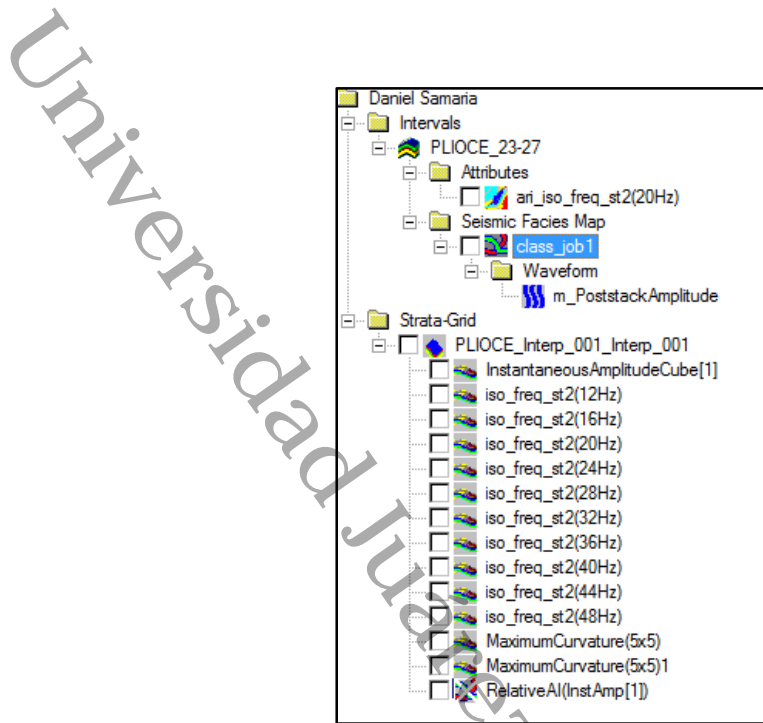


FIGURA 31: Sub-cubos sísmicos con frecuencias de 12-48 Hz.

A una frecuencia de 12 Hz las características sedimentarias no se aprecian claramente se observan de manera atenuada pequeños cuerpos transversales alargados en la zona noroeste, sin embargo no se observan más características, permitiendo deducir que esta frecuencia no es la adecuada para determinar el medio sedimentario en nuestro horizonte. Figura 32.

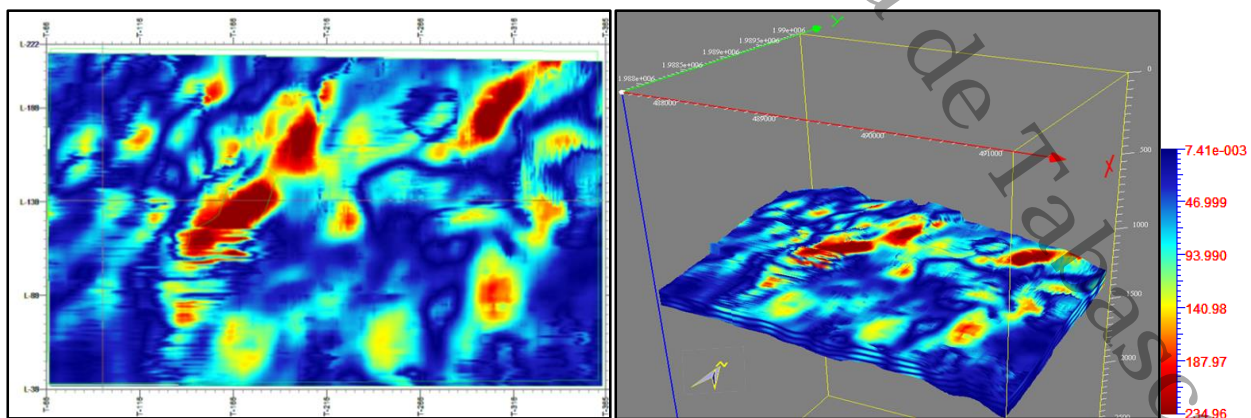


FIGURA 32: Descomposición espectral de frecuencia a 12 Hz.

A una frecuencia de 20 Hz se aprecia claramente el medio ambiente sedimentario dentro del horizonte. Esto se debe a que a bajas frecuencias según la transformada s nos permite revelar las características de los estratos con poco espesor, revelando detalles que con la sísmica convencional no serían posibles. Como se observa en la figura 33, la formación de barras transversales ubicadas para las zonas noroeste y noreste.

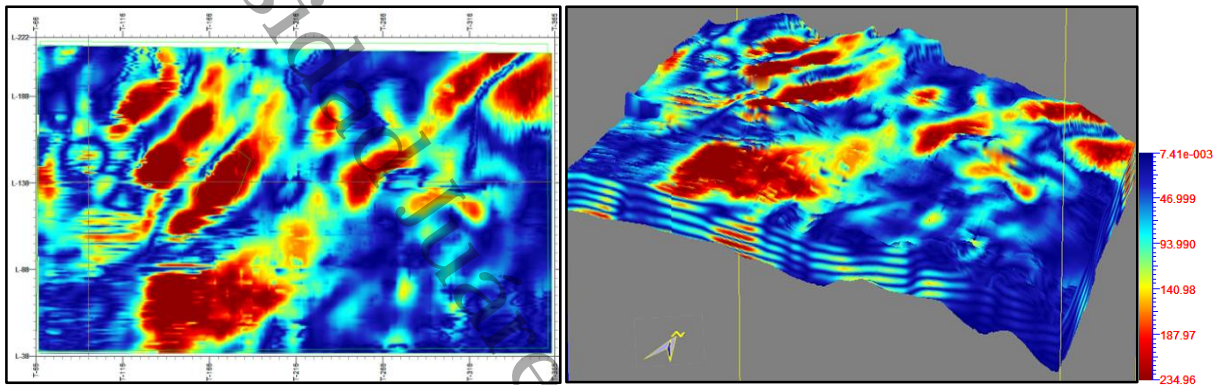


FIGURA 33: Descomposición espectral de frecuencia a 20 Hz.

Los cambios sutiles en el espesor de las barras van de acuerdo a la homogeneidad que presentan y pueden ser observados a una frecuencia de 20 Hz cuando se comparan imágenes de la descomposición espectral a diferentes frecuencias.

Si analizamos nuestro horizonte a frecuencia de 32 Hz, la imagen se atenúa, figura 34 la cual no permite observar con claridad y confiabilidad el medio existente dentro del área en estudio.

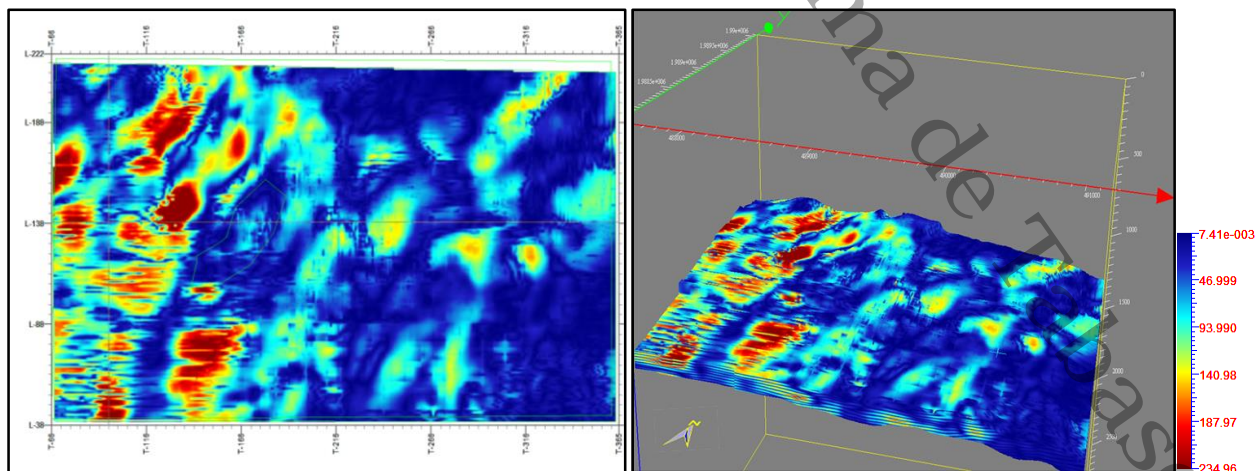


FIGURA 34: Descomposición espectral de frecuencias a 32 Hz.

En la figura 36, Se observan barras de arena transversales ubicadas al noroeste y suroeste, estas barras se formaron por la desembocadura de la corriente fluvial en la línea de costa así también la energía dominante en el ambiente estuvo controlada por las olas, obteniendo la deposición de los sedimentos paralelos y elongados a la línea de costa.

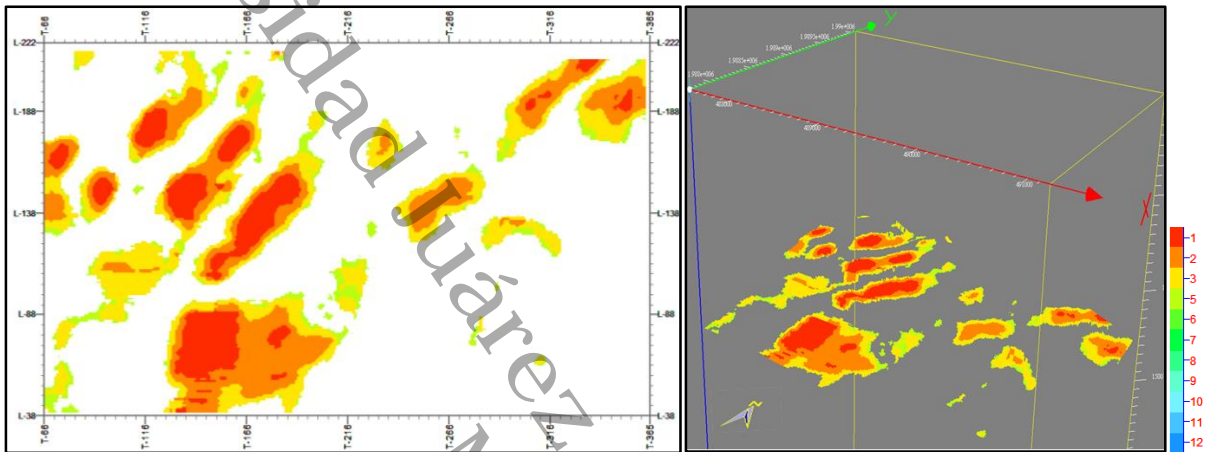


FIGURA 36: Imagen generada por descomposición que nos muestra las barras de desembocadura de los ríos y sus distintas facies.

Las diferentes facies relacionadas a las barras de arena representan la evolución paleogeográfica de las mismas. Este relleno está formado no solo por los sedimentos, sino por las superficies de omisión o hiato, reflejo de etapas de no deposición. Los medios sedimentarios de depósito son fundamentalmente subacuáticos los cuales constituyen la posibilidad de formación de grandes acumulaciones de sedimentos, especialmente en áreas sometidas a subsidencia lenta y continua.

4.4 Modelo sedimentario del campo Samaria Somero.

Siendo los ríos sistemas de transferencia que recogen y transportan sedimentos hasta las grandes cuencas, los sistemas de depósito en el campo pertenecen al plioceno inferior de ambientes fluviales y transicionales característica de un ambiente de planicie costera conforme avanzaron hacia la cuenca. En este periodo se depositaron sedimentos derivados principalmente de la erosión del cinturón plegado de Chiapas, estos sedimentos fueron depositados en gruesos espesores de sedimentos terrigenos, con predominio de areniscas de grano fino a medio con intercalaciones de lutita y escasos cuerpos aislados de conglomerados.

Estos procesos están influenciados por corrientes fluviales provenientes del continente, las cuales transportan los sedimentos hacia el mar; por otro lado, las olas son factores importantes en la redistribución de sedimentos.

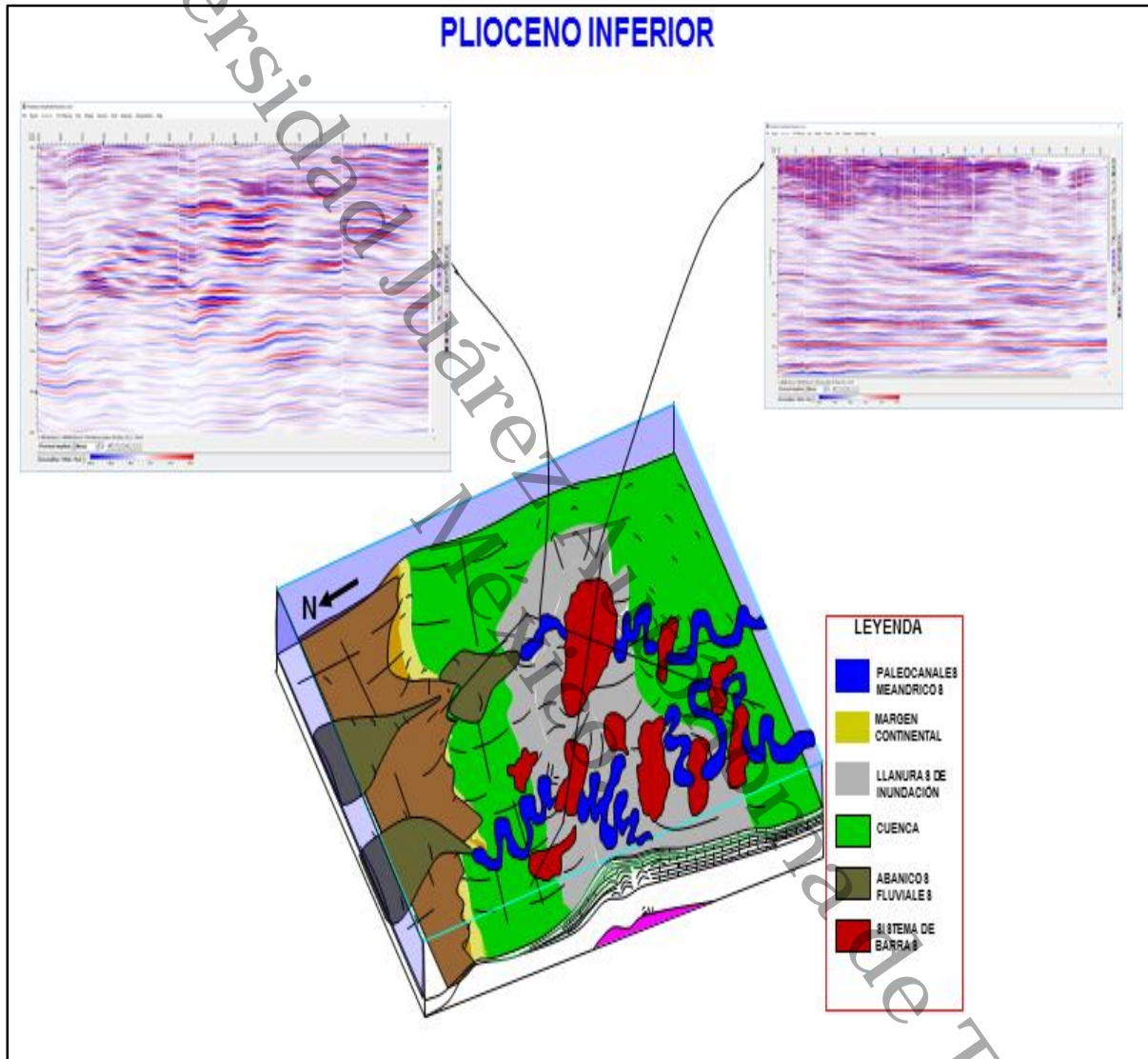


FIGURA 37: Modelo sedimentario propuesto para el campo Samaria.

Para la formación de los cuerpos lenticulares de arenas del campo samaria influyo dentro de nuestro sistema fluvial, la gravedad, generada por la pendiente de la superficie, permitiendo desplazar una masa de agua pendiente abajo creando un flujo unidireccional.

Por consiguiente se analizaron líneas random en secciones sísmicas aplanadas que cortaran las zonas de barras y se apreció un aumento en el grosor de la formación de aproximadamente 25m, permitiendo tener un grosor final de al menos 45m en total dentro



de la zona de barras. El sistema de barras permitió acumulaciones de arenas en forma elongada, siendo estas una parte fundamental del sistema morfo dinámico litoral, por cuanto son áreas prospectivas de roca almacén que pueden albergar acumulaciones de hidrocarburo pesado y extra pesado.

Para la definición de los abanicos de desborde de igual forma se analizaron líneas random que cortaran los abanicos de desborde, por lo que estas presentaron forma de “labios”, que caracterizan la formación de los abanicos dentro de la cuenca al momento que las barras no soportaron tantos sedimentos y ni presión por la fuerte carga litostática que presentaba.

Universidad Juárez Autónoma de Tabasco.
México.



CAPITULO 5. ANÁLISIS GEOQUÍMICO A ROCA ANALOGA.

La conjunción de disciplinas como la geología y la química nos permiten determinar características de rocas de interés, haciendo posible clasificarlas, determinar su composición química, edad y las condiciones bajo las que éstas fueron formadas y posteriormente alteradas.

La naturaleza de las rocas sedimentarias clásticas está determinada por la composición de los protolitos, de las condiciones paleoambientales, los procesos geológicos y biológicos involucrados y que originaron el desprendimiento del material geológico, el transporte, el depósito, compactación, litificación y diagénesis.

La mayoría de estos procesos dejan rastros geoquímicos característicos, haciendo de las rocas sedimentarias detríticas un área de estudio de datos fisicoquímicos más importantes para la interpretación de ambientes antiguos (paleo ambientes).

Con la finalidad de poder identificar características propias de las rocas para el Campo Samaria Somero, y tener una visión más completa de la historia geológica además de reconstruir características propias de la cuenca en la que se depositaron los sedimentos, valorar su posición en el tiempo y conocer sus cambios laterales, se procedió a evaluar muestras de rocas análogas de un afloramiento superficial procedente de un ambiente sedimentario fluvial, de prodelta y además con emanaciones de hidrocarburos pesados, reconociendo secuencias granos decrecientes correspondientes a ambientes fluviales.

5.1 Geoquímica inorgánica.

El estudio geoquímico de rocas consistió en el análisis con el equipo de fluorescencia de rayos x además de un análisis petrográfico de rocas. Se determinó la concentración de los elementos mayoritarios considerando elemento mayoritario a aquel que se presenta en una concentración mayor al 1% en peso (> 1000 ppm). Cuantificar el contenido de elementos mayoritarios permitió clasificar y nombrar a la roca sedimentaria clástica y determinar ambiente tectónico dominante.

Debido a que el movimiento de placas y la actividad tectónica asociada pueden alterar o destruir gran parte de la información acerca de los ambientes de depósito originales, la procedencia de los remanentes puede deducirse de la evidencia química contenida en el registro de la roca.



5.1.1 Fluorescencia de rayos x.

Las muestras de roca fueron acondicionadas en el laboratorio de geología del instituto potosino de investigación científica y tecnológica, el procedimiento para su acondicionamiento fue:

- a) Trituración de las muestras de roca previamente marcadas, utilizando una trituradora de roca.
- b) Las muestras se llevaron al equipo pulverisette 6 de la marca fritsch, buscando obtener finas partículas de las muestras de roca, se realizaron 3 corridas:
 - I. 5 min @ 110 rpm
 - II. 15 min @ 150 rpm
 - III. 15 min @ 200 rpm
- c) Una vez obtenidas las muestras pulverizadas se llevaron a la mufla @ 950 °C x 2 horas, eliminando así cualquier partícula de agua existente.
- d) Se mezcló 3.5 g de cada muestra con 3.0 g de cera como aglomerante homogéneamente.
- e) La mezcla se llevaron a la prensa hidráulica @ 20 ton. Durante 5 min.
- f) Una obteniendo las dos pastillas de prosiguió a llevar las muestras al equipo de XRF de la marca RIGAKU, modelo ZSX Primus II
- g) Se realizaron 2 corridas para disminuir el error.

Los resultados obtenidos con el equipo de fluorescencia de rayos x de la marca Rigaku modelo ZSX primus II, fue la composición mineralógica de los elementos mayoritarios presentes en la muestra como se muestra en la tabla 1.

TABLA 1- Composición elemental de la muestra de roca analizada.

ÓXIDO	PORCENTAJE
SiO ₂	65.090
TiO ₂	0.020
Al ₂ O ₃	7.235
Fe ₂ O ₃	0.003
MgO	0.001
CaO	0.885
Na ₂ O	0.030
MnO	0.003
K ₂ O	0.763
P ₂ O ₅	0.052



A partir de los datos obtenidos se utilizaron diagramas de discriminación para clasificar la muestra de acuerdo con el contenido de ciertos elementos o con funciones discriminantes calculadas a partir de concentraciones elementales.



FIGURA 38: Equipo de Fluorescencia de rayos x.

El contenido de elementos mayoritarios en rocas sedimentarias detríticas (Si, Al, Fe, Mn, Mg, Ca, Na, k, Ti y P), son reportados como óxidos, estos compuestos fueron comparados con la tabla de clasificación de rocas sedimentarias de acuerdo a su composición mineralógica propuesta por Mason & Moore, 1982.



TABLA 2- Clasificación de las rocas sedimentarias de acuerdo a su composición química.

ÓXIDO	ROCAS ÍGNEAS	LUTITAS	ARENISCAS	CALIZAS
SiO ₂	59,14	58,10	78,33	5,19
TiO ₂	1,05	0,65	0,25	0,06
Al ₂ O ₃	15,34	15,40	4,77	0,81
Fe ₂ O ₃	6,88	6,47	1,37	0,5
MgO	3,49	2,44	1,16	7,89
CaO	5,08	3,11	5,50	42,57
Na ₂ O	3,84	1,30	0,45	0,05
K ₂ O	3,13	3,42	1,31	0,33
H ₂ O	1,15	5,00	1,63	0,77
P ₂ O ₅	0,30	0,17	0,08	0,04
CO ₂	0,10	2,63	5,03	41,54
SO ₃	----	0,64	0,07	0,05
BaO	0,06	0,05	0,05	----

De acuerdo a esta comparación el tipo de roca en estudio corresponde al de una roca sedimentaria del tipo arenisca, las variaciones en porcentajes de óxidos de las rocas sedimentarias son el reflejo de un conjunto de variables, endógenas y exógenas, que actúan antes y durante la formación de la roca, las principales variables que controlan la cantidad y distribución de los elementos químicos en las rocas sedimentarias son:

- Composición de la roca fuente.
- Factores que actúan durante la meteorización y erosión de la roca fuente (relieve, drenaje, clima, temperatura, humedad)
- Ambiente tectónico.
- Ambiente de deposición, condiciones hidrodinámicas, salinidad, características fisicoquímicas del medio.

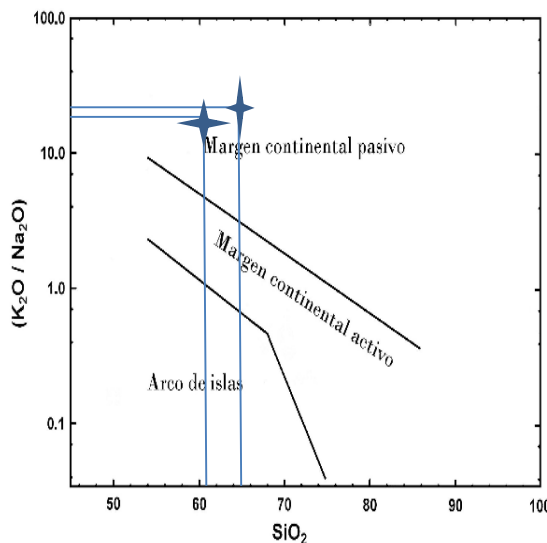
Con estos resultados se prosiguió a evaluar el ambiente tectónico donde se depositaron los sedimentos de acuerdo al diagrama de resultados propuesto por Roser y Korsh (1986) para la secuencia arenisca-lutita, y de tal forma relacionar el sitio de depósito de los sedimentos, el tipo de clima y las condiciones paleoambientales que ocurrieron en esa época.



En el diagrama de discriminación de Roser y Korsh (1986) se reconocen tres ambiente tectónicos:

- 1) Margen continental pasivo: son sedimentos con madurez mineralógica ricos en cuarzo, depositados en placas interiores de márgenes continentales estables o cuencas intracratónicas. Los sedimentos en esta categoría fueron derivados de áreas continentales estables y posteriormente depositados en áreas alejadas de límites tectónicos activos.
- 2) Margen continental activo: son sedimentos derivados de márgenes continentales tectónicamente activos adyacentes o sobre límites activos entre placas.
- 3) Arco de isla oceánico: son sedimentos volcanogénicos pobres en cuarzo derivados de arcos de islas oceánicos, depositados en cuencas ante, intra, tras arco y trincheras.

En el siguiente diagrama de Roser y Korsh (1986) para una secuencia arenisca-lutita, se muestra la relación de (K_2O/Na_2O) con respecto a SiO_2 que nos proporcione el ambiente tectónico donde se desarrolló la diagénesis de la roca.



$$(K_2O / Na_2O) = 0.763145 / 0.028633 = 26.6526$$

$$SiO_2 = 65.08$$

$$(K_2O / Na_2O) = 0.824726 / 0.033036 = 24.9644$$

$$SiO_2 = 61.89302733$$

FIGURA 39: Diagrama de discriminación, Roser y Korsh (1986) para secuencias arenisca-lutita.



De acuerdo a los resultados obtenidos el ambiente tectónico donde se depositaron los sedimentos corresponden a un ambiente de margen continental pasivo, dentro del cual los procesos geológicos mayores son sedimentarios, dominados por el aporte de sedimentos desde el continente mediante ríos y corrientes marinas litorales, que mueven los sedimentos que poco a poco son extraídos desde el continente. Los bordes del continente estuvieron en subsidencia debido a que es donde predominan los procesos acumulativos. Además de ser sedimentos con madurez mineralógica ricos en cuarzo los cuales fueron depositados en áreas del actual estado de tabasco que en esa época se encontraba sumergida en aguas oceánicas.

5.2 Análisis petrográfico a muestras de rocas.

Otro de los temas que destaca por su importancia para la exploración de hidrocarburos, es el estudio de proveniencia de sedimentos, que se basan principalmente en las proporciones relativas de diferentes tipos de granos detríticos, contenidos en las areniscas y que sirven como guía para determinar la naturaleza de la roca fuente.

La petrografía de rocas clásticas es una herramienta útil para determinar y discriminar la procedencia y composición de las áreas fuente de formaciones de edades similares (Arribas y Arribas, 1991), así como también permite obtener una aproximación de la composición de las áreas fuente (Dickinson, 1970; Pettijonh et al., 1987).

Los granos de arena derivan de la fragmentación de rocas preexistentes, las cuales son degradadas por la meteorización y la erosión. Además los granos de arena también provienen del material formado dentro del ambiente deposicional. Los productos disgregados se dividen en dos categorías:

- 1) granos de minerales detríticos, proveniente de rocas preexistentes
- 2) fragmentos líticos.

La arena puede ser definida como un sedimento que consiste primordialmente por granos del tamaño 63micras a 2 mm y las areniscas son rocas sedimentarias formadas por granos de arena dentro de ese tamaño.

Para poder determinar la cantidad de cuarzo, feldespato y fragmentos líticos primeramente es necesario examinar una muestra de roca a través de una lámina delgada, la cual una vez conociendo las proporciones en cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca, podremos utilizar el diagrama ternario de clasificación de las areniscas según Pettijonh y así discriminar de entre todas las areniscas existentes, el tipo de arenisca en estudio.



Las láminas delgadas fueron de ser aproximadamente de 30 micras ya que la mayoría de los minerales son traslucientes. Dentro de las características que determinamos fueron:

- 1) La redondez de los granos que está en función de la historia de transporte del material detrítico y que usualmente es estimada con la vista.
- 2) La matriz está formada por granos finos que se encuentra entre los clastos, no hay un tamaño en específico de los granos que forman parte de la matriz. La matriz de una arenisca puede ser limo o arcilla y de un conglomerado pueden ser arena, limo o arcilla.
- 3) Clasificación o arreglo: la clasificación es función del origen y la historia de transporte de los detritos. Con el aumento de la distancia de transporte o la agitación repetida del sedimento, se presenta una tendencia diferente de tamaños.

Finalmente se prepararon 4 láminas delgadas a las cuales se les realizó un conteo de puntos con el microscopio petrográfico además de un análisis textural para determinar la procedencia de los sedimentos de acuerdo a la historia de transporte de los granos y del grado de empaquetamiento que pueden estar en función del porcentaje de matriz frente al de clastos ó si la roca presenta una textura grano-sostenida o matriz-sostenida, siendo este indicativo de la densidad del medio de transporte del sedimento.

Por consiguiente las muestras de roca presentaron minerales pesados de óxido de hierro como componentes accesorios y aparecieron en proporciones menores al 1%, los cuales son resistentes a la meteorización química y abrasión mecánica por situarse dentro de algunos poros de la roca, la presencia de los óxidos de hierro se formaron por largos periodos de exposición a la intemperie y por estar presentes agentes erosivos en el medio ambiente como lo es la viento, la lluvia, y el sol, esto se puede apreciar en la microfotografía tomada con ayuda del microscopio petrográfico en la figura 40.

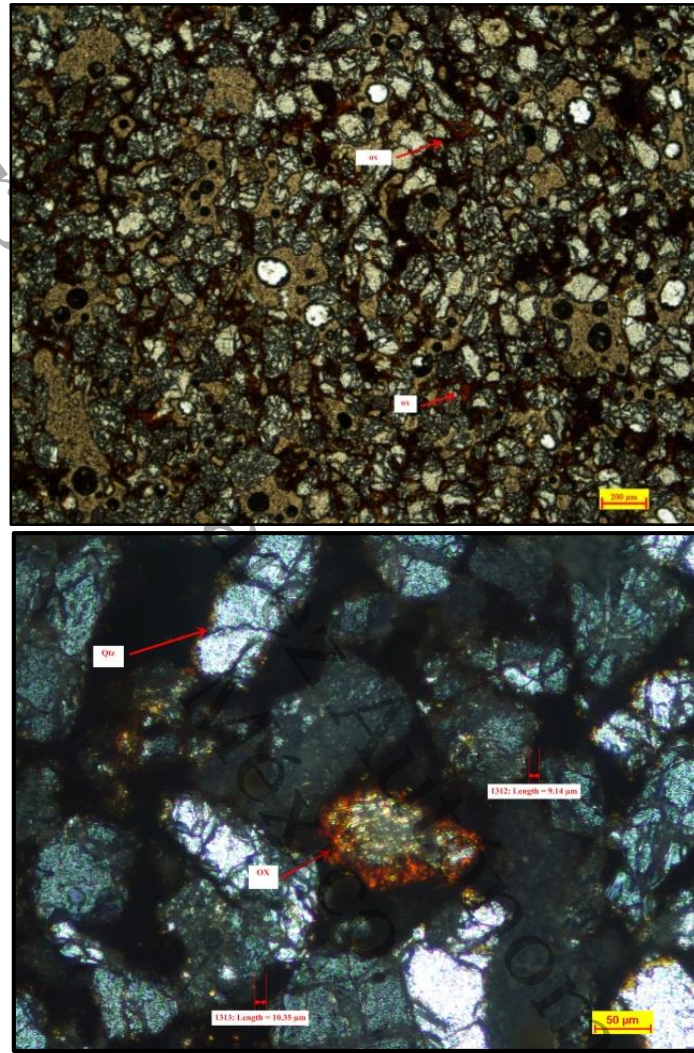


FIGURA 40: Microfotografías.

Asimismo la composición de los fragmentos de roca corresponde a clastos extracuencales del tipo Chert, los cuales tienen una distribución discontinua y casi nula dentro de la proporción de granos que conforman la roca, figura 41.

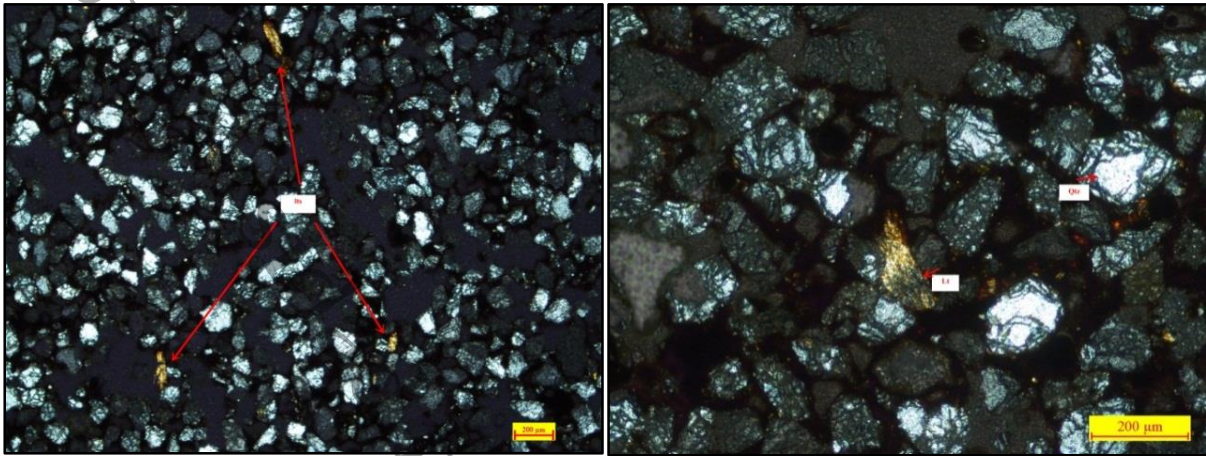


FIGURA 41: Microfotografías donde se observa los fragmentos de rocas presentes en las muestras en muy bajo porcentaje.

Los cuarzos son del tipo monocristalinos de colores claros, esta alta proporción de cuarzos permite inferir que derivan de rocas volcánicas, tienen una extinción recta y no presentan inclusiones, esto les permite tener estabilidad al momento de que la roca sufre cambios diagenéticos.

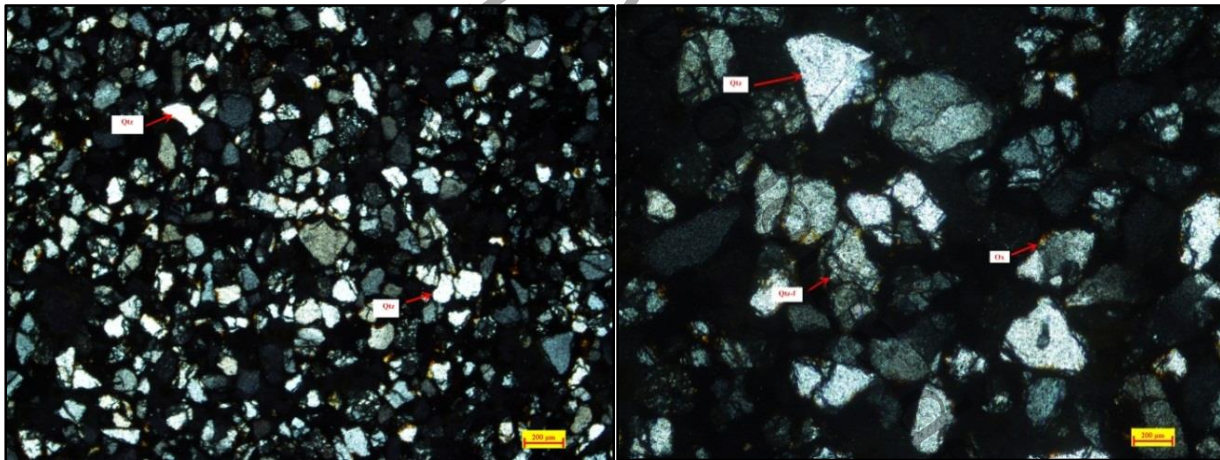


FIGURA 42: Microfotografías donde se observa la gran proporción de cuarzos monocristalinos en al menos un 90%.

La proporción de feldespatos potásicos es del 4%, estos son más abundantes que las plagioclasas debido a su mayor estabilidad y a que son más frecuentes en rocas continentales de basamento granítico. Los granos de feldespatos proceden de las mismas rocas que los de cuarzo, esencialmente granitos.

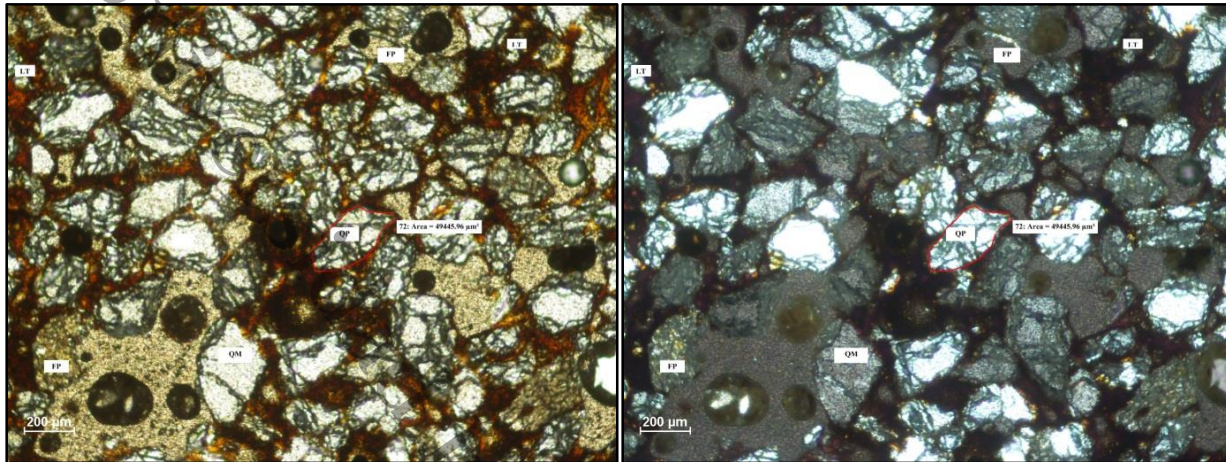


FIGURA 43: Microfotografías donde se observa la poca cantidad de feldespatos en un bajo porcentaje.

De acuerdo a las características que presentaron las rocas estas son areniscas de grano mediano a fino, variando de moderadamente a bien clasificadas, los principales componentes del marco de las areniscas incluyen: fragmentos volcánicos, feldespatos en poca cantidad, además de contar con abundantes cuarzo monocrystalino y escasos cuarzos policristalinos. La matriz esta soportada por los granos y presenta pocas cantidades de óxidos de hierro (opacos), por lo que no tiene una matriz específica y además tiene un porcentaje menor al 15%.

Para poder determinar el tipo de roca según el porcentaje de cuarzos, feldespatos y fragmentos de roca de las muestras, se prosiguió a realizar un conteo de al menos 100 puntos a través del cual se pudiera discriminar el tipo de arenisca presente en nuestro estudio además de correlacionar con la roca almacén presente en nuestro yacimiento.

TABLA 3- Resultados del conteo de puntos.

TIPO DE GRANO	CANTIDAD PRESENTE
Cuarzo	93
Feldespato	4
Fragmentos de roca	3

Con base a los resultados y para poder hacer la clasificación se utilizó el diagrama de clasificación de las arenas propuesto por Pettijohn et al. 1987, los cuales toman 4 componentes, tres de ellos relativos a la composición que forman parte del esqueleto: cuarzos, feldespatos y fragmentos de roca; y otro relativo al contenido en matriz detrítica



considerado como matriz cualquier material clástico de tamaño inferior a 30 micras, independientemente de su origen.

Esta clasificación es totalmente descriptiva, según esta clasificación las arenas y areniscas se clasifican en dos grandes grupos:

- Las arenitas que contienen menos del 15% de matriz.
- Las grauvacas que tienen más del 15% de matriz

Al mismo tiempo que se pueden establecer diferencias dependiendo de la proporción de granos de cuarzo, feldespato y fragmentos de roca.

TABLA 4- Valores correspondientes a cada tipo de roca, (Pettijohn et al. 1987).

Tipo de familia	Tipo de roca	Cuarzo (%)	Feldespatos (%)	Fragmentos de roca (%)	Matriz (%)
ARENITAS	Cuarzoarenita	$C > 90$	$0 < F < 5$	$0 < Fr < 5$	
	Sublitarenita	$50 < C < 95$	$0 < F < 25$	$5 < Fr < 25$	
	Subarcosa	$50 < C < 95$	$5 < F < 25$	$0 < Fr < 25$	Matriz < 15
	Arcosa	$0 < C < 75$	$25 < F < 100$	$0 < Fr < 50$	
	Litarenita	$0 < C < 75$	$0 < F < 50$	$25 < Fr < 100$	
GRAUVACAS	Cuarzovaca	$C > 90$	$0 < F < 5$	$0 < Fr < 5$	
	Grauvaca feldespática	$0 < C < 95$	$5 < F < 100$	$0 < Fr < 50$	$15 < \text{Matriz} < 75$
	Grauvaca Lítica	$0 < C < 95$	$0 < F < 50$	$5 < Fr < 100$	
LUTITAS	Lutita				Matriz > 75

Por consiguiente a los resultados obtenidos con el conteo de puntos, el tipo de roca arenisca a la cual pertenecen nuestras muestras son del tipo cuarzoarenitas puesto que están formadas casi exclusivamente por granos de cuarzo monocristalinos de colores grises además de esto presenta contactos suturados. En muchos casos son el resultado de periodos extensos de meteorización y transporte, de tal forma que casi todos los granos a excepción del cuarzo se han roto y alterado, depositándose esencialmente en cratones estables y/o márgenes pasivos, lo cual corresponde con el resultado obtenido con el diagrama de discriminación de Roser y Korsh.



Su composición química es indicativa de su mineralogía tan homogénea, el clima en el área fuente juega un papel fundamental. Muchos granos de cuarzo pueden ser de segundo ciclo, es decir derivados de sedimentos pre-existentes, este hecho está indicado por la presencia de cementos sintaxiales desgastados mecánicamente, lo que indica que son de un ciclo anterior.

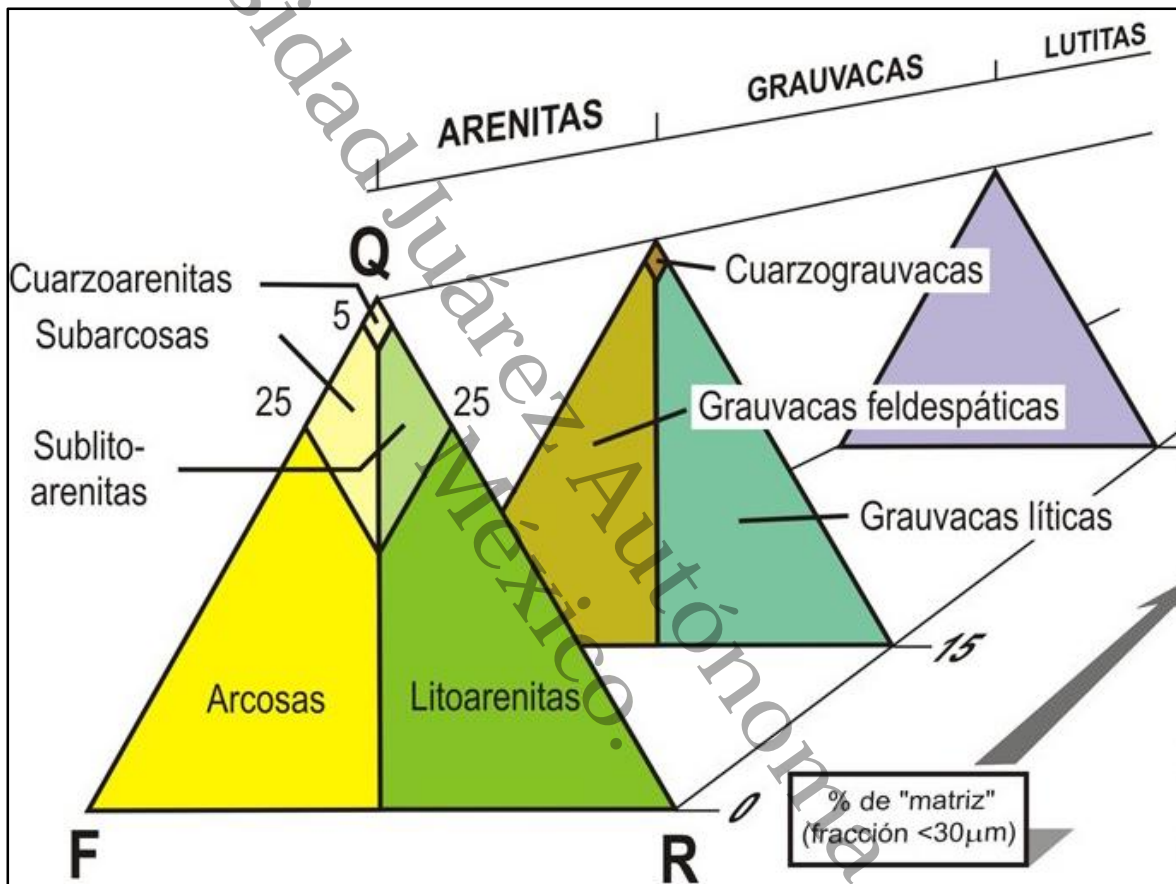


FIGURA 44: Diagrama de clasificación de rocas sedimentarias.



5.2.1 Análisis textural.

Se han realizado numerosos intentos para definir la forma de las partículas sedimentarias y estudiar los factores que intervienen en la forma de los granos (Selley, 1976). La forma de los clastos está controlada, tanto por el tipo de roca madre original, como por su historia geológica subsecuente. Mientras que las rocas como la lutita y el esquisto originan partículas de formas tabulares u obladas, rocas como la cuarcita y el granito producen partículas de formas sub esféricas u ovaladas.

Para poder determinar las características texturales de las muestras de roca se prosiguió a evaluar las microfotografías obtenidas de las láminas delgadas, a través del cual se determinara la redondez, la esfericidad y la selección de los granos. Todo esto con la finalidad de poder determinar la madurez de los granos además de proporcionar información sobre su historia de formación.

Esto es debido a que los procesos de transporte y depositación generan propiedades físicas distintivas por lo tanto la esfericidad y la redondez constituyen parámetros texturales de importancia relevante en los sedimentos clásticos.

Para determinar el grado de esfericidad y redondez se utilizó una tabla visual de comparación propuesta por Powers, 1982, figura 45.

La esfericidad refleja principalmente las condiciones de depositación en el momento de acumulación y depende muy poco de los procesos de abrasión ocurridos (Pettijohn, 1975). La redondez indica el grado de abrasión a que han sido sometidos los granos; refleja la historia de transporte como los procesos de erosión, depositación y retrabajamiento ocurridos antes o durante su depositación final.

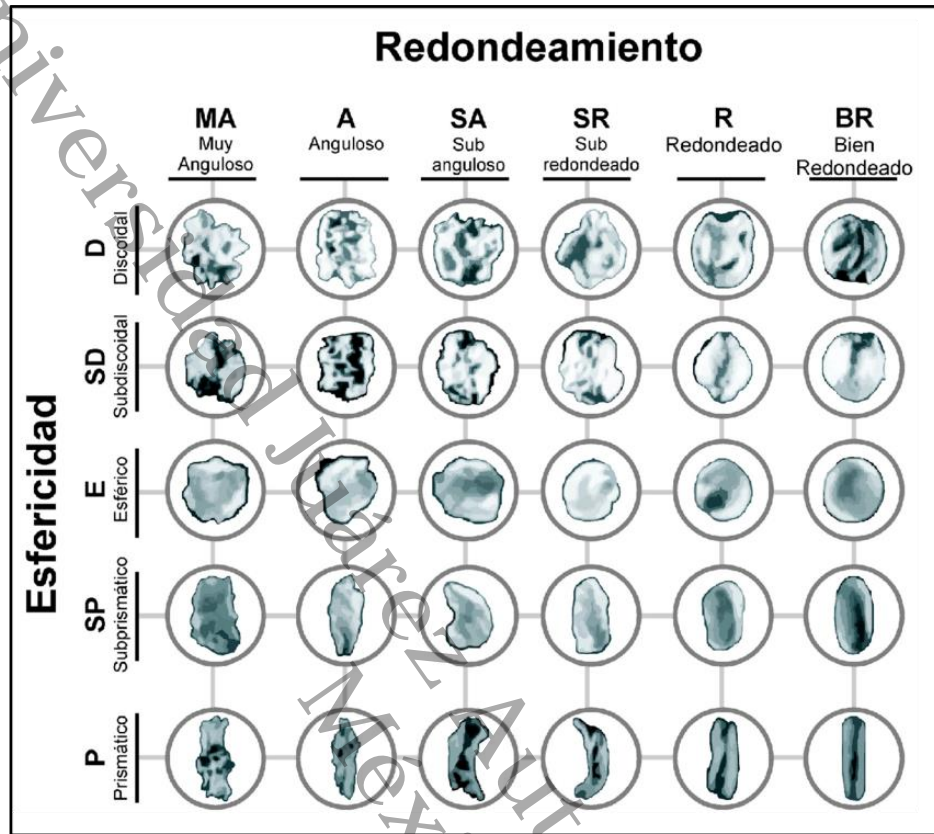


FIGURA 45: Cuadro de comparación visual para estimar la redondez y la esfericidad (Powers, 1982).

En la figura 46, se observa microfotografías de láminas delgadas de muestra de roca, donde se puede observar que los granos presentan una redondez angulosa y una esfericidad del rango esférico.

Aunado a la esfericidad resultante se infiere que los sedimentos detríticos tienen procedencia granítica ya que estos tipos de sedimentos presentan una composición química de al menos 74.5% de sílice lo que proporciona una gran cantidad de cuarzos dentro de la roca. Y así de la redondez se observa que los procesos de abrasión han sido de baja intensidad y el transporte de los granos ha sido poco por lo que las aristas se han mantenido angulosas.

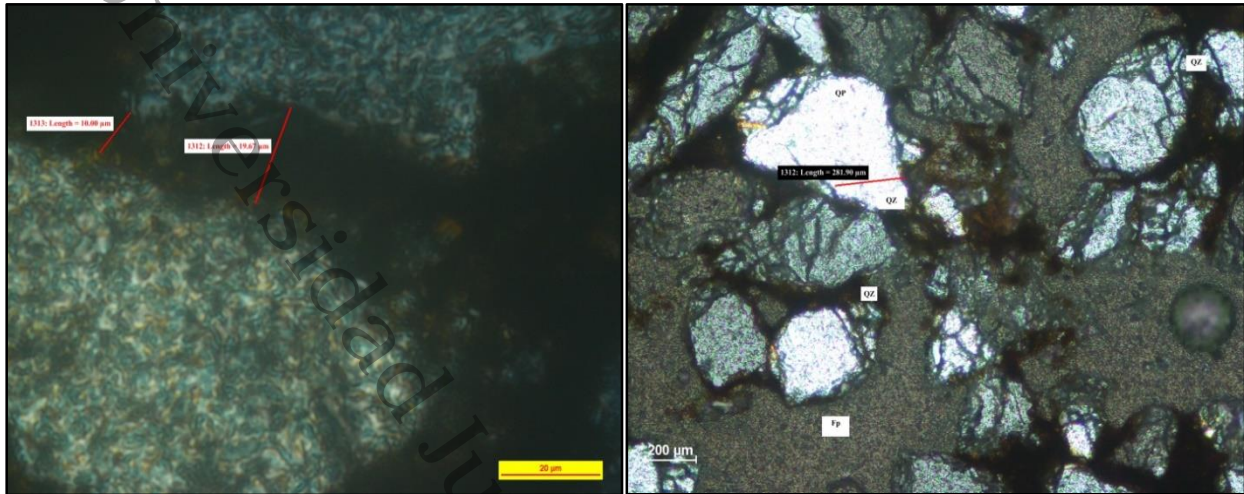


FIGURA 46: Microfotografía que muestra la textura de las rocas como esfericidad y redondez.

Finalmente de acuerdo a la selección de los granos propuesta por Boggs 2009, figura 47, las rocas presentan buena selección de los diferentes tipos de granos que la constituye, que le infieren propiedades como buena porosidad y también buenas permeabilidades, debido a que dejan espacio suficiente para almacenar algún tipo de fluido dentro de sus poros además mientras sean poros conectados le proporcionará mejor permeabilidad en el transporte de los fluidos, la buena selección de los granos infiere además que los granos han tenido un largo transporte y se han sedimentado en zonas alejadas donde ya no existen altas corrientes y que así le permitan transportar sedimentos seleccionados para su posterior sedimentación y litificación. Figura 48.

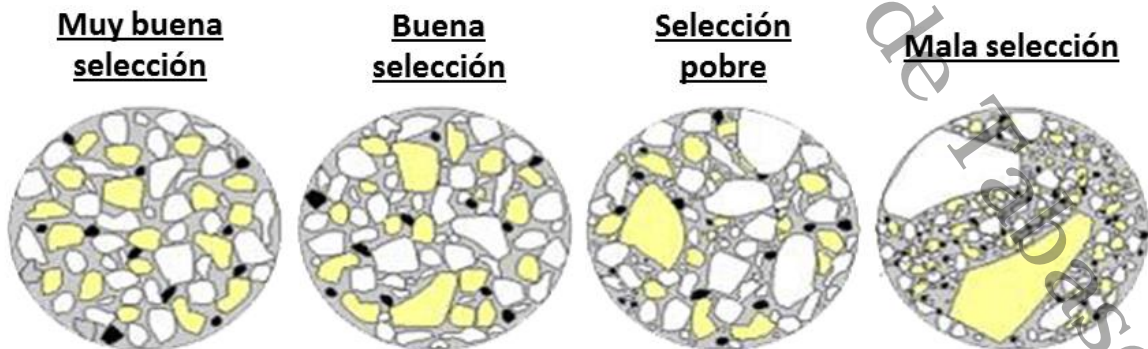


FIGURA 47: Comparación textural de la selección de los granos (Boggs, 2009).

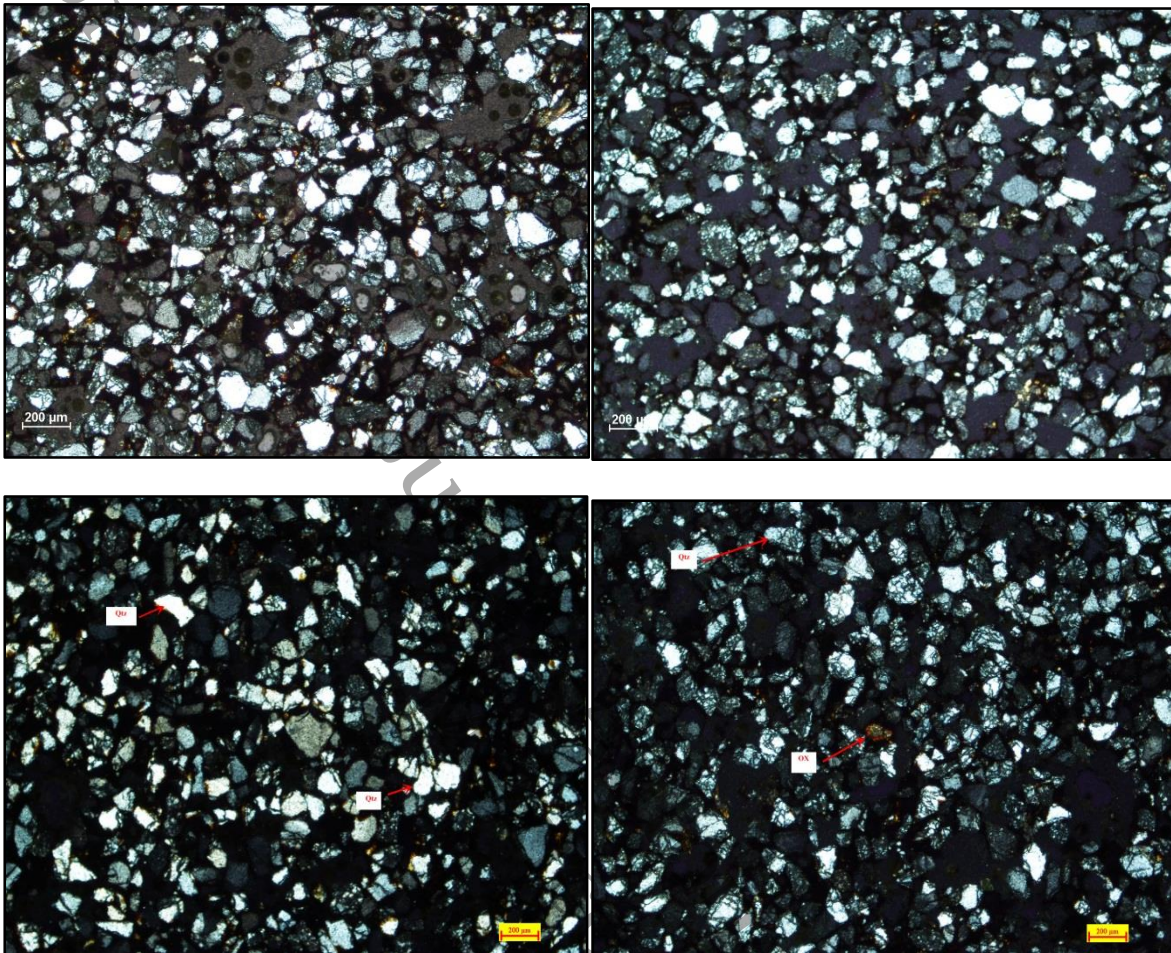


FIGURA 48: Microfotografías donde se observa una buena selección de los granos.

Integrando los resultados obtenidos por el análisis textural a las rocas análogas de afloramiento y las cuales presentan las características siguientes:

- Poco contenido de arcilla en la matriz de las rocas, por lo que la roca está soportada por los propios granos.
- Buena clasificación de los granos al momento de la litificación.
- Granos no redondeados, sino angulosos.

La clasificación de la madurez textural de acuerdo a Folk 1951, nuestras rocas presentan buena madurez, correspondiente a una energía cinética dentro del proceso del rango de moderada a alta.

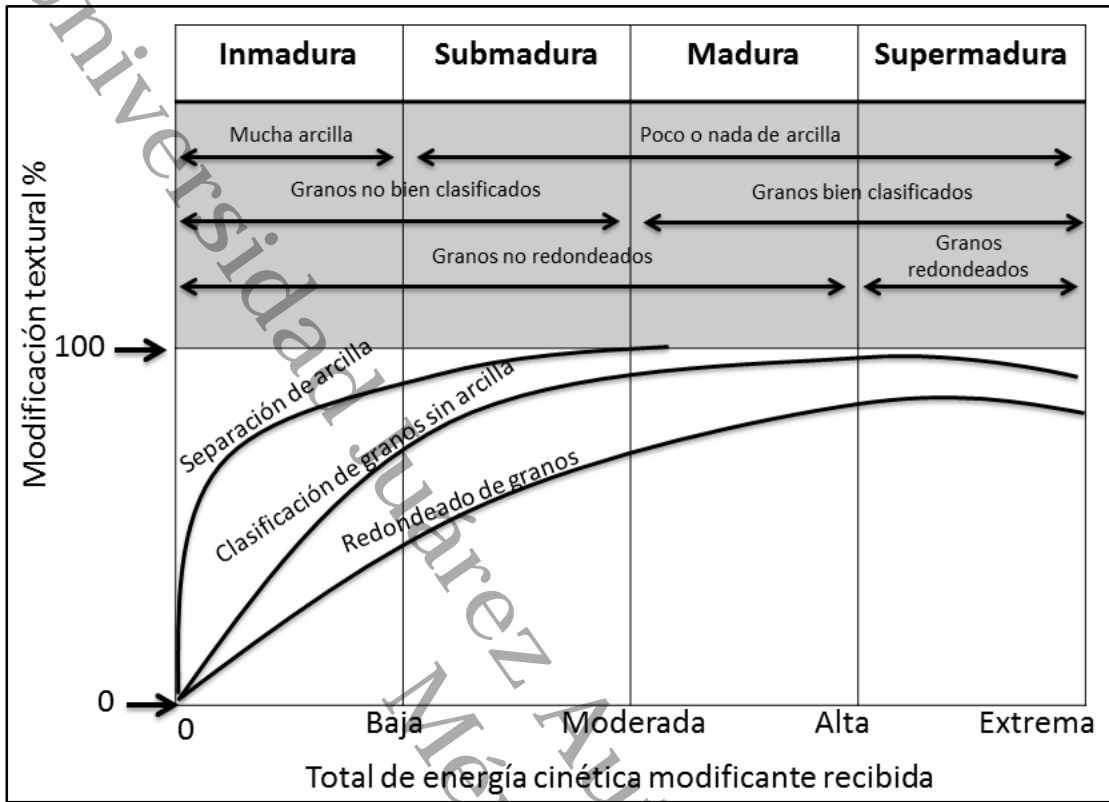


FIGURA 49: Diagrama de determinación de la madurez textural de los sedimentos en función del aporte de energía cinética según Folk, 1951.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las mejores zonas propuestas para perforar se encuentran al noroeste de la formación, en la parte alta y media, ya que es en ese lugar donde se encuentra la mayor distribución de la roca almacén, tiene impedancias acústicas media-altas y se ubican dentro de las potentes barras de arena capaces de almacenar hidrocarburos.
- Con el atributo de amplitud RMS, se observó la distribución discontinua de la roca almacén por lo que se infiere la alta heterogeneidad del yacimiento por no contar con una continuidad lateral ni continuidad con respecto a la profundidad de la roca almacén.
- Los mapas de impedancia acústica relativa demostraron una respuesta similar para las zonas altas y medias las cuales almacenan un fluido dentro de sus poros y por eso tienen un retraso en el tiempo de viaje de las ondas sísmicas a través de los estratos de rocas explorados.
- La descomposición espectral aplicada al horizonte del plioceno tuvo respuestas similares a bajas frecuencias para la detección de zonas con hidrocarburos comparado con los resultados obtenidos en otros campos petroleros.
- Frecuencias altas están relacionadas con espesores bajos y las frecuencias bajas están relacionadas con espesores altos. Para la generación de imágenes de los rasgos presentes en las profundidades del subsuelo se procura registrar las frecuencias más bajas posibles, que son las menos atenuadas y poseen una capacidad de penetración profunda.
- Donde el procesamiento sísmico convencional generalmente tiene una resolución de 20 m o más, la descomposición espectral puede proveer una resolución de hasta 10 m o menos. Por lo tanto la descomposición espectral es una técnica particularmente útil en el análisis de yacimientos lenticulares, discontinuos y formados en ambientes sedimentarios de costa donde las características han sido alteradas por las olas del mar.



- Es necesaria la utilización de los atributos sísmicos para obtener una mejor resolución de geometrías en el depósito, lo cual permite hacer una reconstrucción de la evolución estratigráfica, definir las principales direcciones de aporte, y las zonas con mejores posibilidades de fungir como roca almacén de hidrocarburos, con el objetivo de aumentar las probabilidades en el éxito de la búsqueda de yacimientos petroleros.
- El re trabajo y reacomodo de los sedimento se llevó acabo por acción de las olas hacia el interior de la línea de costa en forma de potentes barras de arenas transversales, depositándose una sobre otra en el transcurso del tiempo geológico.
- Siendo los ríos sistemas de transferencia que recogen y transportan sedimentos hasta las grandes cuencas, en este periodo se depositaron sedimentos derivados principalmente de la erosión del cinturón plegado de Chiapas, estos sedimentos fueron depositados en gruesos espesores de sedimentos terrígenos, con predominio de areniscas de grano fino a medio con intercalaciones de lutita y escasos cuerpos aislados de conglomerados.
- La acción de los agentes dinámicos (esencialmente olas y corrientes) provoca desplazamientos de masas de agua que modifican las condiciones fisicoquímicas además de mover y erosionar los sedimentos.
- Los ambientes sedimentarios formadores del campo Samaria fueron de los tipos continentales y mixtos donde agentes externos con las olas, el sol, y el viento modificaron las características de los sedimentos formadores de las rocas, dentro de los cuales podemos citar: cuarzos, fragmentos de rocas y feldespatos.
- La poca redondez observada en nuestras muestras de roca nos permiten inferir que ha sufrido poca historia abrasiva por lo que probablemente la roca fuente se encuentra cerca del sitio del afloramiento.
- Dados los tamaños del grano en nuestras muestras de roca el cual es de medio a fino, esto perjudica en el redondea miento ya que al ser un proceso muy lento este se hace más lento cuando menor es el tamaño del grano.
- Debido a que los sedimentos fueron formados en el Plioceno y estos son relativamente jóvenes resulta que los sedimentos son el resultado de pocos ciclos sedimentarios los cuales no le permiten adquirir la redondez.



- La roca presenta madurez mineralógica esto es debido a que contienen un porcentaje mayor de minerales químicamente estables y físicamente más resistentes, como el cuarzo.
- El margen pasivo de depósito de los sedimentos favorece la litificación de las rocas porque en ellos los sistemas de drenaje son más grandes y complejos.
- Los resultados obtenidos de la caracterización geoquímica de las muestras de roca demuestran que el yacimiento del campo Samaria presenta buena porosidad y permeabilidad, sin embargo por las altas densidades del fluido que almacena este no puede fluir por sí mismo.
- Es necesario la implementación de técnicas de recuperación secundaria y mejorada al yacimiento para que le permita una producción rentable de acuerdo a sus costos.
- La correlación de la roca estudiada con respecto a la roca almacén del campo Samaria muestra una geoquímica de 93% de cuarzos, un 4% de feldespatos y un 3% de fragmentos de rocas, por lo que inferimos la relativa poca edad de las rocas con respecto al tiempo geológico de formación de la tierra.
- La falta de presión, temperatura y tiempo geológico propició a la generación de hidrocarburos pesados en la zona costera del golfo de México.
- Se recomienda la integración de los mapas de atributos sísmicos con datos petrofísicos de pozos de exploración cercanos al campo, para poder realizar un empalme de datos que nos permitan aún más reducir la incertidumbre.
- Es indispensable realizar una exploración superficial en la búsqueda de manifestaciones superficiales de hidrocarburos, con la finalidad de obtener información geoquímica inalterada que permita obtener un modelado geoquímico confiable.



BIBLIOGRAFÍA

- Aguayo, C.J.E. y Santillán, P.N., 2011. Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México, Ingeniería Investigación y Tecnología. Vol. XII, Núm. 3, p. 337-352, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Álvarez Caballero Miguel A., 2012 “Caracterización Estática De Yacimientos Petroleros a Partir de Análisis de Muestras de Roca”, Tesis de Licenciatura Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F.
- Alboudwarej, H., Felix, J. J., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brough, B., & Beshry, M. 2006. La importancia del petróleo pesado. *Oilfield review*.
- Allen P.A. y Allen J. (2005). Basin Analysis, Principles and Applications, 2da edición, Blackwell Publishing, Oxford, USA.
- Allen, M. R., Goffey, G. P., Morgan, R. K., & Walker, I. M. 2006. The deliberate search for the stratigraphic trap: an introduction. *Geological Society, London, Special Publications*.
- Arellano, G.J. y Yussim, G.S., 2004. Discordancias progresivas en la secuencia sedimentaria cretácica en México. Simposio La Investigación en la Facultad de Ingeniería.
- Barceló-Duarte, J. y Dávila-Alcocer, V. M, 1999. Ambientes sedimentarios silicioclásticos, Facultad de Ingeniería UNAM, México, 149 p.
- Barnes, A., 2001. “Seismic Attributes in Your Facies”. Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, vol.26, 41-47.
- B. Alonso, M. Farrán y A. Maldonado, 1989. Estratigrafía sísmica de alta resolución en márgenes continentales pasivos: factores de control durante el cuaternario.
- Barreriro, E., & Masarik, G, 2011. Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”. *Petrotecnia*.



- Boogs, S. 2011. Principles of sedimentology and stratigraphy. Prentice Hall. USA. 600 p.
- Bouma, A.H. y Nilsen, T.H., 1978. Turbidite facies and deep-sea fans with examples from Kodiak Island, Alaska. Offshore Technology Conference. U.S.G.
- Brown, A. R. 1986. Interpretation of three dimensional seismic data. AAPG Memoir 42, 72–83.
- Brown, A. R. 2004. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data. J. C. Lorenz, & G. T. Schuster, Edits. Sixth Edition ed. Tulsa, Oklahoma, U.S.A.: AAPG-SEG.
- Castagna, J. P. 2004. Spectral Decomposition and High Resolution Reflectivity Inversion. Presented at the Oklahoma Section Meeting, SEG.
- Chen, Q. et al. 1997 “Seismic Attribute Technology for Reservoir Forecasting and Monitoring”. The Leading Edge; Texas, Estados Unidos de América.
- Chopra, S. 2005 “Seismic Attributes – A Historical Perspective”. Geophysics, Vol. 70 (5), 3-28.
- Chopra, S., & Marfurt, K. J. 2007. Seismic Attributes for prospect identification and reservoir characterization. (S. J. Hill, Ed.) Tulsa, Oklahoma, U.S.A.: SEG - EAGE.
- Folk, R. L. y W. C. Ward. 1957. Brazos river bar: a study of the significance of grain size parameters. Journal of Sedimentary Petrology.
- Galloway W.E., Ganey-Curry P.E., Xiang L., y Buffler R.T. 2000. Cenozoic depositional history of the Gulf of Mexico basin. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, USA, p. 1743-1774.
- Guzmán-Vega, M. A., Clara-Valdez, L., Maldonado-Villalón, R., Martínez-Pontvianne, G., Villanueva-Rodríguez, L., Caballero-García, E. & Vázquez-Covarrubias, E. 2010. El Origen de los Aceites Pesados en México: Biodegradación vs Madurez.
- Liner, C. (2004) “Elements of 3D Seismology”. University of Tulsa, Department of Geosciences; Oklahoma, Estados Unidos de América.



- Marfurt, K. J., & Kirlin, R. L. (2001). Narrow-band spectral analysis and thin-bed tuning. *Geophysics*.
- Meldahl, P. et al. 2001 "Identifying faults and gas chimneys using multiattributes and neural networks". *The Leading Edge*. Texas, Estados Unidos de América.
- Miralles, A. A. 2010. *Sedimentología: del proceso físico a la cuenca sedimentaria* (Vol. 46). Editorial CSIC-CSIC Press.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., & Stankiewicz, A. (2011). *La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras*. Oilfield Review, Schlumberger.
- Nichols, G. 2009. *Sedimentology and stratigraphy*. Wiley-Blackwell. U. K. 419 p.
- Ortega Castellanos, A., & Macías Zamora, E. 2013. Definición de modelo sedimentario con atributos sísmicos especiales. *Ingeniería petrolera*.
- Partyka, G., J. Gridley, and J. Lopez, 1999, Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization: *The Leading Edge*, v. 18, p. 353-360.
- Reading, H.G. and M. Richards, 1994, Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system: *AAPG Bulletin*, v. 78, p. 792-822.
- Reineck, H. 1980. "Depositional Sedimentary Environments With Reference to Terrigenous Clastics" Springer – Verlag; Berlín, Alemania.
- Santamaría Orozco, D. M., Amezcua Allieri, M. A., & Carrillo Hernández, T. D. J. 2009. Generación de petróleo mediante experimentos de pirólisis: revisión sobre el conocimiento actual. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 353-366.
- Selley, R.C. 1976. *An Introduction to Sedimentology*. Academic Press. New York, USA. 408 p.
- Sheriff, R. E., & Geldart, L. P, 1995. *Exploration Seismology* (Second Edition.). Cambridge University Press.



- Taner, T., 1977 “Application of Amplitude, Frequency and Other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination”. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 26, 301-327.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., Sheriff, R. E., & Keys, D. A., 1978. Applied Geophysics. New York, U.S.A.: Cambridge University Press.
- Turcker, M. E. 2001. Sedimentary Petrology: an introduction to the Origin of sedimentary rocks. Blackwell Science. U. K. 262 p.
- Unsworth, M. 2006 “Migration of Seismic Reflection Data”. University of Alberta; Alberta, Canadá. Yilmaz, Ö. (2001). Seismic data analysis. Society of Exploration Geophysicists.
- Zhou, H. 2014 “Practical Seismic Data Analysis”. Cambridge University Press; Cambridge, Reino Unido.