



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Caracterización Geoquímica por
Pirólisis (*Rock eval*) de un pozo en
la región de la Cuenca Salina del
Istmo**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Geofísico

P R E S E N T A

Dilan Sergio Peña Sánchez

DIRECTOR(A) DE TESIS

Dr. Alberto Herrera Palomo



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

Al de arriba, por ser el inspirador y darme fuerza para continuar en este proceso de obtener uno de los anhelos más deseados.

A mis padres Alicia y Sergio, por su amor, paciencia, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes he logrado llegar hasta aquí, ¡son los mejores!

A mis hermanos Denisse y David por ser parte importante de mi vida y por llenar mi vida de emociones a lo largo de este tiempo.

A mis amigos y compañeros de viaje, hoy culmina esta maravillosa aventura y no puedo dejar de recordar cuantas tardes y horas de trabajo nos juntamos a lo largo de nuestra formación. Gracias por estar siempre allí.

A mi director y sinodales de tesis, sin ustedes y sus virtudes, su paciencia y constancia no lo hubiese logrado. Gracias por sus orientaciones.

Resumen

El estudio del subsuelo en el Golfo de México para el ámbito petrolero tomó gran relevancia debido a la gran demanda de hidrocarburos en los últimos tiempos; uno de los principales problemas en la exploración petrolera es entender la geología de una zona con un potencial yacimiento, así como el origen, generación, migración, acumulación y alteración del hidrocarburo. Esto trajo consigo el reto de caracterizar de mejor manera la zona con el fin de reducir la incertidumbre, es por ello que se generaron nuevos estudios que atendían estas necesidades.

Los estudios por Pirólisis (*Rock eval*) toman gran relevancia ya que con ellos se puede determinar si una roca generadora dada es suficientemente rica en contenido orgánico para generar hidrocarburos, si la roca generadora ha producido hidrocarburos y si una muestra de petróleo determinada fue generada por una roca generadora dada.

En el presente trabajo se presenta la importancia de realizar dichos estudios, así como la metodología empleada para ello, a través de la caracterización de un pozo en la Cuenca Salina del Istmo con el fin de identificar el o los intervalos de roca generadora, evaluar la calidad, el tipo de kerógeno y madurez de la Materia Orgánica (MO) contenida en la roca madre.

Abstract:

The study of the subsurface geology in the Gulf of Mexico for the oil field took on great relevance due to the great demand for hydrocarbons in recent times; One of the main problems in oil exploration is understanding the geology of an area with a potential reservoir, as well as the origin, generation, migration, accumulation and alteration of the hydrocarbon. This brought with it the challenge of better characterizing the area in order to reduce uncertainty, which is why new studies were generated to meet these needs.

Geochemical studies take on great relevance since they can determine if a given source rock is rich enough in organic content to generate hydrocarbons, if the source rock has produced hydrocarbons, and if a given oil sample was generated by a given source rock.

In the present work, the importance of carrying out these studies is presented, as well as the methodology used for it, through the characterization of an area in the Salina del Istmo Basin in order to identify intervals of source rock, evaluate the quality (type of kerogen) and maturity of the organic matter contained in it.

Contenido	
Introducción.....	7
Objetivo general	7
Capítulo I Marco Estratigráfico	8
Marco tectónico-estructural. Origen y Evolución del Golfo de México	11
Apertura y sedimentación del Golfo de México.....	11
Nivel del Mar y subsidencia.	15
Tectonismo Laramídico y sedimentación en el mismo	16
Capítulo II Marco Teórico.....	18
Teoría básica de Geoquímica	18
Materia orgánica (MO)	18
Ambientes de preservación.....	19
Kerógeno.....	21
Diagramas van Krevelen	21
Evolución de la materia orgánica	23
Diagénesis	26
Catagénesis	26
Metagénesis.....	27
Madurez de la Materia Orgánica	27
Capítulo III Propiedades geoquímicas de las rocas	28
Métodos de análisis de rocas generadoras en laboratorio	28
Capítulo IV Metodología y resultados.....	33
Hidrocarburos libres (S1)	35
Hidrocarburos residuales (S2).....	36
Temperatura de máxima producción (Tmax)	37
Índice de hidrógeno (HI).....	38
Índice de oxígeno (OI).....	39
Tipo de kerógeno	40
Diagrama de van Krevelen y rutas de madurez	43
Capítulo V Conclusiones:	51
Bibliografía:	53
Anexos	56

Introducción

La motivación principal del autor en este trabajo, además de familiarizarse con términos y conceptos, tanto geológicos como geoquímicos, fue asimilar la aplicación de tecnologías de interpretación geoquímica en el área petrolera. Aunque por limitaciones de los datos y experiencia, esta metodología es una generalización de lo que se hace en la industria petrolera.

Durante el desarrollo de este trabajo se evaluó un prospecto a partir del análisis e interpretación de una serie de datos geoquímicos a los que se tuvo acceso. Este prospecto se encuentra en el Área de la Cuenca Salina del Istmo, la cual es una de las mayores productoras de hidrocarburos en México.

La evaluación, consistió en analizar datos geoquímicos a través de la metodología por pirólisis (*rock eval*) y con diagramas de Van Krevelen, dichos datos fueron obtenidos por de pruebas de laboratorio por el *Energy & Geoscience Institute* (EGI) en la Universidad de Utah con el fin de identificar intervalos de roca generadora, evaluar la calidad y madurez de la MO contenida en esta.

Los resultados de esta tesis podrán servir como una fuente de información o referencia, para futuros estudios que se realicen al sureste del Golfo de México, relacionados con la geoquímica, así como un apoyo para evaluar algunos de los elementos del sistema petrolero, como son: roca generadora y roca almacén.

Objetivo general

Generar una evaluación geoquímica de un pozo en la Cuenca Salina del Istmo con el fin de identificar el o los intervalos de roca generadora, evaluar la calidad, el tipo de kerógeno así como la madurez de la materia orgánica contenida en la roca madre.

Capítulo I Marco Estratigráfico

En el área de estudio, se tiene presente una sucesión sedimentaria que va desde el Paleozoico al Neógeno (Figura 1.1), cuyas características principales se citan a continuación.

Se considera que la secuencia sedimentaria esta soportada por un basamento Paleozoico, que forma parte de una corteza continental parcialmente adelgazada (Albarrán et al., 2002). Esta información está apoyada por los pozos perforados en la península de Yucatán y partes continentales del Sureste de México, además de los reportes de afloramientos en los estados de Chiapas, Oaxaca y Tabasco; así como en Belice.

Paleozoico: Esta secuencia está constituida por rocas sedimentarias continentales (lechos rojos) del Paleozoico Medio y de un basamento más antiguo cristalino y metamórfico similar al reportado en Chiapas.

Cima del Jurásico Medio: Está caracterizado por el depósito de sal asociado a la apertura del Golfo de México. Durante el Calloviano y al inicio del Oxfordiano, las condiciones marinas se extendieron paulatinamente a través de la cuenca.

Oxfordiano: Las secuencias consisten en clásticos marinos someros, evaporitas y carbonatos ricos en materia orgánica cuya distribución no ha sido precisada.

Kimmeridgiano: Las condiciones marinas continuaron avanzando en el Kimmeridgiano. Estos depósitos están representados por importantes espesores de rocas carbonatadas y terrígenas que, en algunos lugares de la cuenca, gradúan a carbonatos de bancos oolíticos parcialmente dolomitizados.

Tithoniano: En este tiempo, ocurrió la máxima transgresión marina, relacionada con los eventos anóxicos del Jurásico Superior registrado mundialmente. Se deposita una mezcla de sedimentos terrígenos finos y carbonatos laminados y sin bioturbación, muy ricos en materia orgánica.

El Tithoniano Tardío consiste en calizas y lutitas de aguas profundas ricas en materia orgánica, que marcan el comienzo de un nuevo ciclo estratigráfico y de un nuevo sistema de depósito. Esta unidad de lutitas es la roca generadora por excelencia, se encuentra cubierta por una secuencia gruesa de calizas de ambiente profundo del Cretácico Temprano e inicios del Cretácico Tardío. Durante el Albiano el nivel del mar se incrementó rítmicamente y hacia finales del Turoniano los carbonatos de ambiente somero formaron la Plataforma de Yucatán que se interpreta en la reconstrucción de placas para el Cretácico Temprano (Pindell y Kennan, 2001.).

Cretácico: El desarrollo de una margen pasiva durante el Cretácico se encuentra representado por carbonatos de cuenca en la mayor parte del sector y de talud y pie de talud en la parte oriental, con pedernal e intercalaciones de horizontes de calizas arcillosas bentónicas. Para finales del Cretácico se registra una caída del nivel del mar lo que propició el depósito de escombros y flujos turbidíticos. Además, se expuso la plataforma carbonatada, desarrollando sobre su superficie condiciones de karstificación que originaron una cantidad importante de brechas debido al intemperismo y la erosión.

Cenozoico El cual se compone de rocas clásticas compuestas, arenas y calizas; también está constituido de lutitas alternadas con bandas de arenas de grano fino,

cuyo color tiene tonalidades de pardo a gris verdoso. Su ambiente de depósito corresponde a aguas profundas.

Paleógeno: Al inicio del Cenozoico, hubo un cambio de régimen tectónico de la cuenca, de margen pasiva a cuenca foreland lo que provocó un cambio notable en la sedimentación representado por el contraste litológico entre los carbonatos del Cretácico y la potente columna de terrígenos.

Neógeno: Los terrígenos rellenaron la cuenca y están representados principalmente por intercalaciones de areniscas principalmente turbidíticas y lutitas. No existen evidencias contundentes acerca de erosiones importantes en esta área.

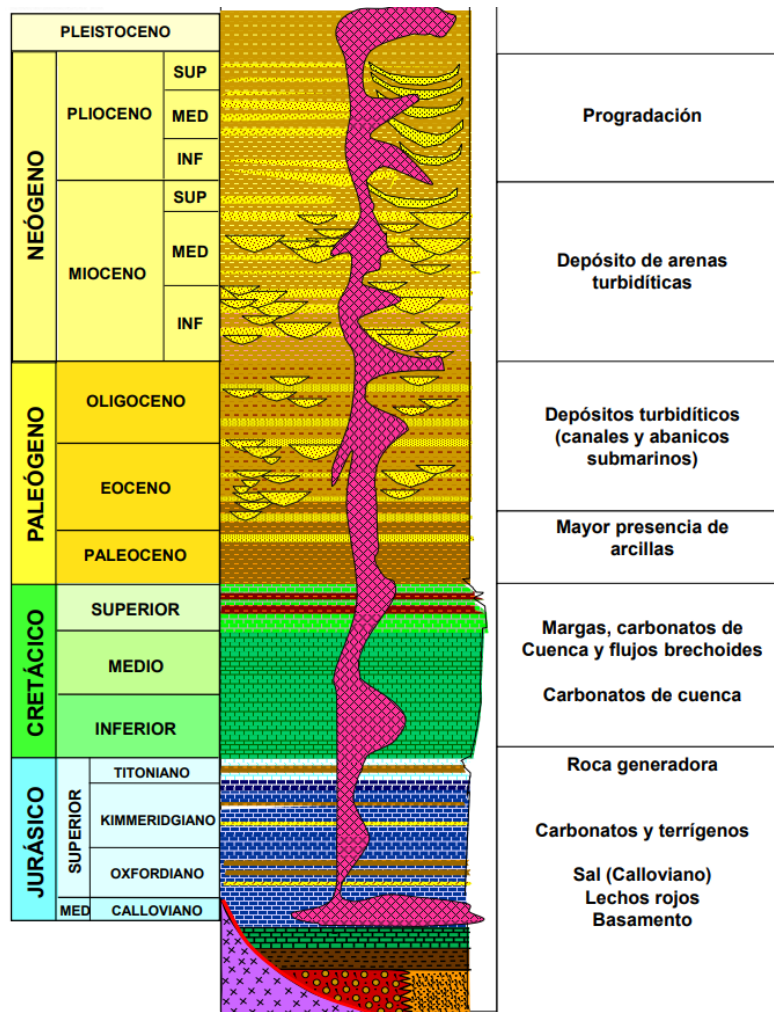


Figura 1.1: Sección estratigráfica representativa al área de Cuencas del Sureste (Tomada de CNH)

Marco tectónico-estructural. Origen y Evolución del Golfo de México

Apertura y sedimentación del Golfo de México.

La apertura del Golfo de México comenzó en el Triásico Tardío y continuó hasta el Jurásico Temprano a Medio. Esta apertura produjo un sistema de fosas tectónicas orientadas de ENE-SSW. (Pindell y Kennan, 2001).

La ruptura produjo corteza oceánica en la porción central del Golfo de México y una corteza transicional adelgazada hacia los márgenes de la cuenca (la corteza es más delgada hacia el centro de la cuenca).

El Bloque Yucatán localizado al sureste del Golfo de México, está compuesto por corteza continental gruesa que se vio afectada por el fallamiento transformante relacionado con la ruptura, este define el límite sur de la cuenca. Debido a la subsidencia diferencial entre las cortezas, el basamento sufrió un basculamiento característico hacia el noreste, incrementando la profundidad del mismo en esta dirección (hacia mar adentro).

La subsidencia posterior a la ruptura a finales del Jurásico Medio (Calloviano), creó grandes cuencas salinas a ambos lados de su eje. La sal del Istmo se depositó al sur de la cuenca formando una gruesa cuña que recubrió el basamento basculado. Se considera que la Sal del Istmo es la unidad litoestratigráfica marina más antigua conocida. Los intervalos de sal más gruesos se encuentran hacia la cuenca. La figura 1.2 muestra la reconstrucción de placas para el Jurásico Medio según Pindell y Kennan, 2001.

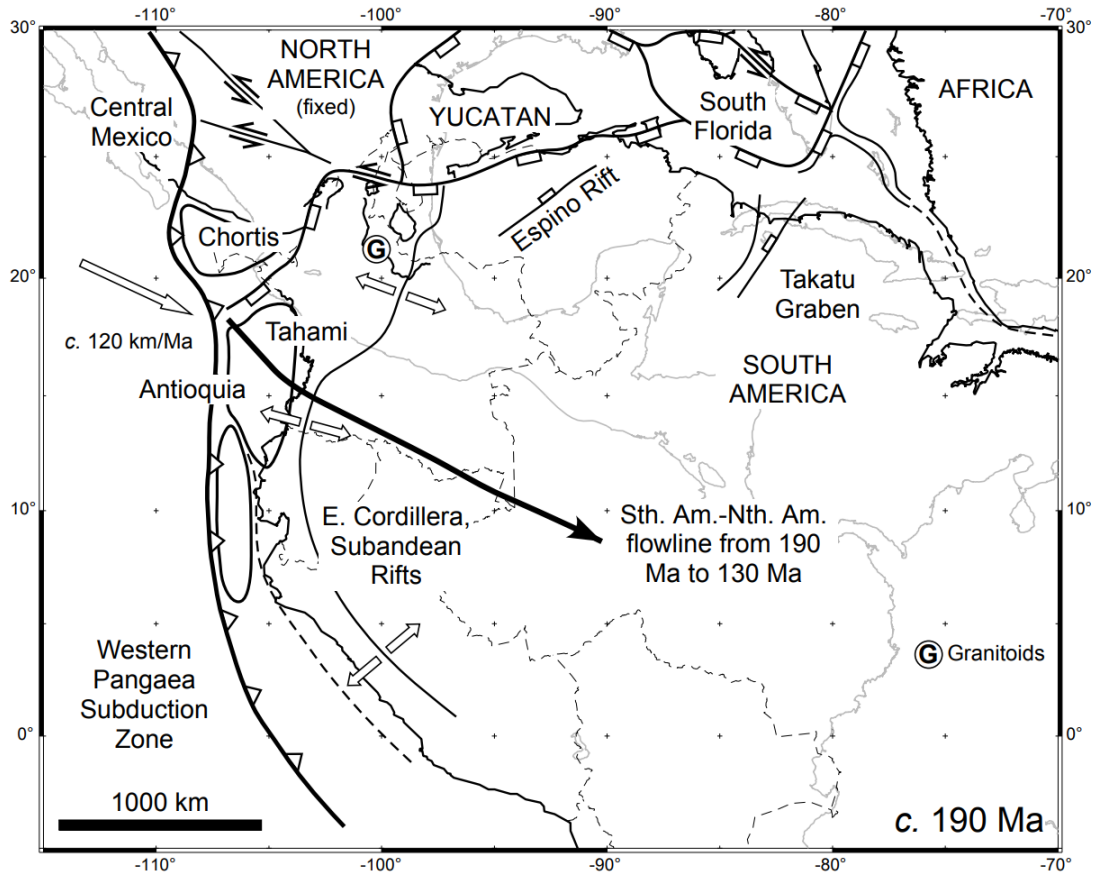


Figura 1.2: Reconstrucción de placas para el Jurásico Medio (Pindell y Kennan, 2001).

Durante el Jurásico Tardío el Bloque Yucatán sufrió una ligera rotación en sentido opuesto a las manecillas del reloj, como consecuencia de la actividad tectónica regional proveniente de la ruptura Proto caribeña y el fallamiento transcúrrrete del área de Chiapas.

Esta rotación además del enfriamiento de la corteza, la subsidencia y un incremento eustático regional, abrieron las cuencas salinas a la sedimentación marina. En consecuencia, sobre la sal se encuentra una secuencia de carbonatos de plataforma que se depositaron durante el Oxfordiano y hasta el Kimmeridgiano, en una variedad de ambientes marinos someros y cercanos a la costa.

En la Sonda de Campeche la secuencia muestra un patrón sedimentario transgresivo-regresivo que refleja la incursión marina e invasión de la cuenca, seguida del desarrollo de un sistema de carbonatos costeros orientado del noreste al suroeste, ocasionando la configuración del Bloque Yucatán. Aunque los sistemas de depósito costeros tienen patrones de facies complejas, los abundantes y abruptos cambios laterales de facies (observados/interpretados) en la Sonda de Campeche, han llevado a postular un fallamiento sin depósito a pequeña escala durante el Jurásico Tardío. En la Figura 1.3 se muestra el mapa que muestra la reconstrucción de placas para el Oxfordiano Temprano (Pindell y Kennan, 2001).

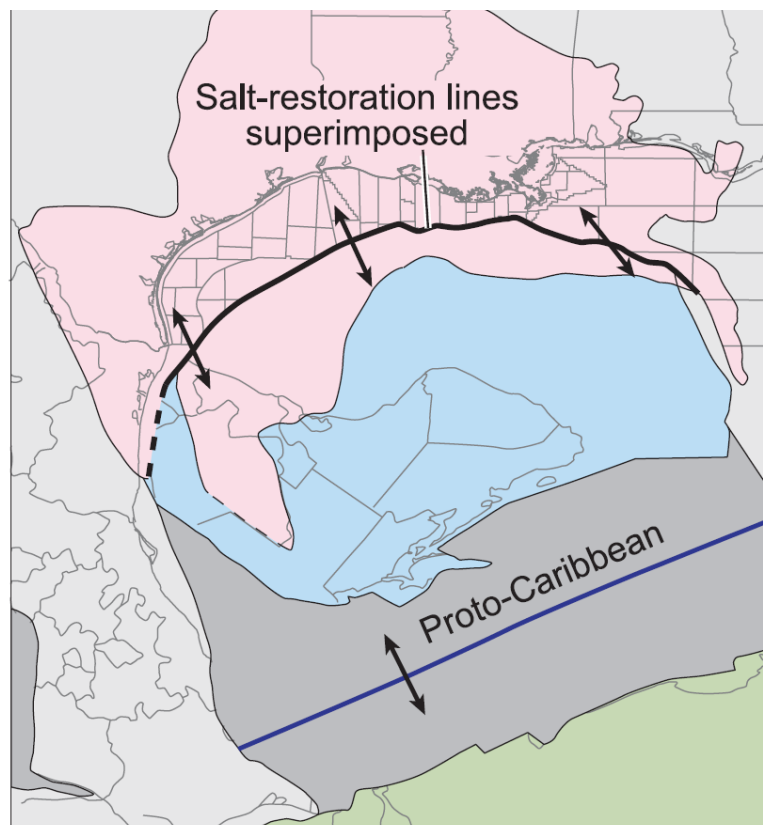


Figura 1.3: Reconstrucción de placas para el Oxfordiano Temprano (Pindell y Kennan, 2001).

En la cima del Kimmeridgiano es una discordancia bien definida que representa un límite de secuencia Tipo 1 (superficie de erosión), que marca el evento terminal de la corta historia de la sedimentación de carbonatos de aguas someras.

Nivel del Mar y subsidencia.

La secuencia sedimentaria del Tithoniano Tardío se compone de calizas y lutitas de aguas profundas ricas en materia orgánica, que marcan el comienzo de un nuevo ciclo estratigráfico y de un nuevo sistema de depósito.

La unidad de lutitas es la roca generadora por excelencia, se encuentra cubierta por una secuencia gruesa de calizas de ambiente profundo del Cretácico Temprano a inicios del Cretácico Tardío.

Durante el Albiano el nivel del mar se incrementó rítmicamente y hacia finales del Turoniano, los carbonatos de ambiente somero formaron la Plataforma de Yucatán que se interpreta en la reconstrucción de placas para el Cretácico Temprano (Pindell y Kennan, 2001.) figura 1.4.

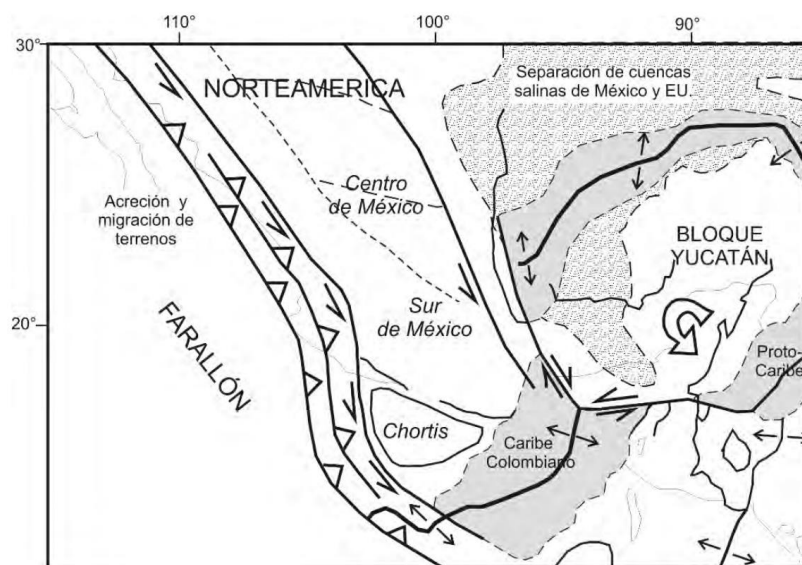


Figura 1.4: Escenario de la evolución del Golfo de México durante el Tithoniano (148 Ma) donde se muestra el centro de dispersión del fondo oceánico y su fase rotacional. (Pindell y Kennan, 2001.).

Tectonismo Laramídico y sedimentación en el mismo

La secuencia Mesozoica y Paleógena (Paleoceno, Eoceno y Oligoceno), está plegada y fallada. El plegamiento produjo anticlinales, orientados de noroeste a sureste, así como, anticlinales alargados y sinclinales de baja inclinación. Comúnmente el núcleo de estas estructuras es un manto de sal regionalmente extendido (Sal del Istmo).

El patrón de fallamiento está ligado a estas estructuras, es decir, dominado por fallas inversas ubicadas a lo largo de los flancos de los anticlinales y por fallas secundarias normales, situadas cerca de las crestas de los anticlinales. Este tipo de plegamientos y fallas son típicos de una tectónica de compresión.

Algunos estratos del Oligoceno muestran deformación adoptando la forma de los plegamientos de la secuencia del Mesozoico y Paleoceno/Eoceno. Además, muchas de las fallas asociadas a estas estructuras terminan dentro de los estratos del Oligoceno.

La tectónica compresiva que afectó todo el oriente de México se asocia generalmente con la Orogenia Laramide, ocurrida del Cretácico Tardío al Cenozoico Temprano y se le considera responsable de la deformación de la secuencia mesozoica.

Mioceno Superior - Plioceno Inferior

Incremento de la tectónica gravitacional debido a la carga sedimentaria y evacuación de sal. Generación de minicuencas. Desarrollo de canopies y lengüetas de sal. Cierre de estructuras diapíricas generando fallas por soldaduras de sal (Plioceno Inferior). (Carolina RA. 2018)

Estilos estructurales salinos

A continuación se enuncian una serie de estructuras predominantes en el área de estudio. Ya sean estructuras no diapíricas (ondulaciones de sal) o estructuras diapíricas (diapiros, diapiros de lágrima). Así como las principales fallas asociadas a estas estructuras figura 1.5.

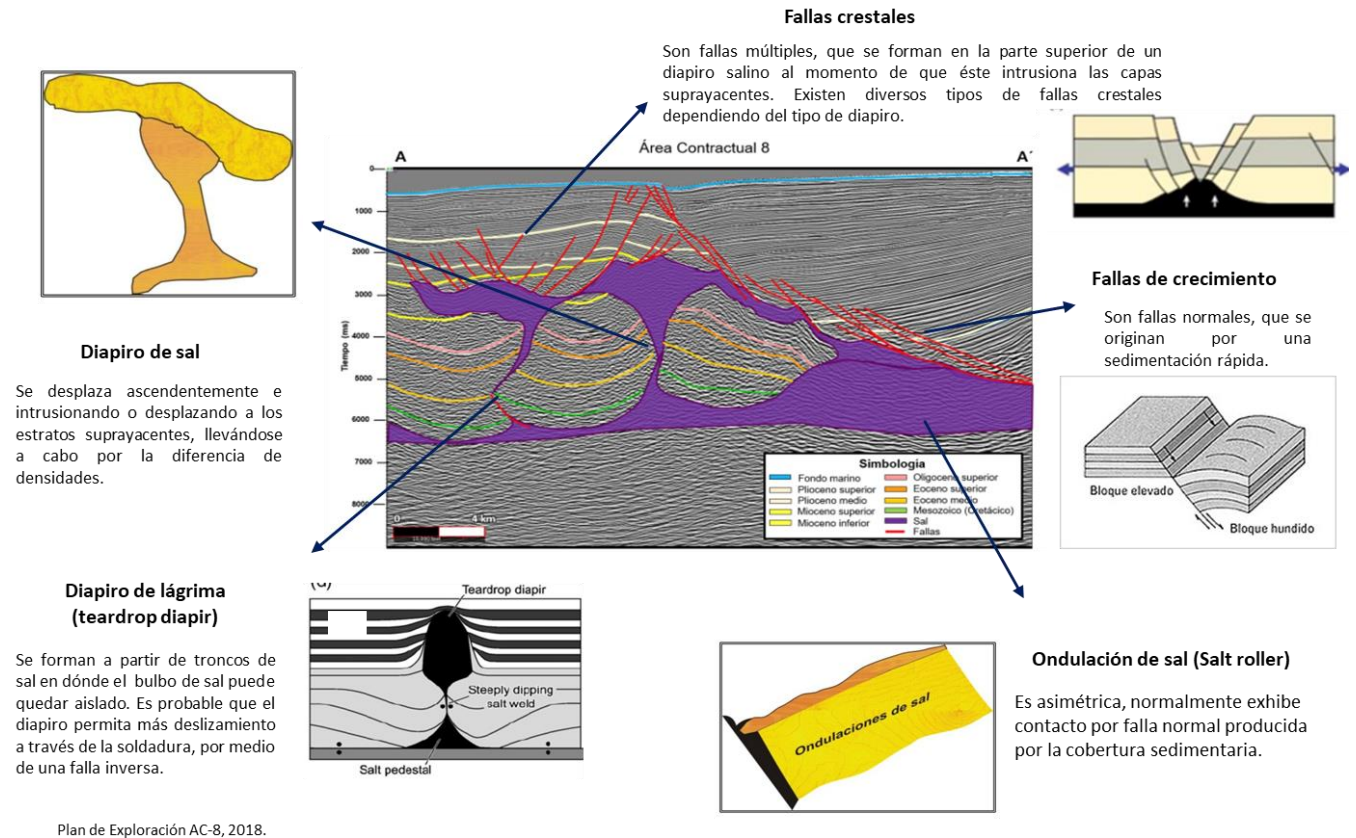


Figura 1.5: Modelo de estructuras predominantes en el área de estudio (Modificada de Tesis Carolina RA. FI "ORIGEN, EVOLUCIÓN E IMPORTANCIA ECONÓMICA DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO")

A profundidades someras y a temperaturas bajas, la sal y otras evaporitas son mucho más dúctiles que otras rocas. La sal puede fluir por halocinesis aun cuando los esfuerzos regionales de cualquier tipo no estén presentes.

Capítulo II Materia Orgánica y Geoquímica

Teoría básica de Geoquímica

Materia orgánica (MO)

Organismos vivientes y sus procesos metabólicos forman la materia orgánica sedimentaria. Durand (1980), reconoció esa materia orgánica descompuesta en la columna de agua y en los sedimentos.

El contenido orgánico en las rocas sedimentarias está en función de la productividad biológica, la oxigenación de la columna de agua para los sedimentos cerca del fondo (preservación) y el suministro mineral (disolución).

El transporte y precipitación mineral diluyen la concentración de materia orgánica en los sedimentos; aunado a esto, la oxigenación afecta la preservación de la materia orgánica, ya que ésta propicia la presencia de organismos que biodegradan la misma.

Los organismos atacan la materia orgánica sedimentaria de la que obtienen carbono e hidrógeno y metabólicamente, estos a su vez, convierten algunos de estos elementos a moléculas simples (por ejemplo, CO_2 , H_2O , CH_4 , NH_3 , N_2 , y H_2S).

La oxidación no biológica también forma CO_2 y H_2O . A estos compuestos se les conoce como los no hidrocarburos (salvo el metano, CH_4) y a menudo se forman y escapan desde el proceso de depósito y del sepultamiento temprano. Por consiguiente, el residuo orgánico preservado en las rocas y disponible para la conversión térmica a combustibles fósiles representa sólo una proporción pequeña de la entrada biológica original. Sólo un bajo porcentaje de esta materia sepultada,

se convierte en aceite y gas figura 2.1, y, por factores externos ocurre la expulsión, migración, concentración y/o entrapamiento en los depósitos actuales.

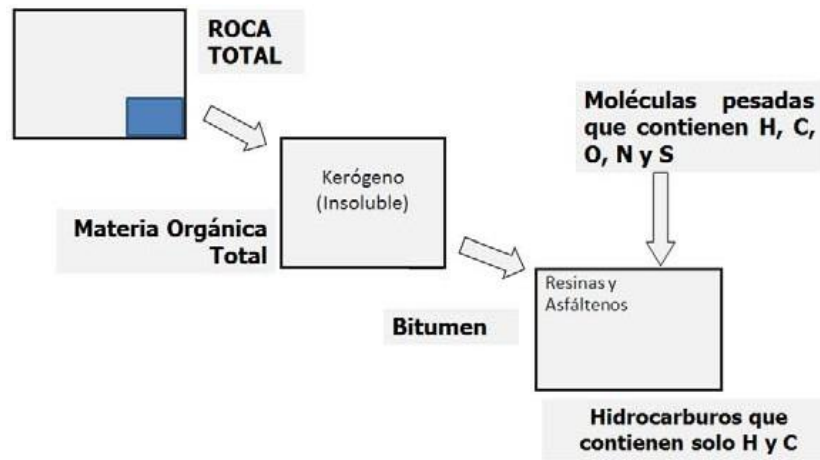


Figura 2.1: Esquema que representa la transformación de Materia Orgánica (MO) en Hidrocarburo (HC) (Modificada de Tesis Carolina RA. FI "ORIGEN, EVOLUCIÓN E IMPORTANCIA ECONÓMICA DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO)

Ambientes de preservación.

La tasa de incorporación de la materia orgánica en los sedimentos varía grandemente en función del ambiente sedimentario.

En condiciones anóxicas los filtros biológicos no son muy efectivos y gran parte de la MO (10% o más) se incorpora a los sedimentos (Carbono Orgánico <0.5%).

En gran parte de los sedimentos marinos recientes, el contenido orgánico es casi nulo, esto debido a que se encuentran en aguas someras con ambiente muy oxigenados.

En áreas abisales es aún mucho menor (<0.06%), mientras que en el talud el COT es de 0.3 a 0.5% y de 1% en la plataforma. Se han medido más de 1% de COT alrededor de continentes e islas, sólo algunas áreas del mundo llegan a tener más del 2% en sedimentos recientes.

Los dos factores más comunes para la preservación de la MO son la circulación restringida y una prominente capa con contenido mínimo de oxígeno.

Mientras que en carbonatos de ambientes de baja energía constituidas por lodo calcáreo y minerales arcillosos contienen de 0.5 a 5% de COT.

El mínimo de COT requerido que debe poseer una roca para generar y expulsar hidrocarburos es de 0.5% (Demaison y Moore, 1980).

Calidad de la Materia Orgánica

El factor más importante que controla la generación de aceite y gas es el contenido de hidrógeno en la materia orgánica. La cantidad de petróleo generado a partir de la materia orgánica es proporcional a la relación atómica de hidrógeno - carbono (H/C), de tal manera que entre mayor sea el índice de H/C la formación y calidad de hidrocarburos aumenta. Casi toda la MO puede ser clasificada en dos tipos, sapropélica y húmica. El término sapropélico se refiere a la descomposición y polimerización de productos como grasas, organismos como las esporas y algas planctónicas en lodos subacuáticos (marino o lacustre), usualmente bajo condiciones restringidas de oxígeno. La MO sapropélica (grasa, aceites, resinas y ceras) muestran una alta proporción atómica de (H/C) en el intervalo entre 1.3 y 2. El término húmico se refiere a los productos de la formación de la turba, principalmente de material de plantas terrestres depositadas en pantanos en la presencia de oxígeno. La MO húmica se deriva de material celular de plantas y la corteza, el cual se compone principalmente de lignina y celulosa, el cual tienen una alta resistencia a la descomposición.

Kerógeno.

Se define como la fracción de la materia orgánica en las rocas sedimentarias que es insoluble en ácidos, bases y solventes orgánicos, ya que está compuesta básicamente de grasa y ceras.

El kerógeno es el principal precursor de los hidrocarburos (líquidos y gases), a su vez el tipo de kerógeno controla el hidrocarburo que una roca sedimentaria puede generar.

Esta materia orgánica generadora de hidrocarburos se origina a partir de restos de plantas (polen, hojas, tallos etc.) y microorganismos (planctónicos) depositados en cuencas sedimentarias bajo condiciones reductoras. (Demaison y Moore, 1980).

Diagramas van Krevelen

Los gráficos desarrollados por **Dirk Willem van Krevelen** estos se emplean para evaluar el origen y la madurez del **kerógeno** y el **petróleo**. La figura 2.2 muestra la ruta de la maduración natural del carbono (línea continua).

Siguiendo la línea de carbonización en dicho diagrama, se observa que existe pérdida de oxígeno con relación al contenido de carbono, la cual ocurre con la formación de CO_2 o H_2O . En cambio, si nos movemos de la parte superior a la parte inferior del diagrama se observa la pérdida de hidrógeno con relación al oxígeno

Tissot en 1974, adoptó el diagrama van Krevelen para seguir los cambios químicos en el kerógeno con la profundidad y el incremento térmico. Lo realizó analizando muestras de kerógeno a diferentes profundidades para el C, H y O y calculó la proporción atómica H/C y O/C. Estos fueron trazados en el diagrama van Krevelen y se muestran diferentes caminos de maduración, estos caminos fueron definidos

como tipo I, II, y III. Después, un tipo IV se añadió para incluir los kerógenos con una proporción muy baja de H/C y alta proporción de O/C figura 2.2.

Variaciones en la gráfica de van Krevelen fueron publicadas subsecuentemente, algunas con caminos de maduración más amplia y la adición de la línea de reflectancia de la vitrinita para definir la madurez.

Las líneas discontinuas en la figura 2.2 representan la maduración térmica como se determinó con la reflectancia de la vitrinita (%Ro). La maduración natural para kerógenos en tres rocas generadoras de aceite (tipo I y II) y roca generadora de gas (tipo III) como se muestran en la figura 2.2. Cabe resaltar que para fines de este trabajo no se cuentan con datos de reflectancia de la vitrinita

Las líneas de maduración muestran inicialmente una gran disminución en O/C en vez de H/C debajo de la proporción cercana a 0.05. Bajo un gran estrés térmico la disminución de la proporción H/C se acelera como también la generación y expulsión de hidrocarburos excede el CO₂ y el H₂O liberado.

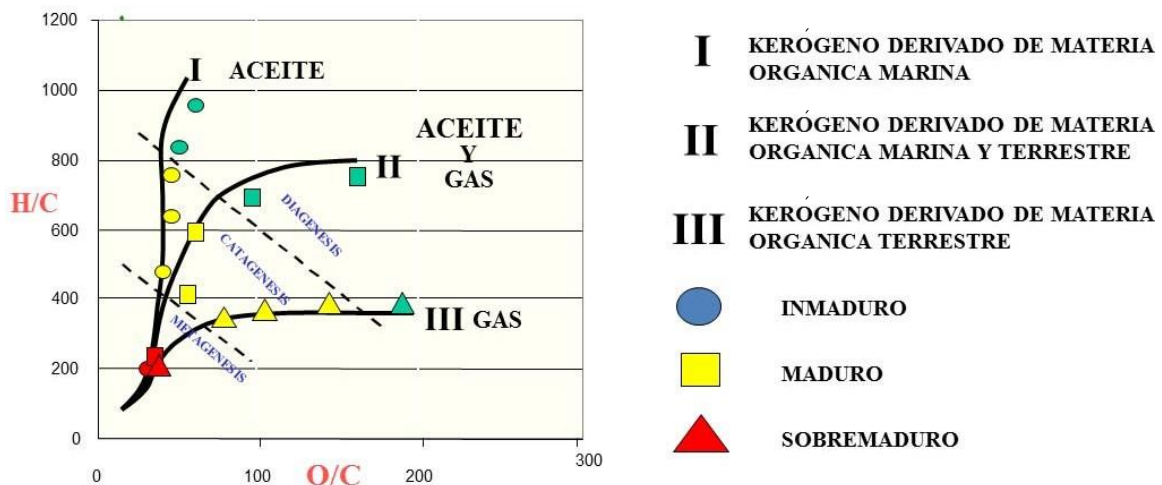


Figura 2.2. Gráfica de van Krevelen donde se muestra la evolución térmica de la MO. (Tomada de Tesis VIRGINIA P.B.. FI "Determinación de la evolución térmica de las rocas generadoras de petróleo")

Así que el diagrama van Krevelen no muestra sólo la diferencia en el contenido de hidrógeno en el material inmaduro, sino que también muestra como la pérdida de hidrógeno causa que los hidrocarburos de aceite tipo I y II cambien a gas tipo III y que el residuo sea el grafito.

Evolución de la materia orgánica

Una roca generadora, es aquella que contiene grandes cantidades de materia orgánica, además de cierta proporción de carbono e hidrógeno.

Después el calor aunado a la presión transforma la MO en inmadura, aceite y/o gas. Aunque, “EL TIEMPO” es otro factor que interviene en este proceso ya que, si este es muy corto en el momento en que la Materia Orgánica es sometida a dicha presión y temperatura, esta no se transforma uniformemente a aceite (inmadurez), por el contrario, si la MO excede el tiempo requerido se “sobrecalienta” generando carbón (materia sobremadura).

Como se mencionó anteriormente la cantidad y calidad del HC generado, está dado en función del Índice de Hidrógeno (IH) en la Materia Orgánica. Tomando en cuenta si esta se encuentra en un ambiente reductor; o en uno que ayude preservar y mejorar la presencia de Hidrógeno en la MO como son los ambientes poco oxidantes.

Primero que nada, la composición básica de la MO está dada por carbohidratos, biopolímeros, lípidos, proteínas, lignina, ceras, pigmentos, resinas, aceites esenciales y grasas. Pero algunos de estos compuestos ya no se encuentran el producto final; ya sea por qué fueron consumidos por organismos en los sedimentos o bien, son atacado por microbios que degradan algunos de estos biopolímeros a

monómeros. En caso contrario, en un ambiente con poco contenido de oxígeno la Materia Orgánica puede llegar a incrementarse figura 2.3.

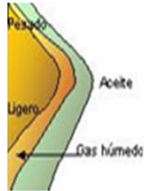
Estado	Procesos	Prof-Temp aprox	Producto
Deposición	Bidegradación bacteria	0m	Materia Orgánica
			Algas y fitoplancton
Diagénesis	Sedimentación Anaeróbica	15 °C 1m	Carbohidratos, proteínas, lípidos, ligninas (gas biogénico)
	Degradación bacterial		
	Fermentación Sapropilitización	10m	Azúcares, aminoácidos, fenoles.
	Policondensación		Ácidos Fluvícos
	Insolubilización		1500m
Catagénesis	Rompimiento termal	60°C-175°C 4000m	
	Generación de Hidrocarburo		
Metagénesis	Carbonización	>225°C	Metano y carbón

Figura 2.3. Evolución de la MO y tipo de hidrocarburo generado con respecto al estado de madurez. (Tomada de Tesis Jose M.C. Estudio estratigráfico-geoquímico en petróleo y gas de lutitas de la formación EAGLE FORD, noroeste de VILLA HIDALGO, estado de Coahuila, NORESTE DE MÉXICO.)

De acuerdo con diversos autores la formación de los Hidrocarburos ocurre por dos caminos

1. Por la acumulación de MO en los sedimentos que van desde arenas finas, en ambientes poco oxigenados (ambientes transicionales). Todo esto alterado por la actividad de bacterias, así como reacciones químicas de baja temperatura menor a 50 °C.

Durante la diagénesis ocurre la transformación de todos los compuestos de la MO (grasas, proteínas, etc.) a kerógeno. Al HC generado de esta forma se le conoce como bioquímico o biogénico (Figura 2.3).

2. Si el kerógeno es sepultado a mayor profundidad y una presión que oscila entre los 300 y 1500 bares, además de encontrarse a una temperatura adecuada entre 50°C y 225°C ocurre un “rompimiento térmico” cracking), lo que da paso a la generación de HC. A todo este proceso se le denomina catagénesis, como su nombre lo indica al hidrocarburo generado a partir de este proceso se le denomina catagénico.

Pero, si incrementa la presión y la temperatura sobre la materia orgánica (denominada metagénesis), provoca que el HC producido se “queme”, generando gas metano. Si este proceso continuo sin control y las temperaturas superan los 250 °C y el sepultamiento es mayor a 12 kilómetros, la materia orgánica sufre metamorfismo junto con la roca sedimentaria, por lo que se comienza la formación de grafito figura 2.3.

Diagénesis	Zona inmadura
Catagénesis	Aceite
	Gas húmedo
Metagénesis	Zona de gas seco

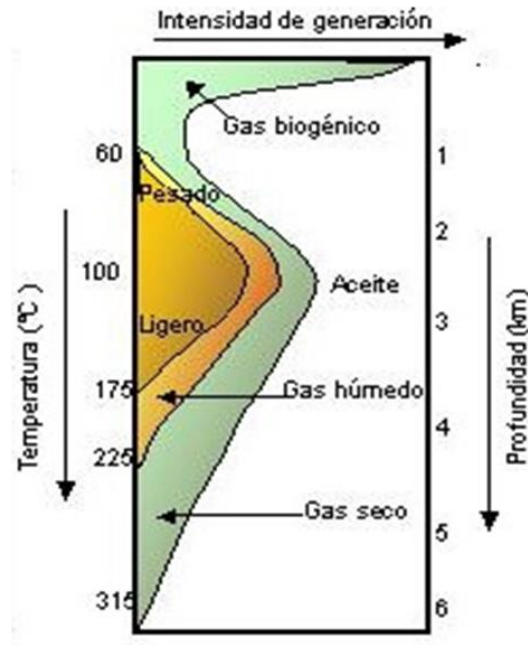


Figura 2.3. Ventana de generación en función de la presión y la temperatura. (Tomada de Tesis Jose M.C. Estudio estratigráfico-geoquímico en petróleo y gas de lutitas de la formación EAGLE FORD, noroeste de VILLA HIDALGO, estado de Coahuila, NORESTE DE MÉXICO.)

Diagénesis

Son todos aquellos cambios: físicos, químicos y bioquímicos, que sufre la materia orgánica en los primeros metros de profundidad a una temperatura máxima de 50°C por procesos de biodegradación bacteriana, degradación bacteriana, fermentación, sapropilitización, policondensación e insolubilización.

Catagénesis

Es la alteración físico-química de los sedimentos y los fluidos intersticiales a temperaturas y presiones más elevadas que las de la diagénesis. La catagénesis implica un proceso de calentamiento en un rango oscilante entre 50° y 150°C [122° y 302°F]). A estas temperaturas, los enlaces químicos en el Kerógeno se rompen,

generando hidrocarburos líquidos. En el extremo superior de este rango de temperatura, el craqueo secundario de las moléculas de petróleo puede generar moléculas de gas. (Glosario Schlumberger).

Metagénesis

Última etapa de la maduración y conversión de materia orgánica a hidrocarburos. Al final de la metagénesis, el metano, o gas seco, evoluciona junto con gases que no son de hidrocarburo tales como CO₂, N₂ y H₂S, ya que las moléculas de petróleo se descomponen en moléculas de gas más pequeñas Andrea A.A (2017)

Madurez de la Materia Orgánica

Un factor que es de suma importancia para conocer la madurez de la MO, es entender el comportamiento geológico del área; maduración térmica, expulsión de petróleo y migración, posición del depósito y entrapamiento, todos dependen del tiempo. Ya que esto reduce la incertidumbre a la hora de realizar los modelos geológicos.

Heroux et al (1979), comentan que para conocer la maduración de la materia orgánica contenida en una roca se pueden utilizar los siguientes indicadores:

- Reflectancia de la vitrinita (Ro).
- Índice de Alteración Térmica (TAI) (Staplin, 1969)
- Índice de Alteración de Condontos (CAI)
- *Rock-EvalTmax* (Tissot y Welte, 1984; Peters, 1986).
- Proporciones de biomarcadores.

Para este trabajo solo se realizó Pirólisis Rock-Eval, debido a que no se cuenta con información o muestras para realizar los demás estudios. Por ende, solo se discutirá la prueba realizada.

Capítulo III Propiedades geoquímicas de las rocas

Métodos de análisis de rocas generadoras en laboratorio

Dentro de la caracterización geoquímica que suele hacerse en los potenciales reservorios, se incluyen la evaluación del contenido orgánico de la roca, la calidad del kerógeno y la madurez de la materia orgánica. En el interior de una cuenca sedimentaria, los hidrocarburos se forman por la alteración de materia orgánica a temperaturas entre 50 y 175°C durante largos periodos de tiempo (Magoon y Dow 1994), por lo que al realizar los experimentos en laboratorio es necesario trabajar con temperaturas más altas para que estas reacciones se produzcan a intervalos de tiempo medibles. Fuera de estas diferencias, los ensayos de laboratorio son adecuados para interpretar datos de las rocas. Sin embargo, si todo el contenido de materia orgánica de una roca se ha perdido debido a la exposición del sedimento a altas temperaturas, solo quedarán compuestos ricos en carbono como residuos condensados y grafito, haciendo imposible la obtención de hidrocarburo en el laboratorio (Tissot et al. 1971).

El carbono es un constituyente esencial de cualquier compuesto orgánico, por lo que una forma de evaluar la riqueza orgánica de una roca consiste en medir el contenido de este elemento. La medición del contenido orgánico total (TOC, por sus siglas en inglés) de una roca es el primer paso antes de realizar otros

procedimientos de clasificación como la pirólisis o la reflectancia de la vitrinita. Los valores de TOC pueden obtenerse por combustión directa de sólo un gramo de la roca. La misma es llevada a una temperatura de 1200°C y el carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO y CO₂. Las fracciones de carbono liberadas, se convierten en TOC y se registran como porcentaje en peso másico de la roca. El valor del TOC indica la cantidad de materia orgánica en la roca, pero no la calidad de la misma. Para este objetivo es que se utiliza, por ejemplo, la técnica de pirólisis.

La pirólisis consiste en el calentamiento de la materia orgánica en ausencia de oxígeno. Este proceso hace que los hidrocarburos se separen en compuestos más simples y livianos. La técnica de pirólisis programada Rock-Eval (Espitalié et al. 1977, Tissot 1984) consiste en someter a las muestras de roca a altas temperaturas para obtener resultados que en la naturaleza tomarían millones de años en ocurrir.

Durante un proceso de pirólisis Rock-Eval, las muestras se calientan dentro de una atmósfera inerte de helio o nitrógeno. Los compuestos orgánicos liberados durante el proceso de calentamiento se miden con un detector de ionización de flama (FID). Se utiliza una espectroscopia infrarroja (IR) para detectar el CO y el CO₂ liberado.

Las muestras son calentadas por etapas, e inicialmente se mantienen a una temperatura constante de 300°C durante varios minutos. Luego comienza un periodo de calentamiento programado de 25°C por minuto hasta llegar a una temperatura máxima aproximada de 850°C. Durante la primera etapa, cualquier

volumen de petróleo y gas libre, que haya sido generado previamente es destilado y liberado de la roca.

El ensayo de pirólisis, que básicamente consta en la aplicación de calor, se ilustra mediante una serie de picos que se pueden observar en un pirograma. El primer pico del pirograma se denomina S1, el mismo registra los hidrocarburos que se liberan de la muestra de roca previamente al craqueo del kerógeno. Esto ocurre durante la primera etapa de calentamiento a 300°C de temperatura. Estos hidrocarburos se generan en el subsuelo por procesos naturales, pero recién son expulsados durante el proceso de pirólisis. Puntualmente, el pico S1 representa la cantidad de miligramos de hidrocarburos libres que pueden destilarse debido a la temperatura por cada gramo de muestra (Espitalié et al. 1977).

El segundo pico se denomina S2. Este valor representa los hidrocarburos que son liberados de la muestra durante la segunda etapa de aplicación de calor programado, durante el proceso de pirólisis.

El pico S2 indica los miligramos de hidrocarburos residuales contenidos en un gramo de roca, en otras palabras, representa la cantidad potencial de hidrocarburos que podría seguir produciendo la roca generadora en el caso de que el proceso de maduración térmica continuara. El valor de S2 puede reducirse en las muestras de afloramiento debido a los efectos de la meteorización, ya que la relación atómica H/C se reduce por oxidación (van Krevelen 1984).

Las temperaturas del proceso de pirólisis se registran y producen el pico Tmax, que representa la temperatura del horno durante el periodo de mayor producción de hidrocarburos. El valor de Tmax es alcanzado durante la segunda etapa de la

pirólisis, en la que el craqueo del kerógeno y de los hidrocarburos pesados produce el pico S2 (Peters y Cassa 1994).

Tmax se mide en °C y es importante ya que indica la madurez termal de la roca. Si la roca no ha estado sujeta a una temperatura de ventana de generación de hidrocarburos a lo largo de su historia evolutiva, al ser calentada durante el proceso de pirólisis producirá hidrocarburos, ya que no ha sido alterada anteriormente. En cambio, si la materia orgánica es más madura, se necesitará más temperatura para hacerla producir hidrocarburos, debido a que ya se ha empobrecido. Tmax se va a ver afectada por la presencia de hidrocarburos libres pesados, que causan valores anormalmente bajos, menores a 400°C. También se verá afectada por materia orgánica retrabajada o ionización salina, que podrían causar valores de Tmax anormalmente altos, mayores a 550°C (Peters y Cassa 1994).

Indicadores importantes

Las mediciones obtenidas en el proceso de pirólisis Rock-Eval ofrecen conocimientos acerca de la composición química y la madurez de la materia orgánica contenida en la roca generadora. La relación que existe entre los componentes, constituye la base para los índices utilizados en la interpretación de las características de las rocas (Espitalié et al. 1977).

El índice de hidrógeno (IH)

Se obtiene a partir de la relación entre el hidrógeno y el TOC y se define como $100 \cdot S_2 / TOC$. El IH es proporcional a la cantidad de hidrógeno que tiene el kerógeno, por lo que un IH alto indica un mayor potencial para la generación de petróleo. De igual forma, el tipo de kerógeno puede deducirse a partir de este índice,

los kerógenos de Tipo I suelen ser ricos en hidrógeno mientras que los de Tipo III son pobres en este elemento.

El índice de oxígeno (IO)

Se obtiene a partir de la relación entre el CO₂ y el TOC, definiéndose como $100 \cdot S_3 / TOC$. El IO se relaciona con la cantidad de oxígeno que contiene el kerógeno y es útil para determinar la maduración y el tipo de kerógeno. El kerógeno de Tipo III tiene un IO más alto que los restantes. Valores de IO mayores a 100, son indicadores de materia orgánica continental o de materia orgánica inmadura de cualquier proveniencia (Espitalié et al. 1977).

Capítulo IV Metodología y resultados

El muestreo y las pruebas de laboratorio fueron realizadas por el *Energy & Geoscience Institute* (EGI) en la Universidad de Utah. -Las muestras tomadas son rocas que van del Oligoceno Medio (OI) al Paleoceno Superior (PS) de un pozo al que llamaremos "Pozo 1".

Los datos obtenidos de dichas pruebas son presentados en su totalidad en el área de anexos al final de este escrito, se presenta una parte de los mismos con fines ilustrativos Tabla 4.1.

Tabla 4.1 datos analizados de pirólisis

PROF	S1	S2	S3	TMAX	IP	IH	IO	CO
4425.0	0.030	0.170	0.960	428	0.15	33	188	0.51
4435.0	0.030	0.100	0.700	394	0.23	42	292	0.24
4445.0	0.020	0.590	1.420	354	0.03	86	206	0.69
4455.0	0.100	0.310	1.280	394	0.24	63	261	0.49
4465.0	0.040	0.080	1.230	382	0.33	32	492	0.25
4475.0	0.090	0.210	1.070	394	0.30	60	306	0.35
4485.0	0.200	0.440	1.490	373	0.31	76	257	0.58
4495.0	0.210	0.550	1.690	373	0.28	75	232	0.73
4505.0	0.070	0.220	1.390	394	0.24	51	323	0.43
4515.0	0.170	0.880	1.830	420	0.16	70	145	1.26
4525.0	0.030	0.130	0.760	408	0.19	57	330	0.23
4535.0	0.030	0.100	0.940	417	0.23	53	495	0.19
4545.0	0.110	0.330	1.120	364	0.25	97	329	0.34

Los datos constan de 7 columnas y la profundidad, cabe destacar que para el análisis por Pirolisis (*Rock eval*) cada indicador fue graficado contra la profundidad. Es decir, para cada una se consideró a la profundidad en el eje Y y el parámetro medido en el eje X, ambos ejes se consideraron en escala normal. Para el caso de los diagramas van Krevelen se tomaron en cuenta las columnas de Índice de hidrógeno (IH) e Índice de Oxígeno (IO) al igual que en los gráficos anteriores se empleó una escala normal y se tomó en cuenta la columna geológica con el fin de realizar un gráfico para cada edad geológica Tabla 4.2. Para los gráficos de rutas de madurez se emplearon las columnas de Tmax en el eje de la X y el IH en el eje de las Y de la misma forma se empleó escala logarítmica para la creación de dichos gráficos.

Tabla 4.2 profundidad a la que se encuentran las diferentes edades geológicas

Columna Geológica	
Edad	Cima (md)
RPFM	250
PLIOCENO SUP.	1050
PLIOCENO MEDIO	1570
PLIOCENO INF.	1956
MIOCENO SUPERIOR	
MIOCENO MEDIO	2190
MIOCENO INFERIOR	2300
OLIGOCENO SUPERIOR	4290
OLIGOCENO MEDIO	4555
OLIGOCENO INFERIOR	4795
EOCENO SUP.	5200
EOCENO MEDIO	5683
EOCENO INFERIOR	5996
PALEOC. SUPERIOR	6503

Hidrocarburos libres (S1)

Los hidrocarburos que se liberan de manera previa al craqueo del kerógeno (pico S1 del proceso de pirólisis) varían entre 0,05 y 2,7 mg HC/g de roca a lo largo de la columna Figura 4.1. Observando todos los datos a lo largo de la columna se observa que el contenido de hidrocarburos libres es muy bajo (<0.5) salvo en un intervalo que comprende al Mioceno (2000-3500m) en el que los valores son elevados, esto es indicador de presencia de HC libres en la roca Figura 4.1 (ovalado rojo).

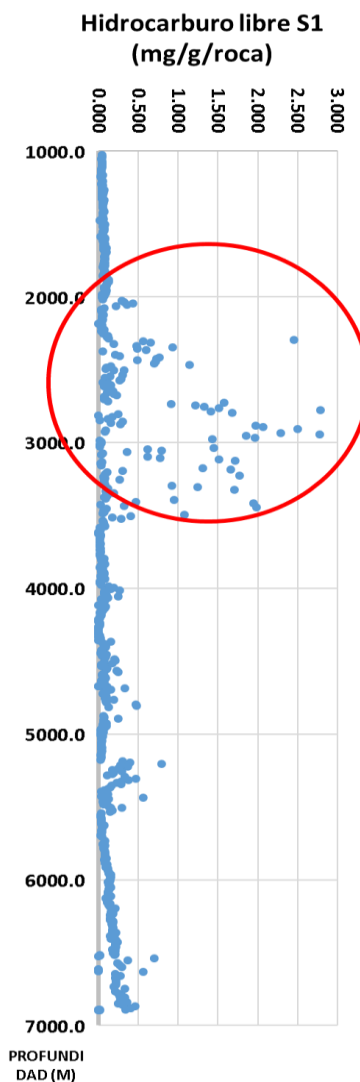


Figura 4.1 Valores de hidrocarburo libre (S1)

Hidrocarburos residuales (S2)

Los hidrocarburos generados por el craqueo de los hidrocarburos pesados y la descomposición térmica del kerógeno, registran valores que varían entre 0 y 5.4 mg /g de roca Figura 4.2.

En dicha figura se presentan los valores de S2 obtenidos por las pruebas de laboratorio, posicionadas de acuerdo a la profundidad; se observan 2 intervalos que presentan valores elevados de S2 el primero de ellos corresponde al Mioceno (2000 – 3500m), mientras que el otro va del Eoceno Medio al Cretacico superior (5700-7000m), ambos denotados en la Figura 4.2 con contornos color rojo. Esto nos indica un potencial elevado de producción de hidrocarburos en caso de que la maduración térmica continúe.

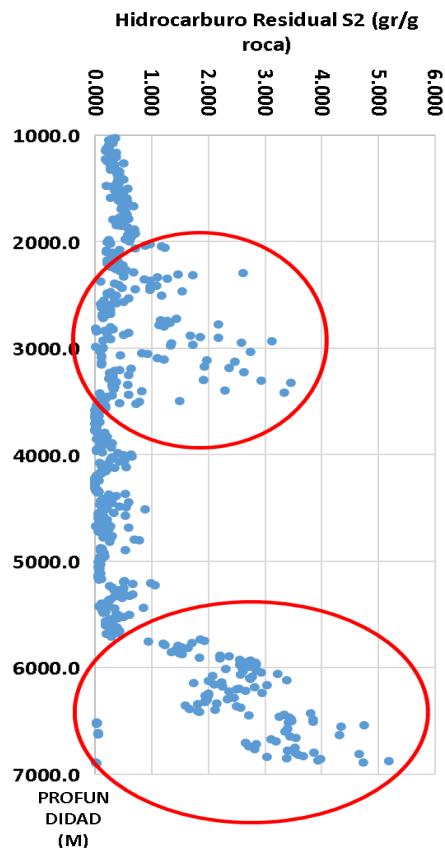


Figura 4.2 Valores de Hidrocarburo residual S2

Temperatura de máxima producción (Tmax)

La temperatura del “horno” durante el periodo de mayor formación de hidrocarburos de la segunda etapa de la pirólisis (S2). Este indicador, Tmax, es importante para definir la maduración de la roca. Cuanto más madura es la materia orgánica, contiene menor cantidad de hidrógeno y, por lo tanto, mayor será la temperatura necesaria para producir hidrocarburos a partir de ella.

Para analizar esto, se realizó un gráfico Figura 4.3 en el que puede observarse la distribución de las muestras dependiendo de las áreas de generación establecidas para valores de Tmax óptimos para la generación de hidrocarburos (entre 435 °C y 480 °C) en este caso se denota con 2 líneas rojas Figura 4.3. En dado caso que los valores sean menores a este rango se dice que la materia orgánica es inmadura no existe generación de hidrocarburos, por el contrario, si la temperatura de la MO rebasa dichos valores esta se considera sobremadura, es decir se encuentra en la ventana de generación de gas seco y condensado. Dicho esto, encontramos un intervalo que cumple con las características óptimas de temperatura; este se encuentra a partir del Eoceno Superior hasta el Paleoceno superior (5600 – 7000m) como se muestra en la Figura 4.3 (ovalado rojo).

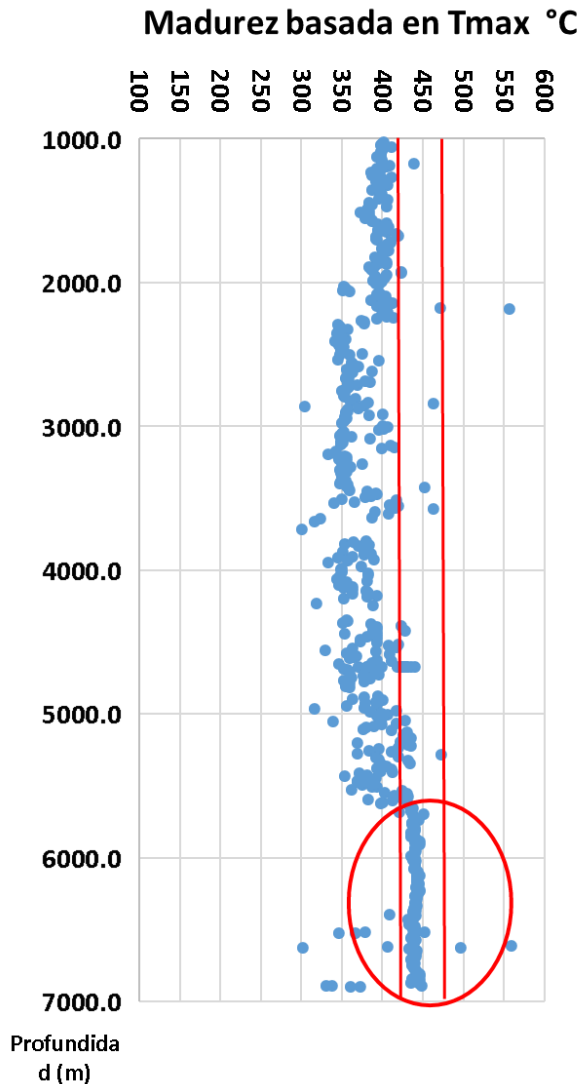


Figura 4.3 Valores de madurez basados en Tmax

Índice de hidrógeno (HI)

El índice de hidrógeno (IH) es proporcional a la cantidad de hidrógeno que tiene el kerógeno expresado en mg HC/g TOC, donde un HI alto indica un mayor potencial para la generación de hidrocarburos.

En el gráfico de la figura 4.4 se exhibe el contenido de Hidrogeno en la roca a lo largo de la columna analizada; en este caso se observa un intervalo con muy buen Índice de Hidrógeno (>300) el cual va del Eoceno Superior al Paleoceno Superior (5600- 7000) el cual esta resaltado con el circulo color rojo.

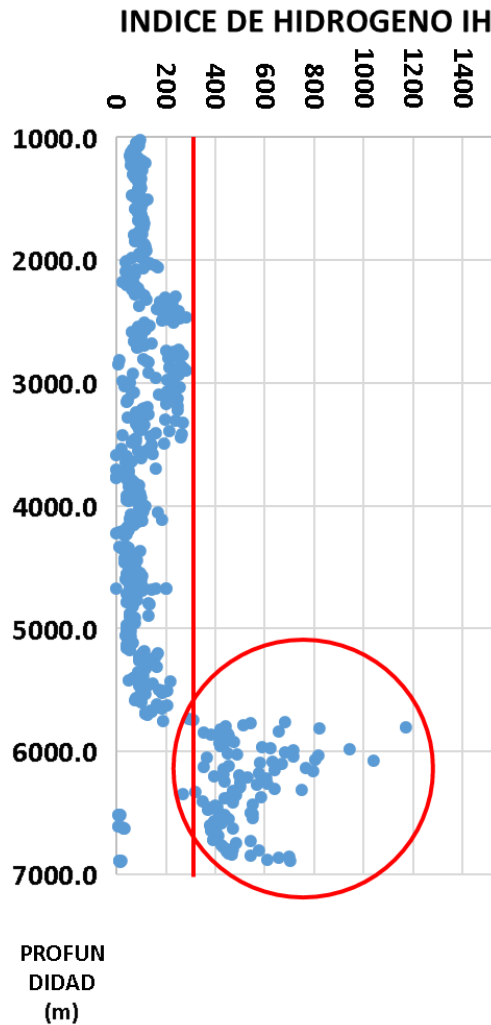


Figura 4.4 Valores de IH

Índice de oxígeno (OI)

También se mencionó antes que éste es proporcional a la cantidad de oxígeno que tiene el kerógeno y funciona a la inversa que el índice de hidrógeno, un OI alto indica un menor potencial para la generación de hidrocarburos. Este índice el cual se expresa en mg CO₂/g TOC, combinándolo con el índice de hidrógeno (IH).

Para el análisis del Índice de Oxígeno ver Figura 4.5, se tomaron en consideración los resultados obtenidos en los gráficos de IH, Tmax y S2 ya que todos generaron

el punto de interés a profundidades similares, lo que nos lleva a analizar solamente el intervalo que va de 5500m a 7000m de profundidad. En este se observa que el IO es relativamente bajo, lo que corrobora lo visto en la Figura 4.4 que existe una potencial elevado para la generación de hidrocarburos.

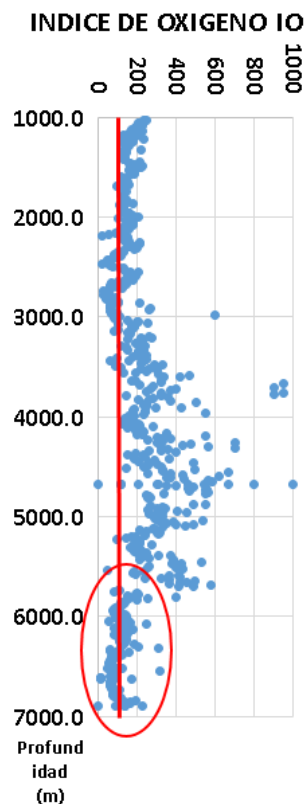


Figura 4.5 Valores de IO

Tipo de kerógeno

Se define al kerógeno como toda la materia orgánica presente en una roca sedimentaria que es insoluble en los solventes orgánicos comunes, diferenciándolo del bitumen que sí es soluble. El tipo de kerógeno que compone la materia orgánica está controlado por la naturaleza de la misma. La materia orgánica de origen acuático tiene un contenido de hidrógeno alto, mientras que la derivada de

ambientes terrestres posee un contenido bajo de hidrógeno y un alto y variable contenido de oxígeno.

El kerógeno Tipo I (Tissot et al. 1974) es generado principalmente en ambientes lacustres, aunque también puede generarse en ambientes marinos. Tiene un origen algal y plantónico, con reelaboración de microorganismos. Es rico en hidrógeno y posee bajo contenido de oxígeno, siendo mayormente generador de petróleo, aunque puede generar gas dependiendo de su maduración.

El kerógeno Tipo II (Tissot et al. 1974) es generado normalmente en ambientes marinos de profundidad moderada con condiciones reductoras. Proviene de organismos planctónicos reelaborados por bacterias. Es rico en contenido de hidrógeno y presenta contenidos bajos de carbono. Puede generar petróleo o gas con el aumento de la temperatura y el grado de maduración. Si bien su contenido de hidrógeno es alto, es menor el del kerógeno Tipo I.

El kerógeno Tipo III (Tissot et al. 1974) proviene de restos terrestres de origen vegetal, los cuales han sido depositados en ambientes marinos o no marinos, ya sean someros o profundos mediante transporte principalmente de tipo fluvial. Este kerógeno posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los Tipo I y Tipo II. Además, el transporte que sufre hasta su lugar de depositación produce una degradación de la materia orgánica, favoreciendo el empobrecimiento en hidrógeno.

El kerógeno Tipo III es productor de gas seco y la mayoría de los carbones contienen este tipo de kerógeno.

El kerógeno Tipo IV (Demaison et al. 1983) se genera a partir de materia orgánica residual presente en sedimentos más antiguos, que son reelaborados después de

la erosión. La meteorización subaérea, la combustión, o la oxidación biológica en pantanos o suelos, pueden actuar antes de la depositación final. Este kerógeno tiene un alto contenido de carbono y muy bajo contenido de hidrógeno. Se lo considera sin potencial para generar hidrocarburos.

Para establecer el tipo de kerógeno a los datos se emplearon diagramas de van Krevelen y de rutas de madurez, estos diagramas proveen información aproximada del tipo de materia orgánica, así como la etapa de madurez.

Diagrama de van Krevelen y rutas de madurez Diagrama de van Krevelen y rutas de madurez Oligoceno Medio (OM)

En el diagrama van Krevelen se aprecia que la Materia Orgánica del OM) es de tipo III figura 4.6. Mientras que para las rutas de madurez como la materia orgánica a esta profundidad es inmadura ya que la Tmax es menor a 435°C, n Figura 4.6 B.

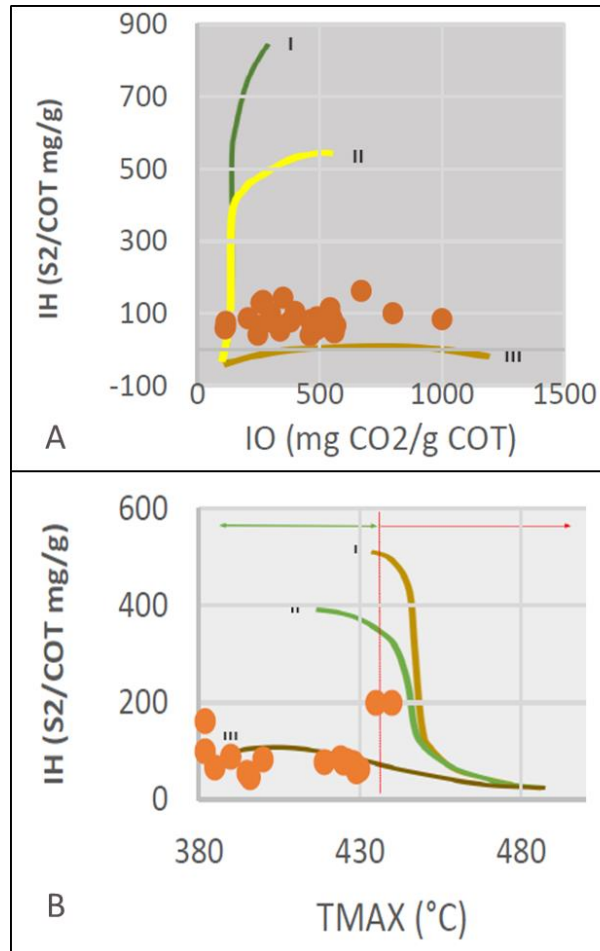


Figura 4.6 A Diagrama van Krevelen OM y figura 4.6 B rutas de madurez (elaboración propia)

Diagrama de Van Krevelen y Rutas de madurez Oligoceno Inferior (OI)

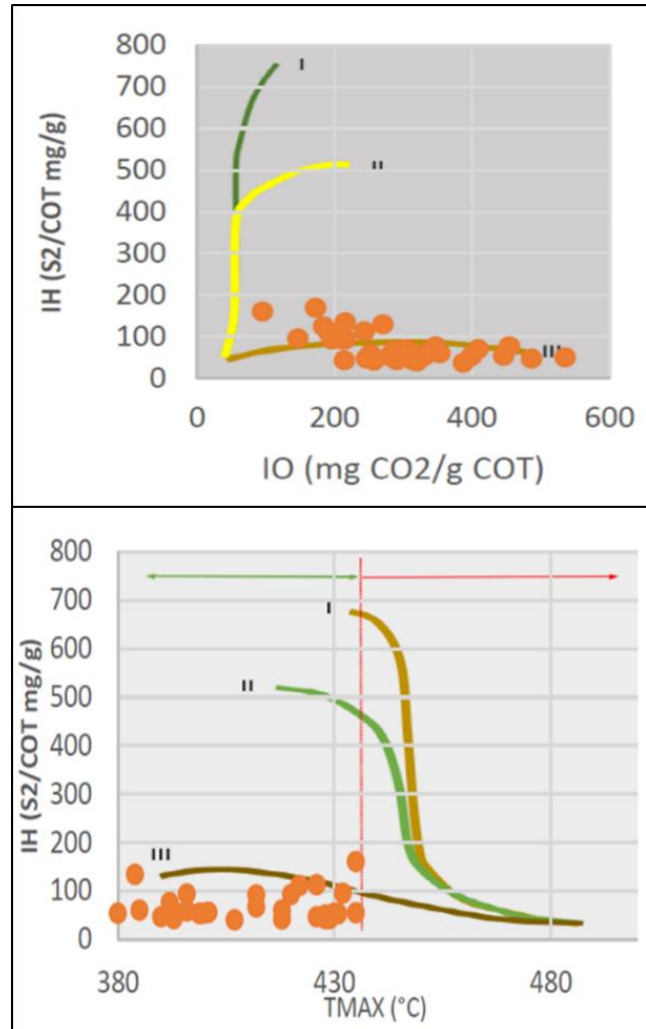


Figura 4.7 A Diagrama van Krevelen OI y figura 4.7 B rutas de madurez OI (elaboración propia)

En el diagrama van Krevelen Figura 4.7 A se visualiza que la Materia Orgánica del Oligoceno Inferior es de tipo III, pero el gráfico de rutas de madures indica que la MO es inmadura (T_{Max}<435 °C)

Diagrama de van Krevelen y Rutas de madurez Eoceno Superior

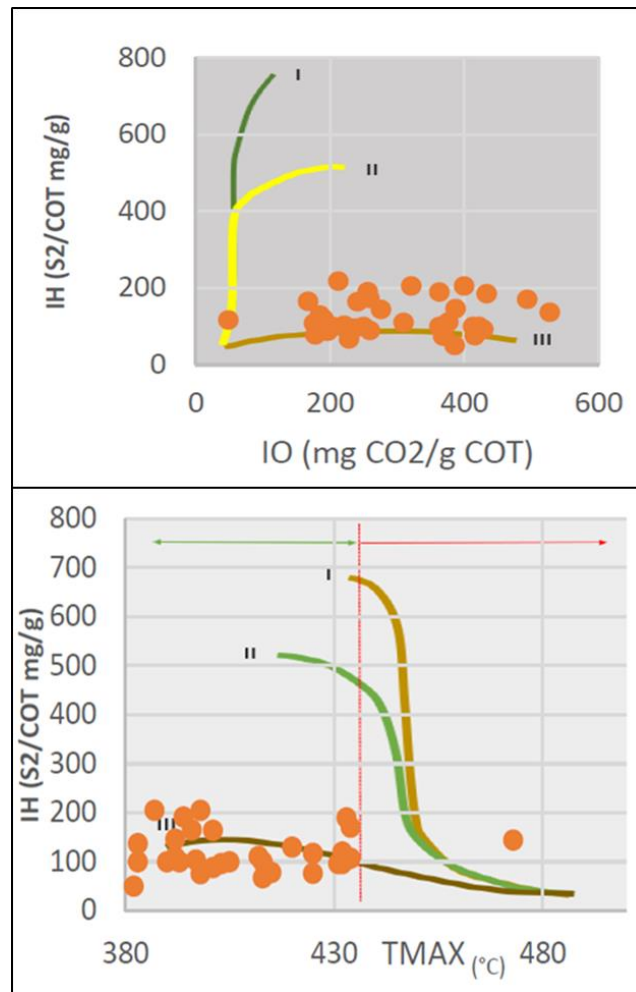


Figura 4.8 A Diagrama van Krevelen ES y figura 4.8 B rutas de madurez ES (elaboración propia)

En el grafico se observa que la MO del ES es de tipo III figura 4.8 A. También se observa que, la Materia Orgánica a esta profundidad es inmadura debido a que su T_{max} es menor a 435°C

Diagrama de van Krevelen y Rutas de madurez Eoceno Medio

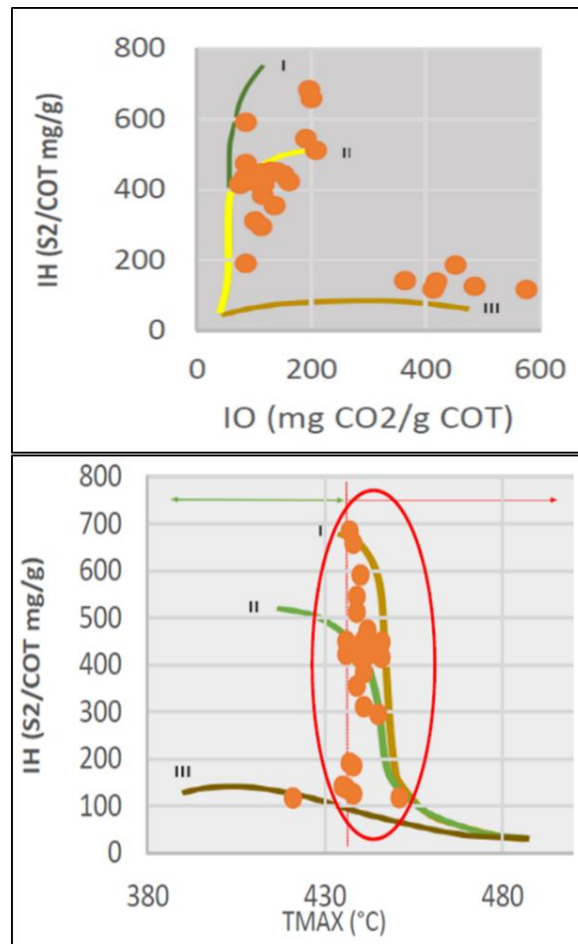


Figura 4.9 A Diagrama van Krevelen EM y figura 4.9 B rutas de madurez EM (elaboración propia)

De acuerdo al diagrama van Krevelen Figura 4.9 A se observa que, la MO del Eoceno Medio es de tipo II y tipo III figura. La Materia Orgánica a esta profundidad es madura ($T_{Max} > 435$ °C) para este periodo. Generación de HC Tipo I y II figura 4.9 B.

Diagrama de van Krevelen y Rutas de madurez Eoceno Inferior EI

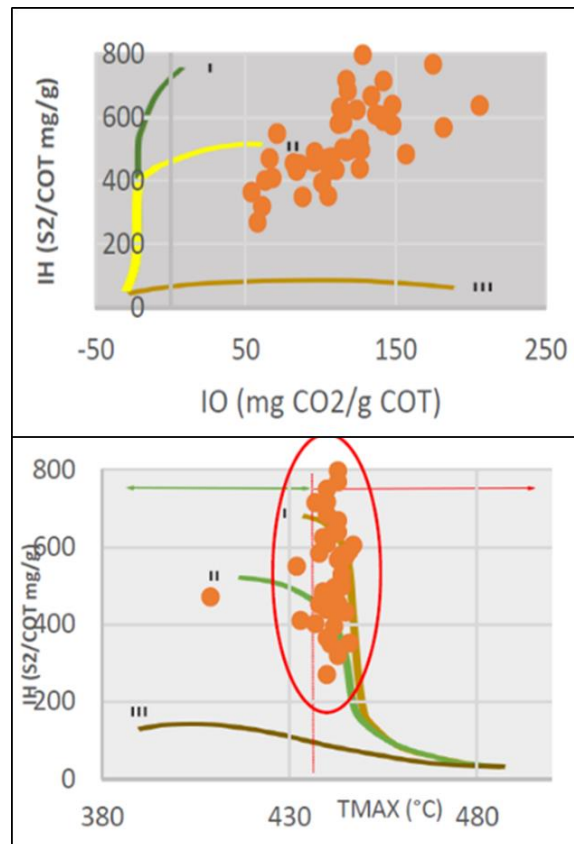


Figura 4.10 A Diagrama van Krevelen EI y figura 4.10 B rutas de madurez EI (elaboración propia)

Se observa que la Materia Orgánica del EI es de tipo I y Tipo II figura 4.10 A y al observar el grafico de rutas de madurez la MO a esta profundidad es madura ya que la TMax > 435 °C, al tener valores de IH superiores a 300, se encuentra en la ventana de generación de HC Tipo I y tipo II figura 4.10 B.

Diagrama de van Krevelen y Rutas de madurez Paleoceno Superior PS

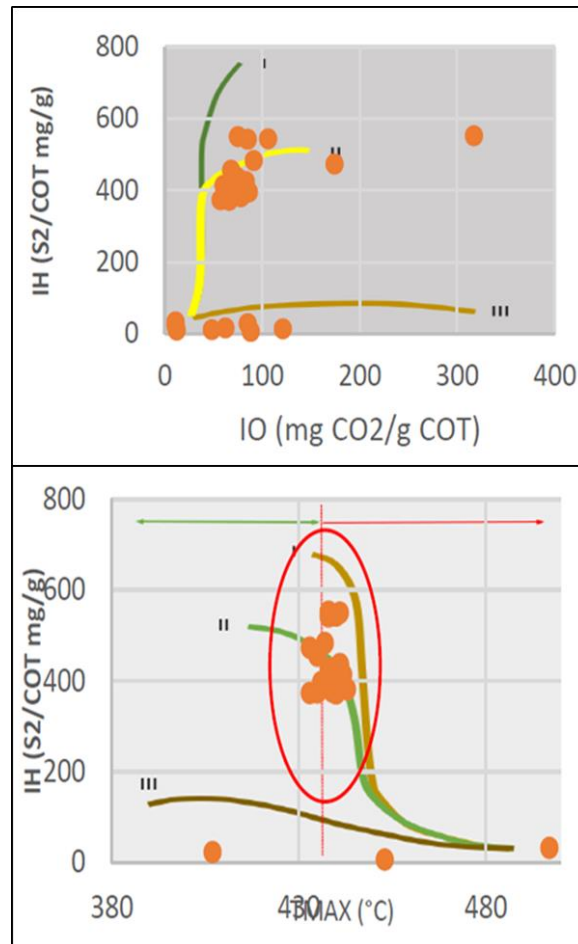


Figura 4.11 A Diagrama van Krevelen PS y figura 4.11 B rutas de madurez PS (elaboración propia)

Para el diagrama van Krevelen se tiene que la MO del TPS es de tipo II Figura 4.11A. y observando el grafico de rutas de madurez la MO a esta profundidad es madura ($T_{Max} > 435$ °C). Se aprecian valores de Índice de Hidrogeno entre 385 y 575; Esto nos indica que se encuentra en la ventana de generación de HC Tipo II figura 4.11 B.

Diagrama de van Krevelen Pozo 1: de Oligoceno y Eoceno

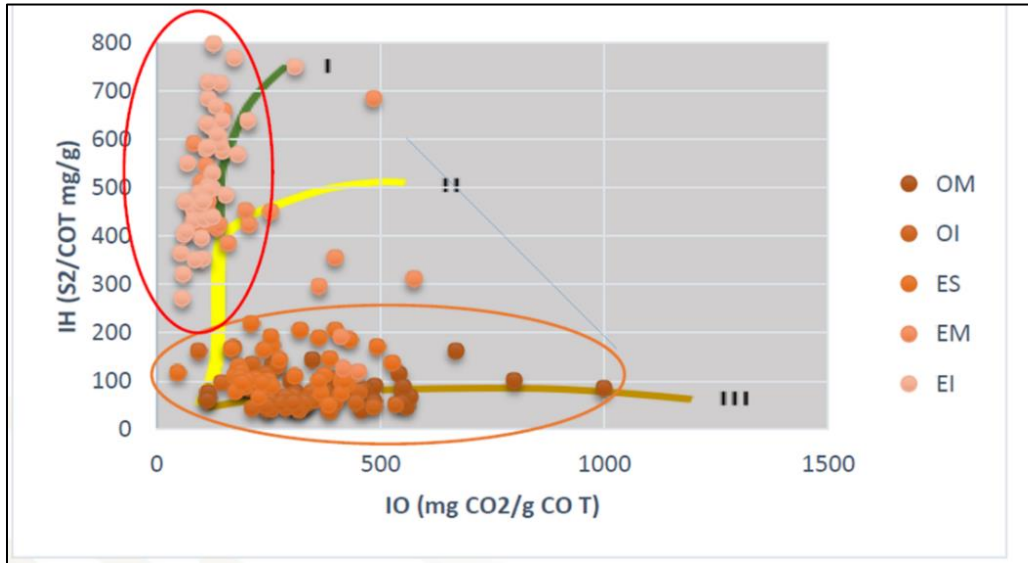
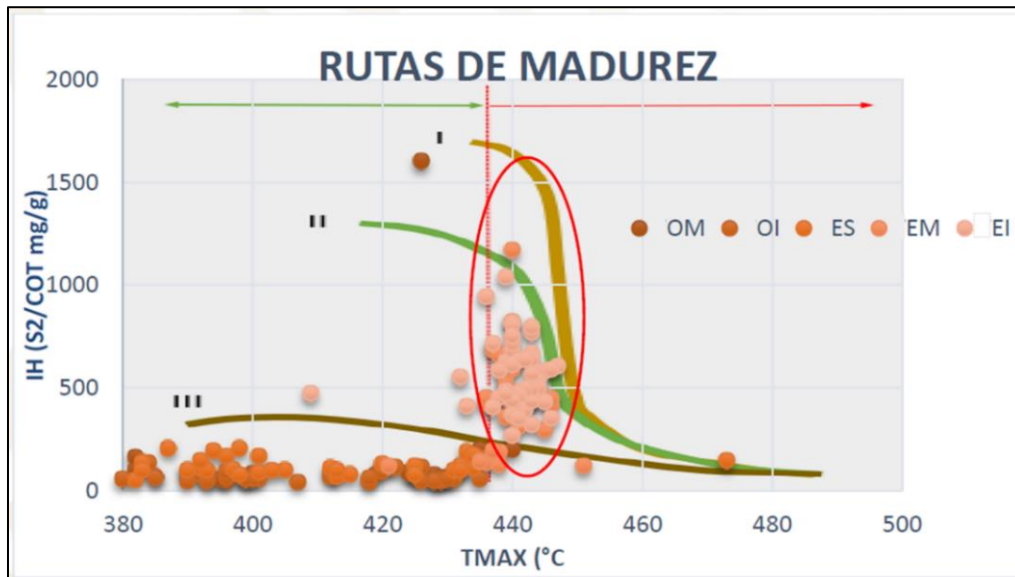


Figura 4.12: Diagrama van Krevelen en el que se observan el Oligoceno y Eoceno. Además de que se observan que existen dos preferencias (HC1 Y HC3) elaboración propia.



Gráficos 4.13: Rutas de Madurez que van del Oligoceno Medio al Eoceno Inferior. En el grafico se pueden observar las rocas que han pasado la temperatura necesaria para la generación de HC son el Eoceno Medio y Eoceno Inferior (Elipse roja) elaboración propia.

Se realizó un diagrama de van Krevelen, así como un diagrama de Rutas de Madurez con todos los periodos geológicos tomando en cuenta que la temperatura debe de ser mayor a 435 grados centígrados, dicho esto; la MO del Eoceno Medio y Eoceno Inferior son los únicos intervalos que cumplen con este criterio Figura 4.13, elipse roja y se encuentran el hidrocarburo de tipo I Figura 4.12 elipse roja. A manera representativa los demás periodos que no cumplen con la temperatura de generación, se marcaron en el diagrama de van Krevelen figura 4.12, elipse naranja.

Capítulo V Conclusiones:

De la integración de los resultados obtenidos a partir del análisis por Pirólisis (*rock eval*) es posible alcanzar una serie de conclusiones que se presentan a continuación.

- La ubicación de la roca generadora comprende la época del Eoceno (superior, medio e inferior) y Paleoceno superior
- La madurez de la Materia Orgánica en la roca es de buena a excelente ya que su contenido de hidrogeno es alto, el índice de oxígeno es de bajo a nulo, además de que se encuentra a la temperatura óptima para la generación de hidrocarburos.
- El tipo de kerógeno producido por la roca madre es de tipo II, es decir, se generó en un ambiente marino de profundidad moderada con condiciones reductoras.
- No hay presencia de hidrocarburos libres en el intervalo, ya que los valores de S1 son muy bajos aunado a esto la roca es capaz de seguir generando hidrocarburos en dado caso que de que el proceso de maduración térmica continuara ya que los valores de S2 son muy elevados.
- Se detectó un intervalo adicional en la época del Mioceno en el que los valores de S1 Y S2 son muy elevados, pero se desechó la posibilidad de que fuese roca generadora, ya que su Tmax y su Índice de Hidrogeno son muy bajos, también su Índice de Oxígeno es elevado y observando el diagrama de rutas de madurez la roca es inmadura para la generación de hidrocarburos.

- Desafortunadamente en este análisis sólo se utilizaron datos por Pirólisis, sería conveniente en otro trabajo realizar alguno de los demás estudios para saber la madurez de la roca madre con el fin de corroborar los resultados reportados. También de ser posible tomar datos para realizar un cubo sísmico alrededor del pozo con el fin de detectar hacia donde migro el hidrocarburo producido.

Bibliografía:

1. Andrea AA. 2012 Determinación de la evolución térmica de las rocas generadoras de petróleo, Tesis licenciatura de Ingeniería, UNAM, p 1-102
2. Basurto Borbolla, J.G., 1992. Tectónica salina y su expresión sísmica en el sureste de México y Sur del Golfo de México, Tesis de Maestría, Posgrado de Ingeniería, UNAM, p. 25-36.
3. Benavides G.L., 1983. Domos Salinos del Sureste de México, Origen: Exploración: Importancia Económica, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos petroleros, Vol. XXXV, No. 1, p. 9-35.
4. Carolina R.A, 2020. "Origen Evolución e importancia económica de la Cuenca Salina del Istmo (Licenciatura), U.N.A.M. Facultad de Ingeniería. CDMX.
5. Demaison, G.J. and Moore, G.T. (1980) Anoxic Environments and Oil Source Rock Bed Genesis. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 64, 1179-1209.
6. Demaison, Gerard, Holck, J. J., Jones, R. W., and G. T. Moore. "PD 1(2) Predictive Source Bed Stratigraphy: A Guide to Regional Petroleum Occurrence." Paper presented at the 11th World Petroleum Congress, London, UK, August 1983.
7. Durand. 1980, Petroleum source-beds on Continental Slopes and Rises: The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 62.
8. Embry, A.F., Johannessen, E.P., 1992, *T-R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic- Lower Jurassic **succession**, western Sverdrup **Basin**, Arctic Canada*. In: Vorren,

- T.O., Bergsager, E., Dahl-Stamnes, O.A., Holter, E., Johansen, B., Lie, E., Lund, T.B. (Eds.), *Arctic Geology and Petroleum Potential*, vol. 2 (Special Publication). Norwegian Petroleum Society (NPF), pp. 121–146.
9. Fruehn, Juergen & Jones, Ian & Valler, Victoria & Sangvai, Pranaya & Biswal, Ajoy & Mathur, Mohit. 2008. Resolving near-seabed velocity anomalies: Deep water offshore South East India. *Seg Technical Program Expanded Abstracts*. 27. 10.1190/1.3064027.
 10. Jose M.C. 2019 Estudio estratigráfico-geoquímico en petróleo y gas
 11. de lutitas de la formación EAGLE FORD, noroeste de VILLA HIDALGO, estado de Coahuila, NORESTE DE MÉXICO.)
 12. Krevelen, D.W. van. *Organic geochemistry - old and new*. United Kingdom.
 13. Magoon, L.B. and Dow, W.G. (1994) *The Petroleum System*. In: Magoon, L.B. and Dow, W.G., Eds., *The Petroleum System—From Source to Trap*, AAPG Memoire 60, 3-24.
 14. Michael. R. H. Ian. O. N. Frank. J. P. (2013). *Jurassic evolution of the gulf of México salt basin: The APG*
 15. Jackson, J. A., ed., 1997, *Glossary of geology*, 4th ed.: Alexandria, American Geological Institute
 16. Peters, K.E. (1986) *Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis*. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 70, 318-329.
 17. Peters, K.E. and Cassa, M.R. (1994) *Applied Source-Rock Geochemistry*. In: Magoon, L.B. and Dow, W.G., Eds., *The Petroleum System. From Source to Trap*, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, 93-120

18. Pfeiffer, D. S. and J. M. Sharp, 1989, Subsurface temperature Distributions in South Texas, Transactions-Gulf Coast Association of Geological Societies, vol. XXXIX
19. Philp R. P., and A. Galvez-Sinibaldi, 1991, Characterization of Organic Matter by Various Techniques. in Foster, N.H., and Beaumont E. A., Source and Migration Processes and Evaluation Techniques, in Treatise of Petroleum Geology, The American Association of Petroleum Geologists.
20. Pindell, J. L., and J. F. Dewey, 2001, Permo-Triassic reconstruction of western Pangea and the evolution of the Gulf of Mexico
21. Pineda, V.B. 2012. "Determinación de la evolución térmica de las rocas generadoras de petróleo, U.N.A.M. Facultad de Ingeniería. CDMX.
22. Sneider Robert., Exploration, Inc., 2000, Estudio de caracterización de propiedades de rocas, un catálogo de litofacies yacimiento y sellos: informe confidencial para Pemex Exploración y Producción.
23. Schoell, M. 1983 Genetic Characterization of Natural Gases, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin.
24. Schomeker J W., 1986, Oil Generation in the Anadarko Basin, Oklahoma and Texas: Modeling Using Lopatin's Method, Oklahoma Geological Survey , Special Publication.
25. Staplin, F.L. (1969) Sedimentary Organic Matter, Organic Metamorphism, and Oil and Gas Occurrences. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 17, 47-66.
26. Tejeda H. Ma. G., 2000, Madurez de aceites crudos en el campo Jujo-Tecominoaca, Instituto Politécnico Nacional ESIA Ticomán.

27. Tissot, B.P., Califet-Debyser, Y., Deroo, G. y Oudin, J.L. 1971. Origin and evolution of hydrocarbons in early Toarcian shales, Paris Basin, France. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 55: 2177-2193.
28. Tissot, B.P., Durand, B. Espitalié, J. y Combaz, A. 1974. Influence of Nature Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum. AAPG Bulletin 58, no. 3: 499-506.
29. Tissot, B.P. y Welte, D. 1984. Petroleum formation and occurrence. New York, Springer-Verlag 699 p.

Anexos

Anexo 1 Datos analizados

PROF	S1	S2	S3	TMAX	IP	IH	IO	CO
4005.0	0.150	0.500	0.760	350	0.23	119	181	0.42
4015.0	0.260	0.650	0.770	350	0.29	114	135	0.57
4025.0	0.070	0.300	0.500	383	0.19	91	152	0.33
4035.0	0.070	0.300	0.440	383	0.19	97	142	0.31
4045.0	0.100	0.270	0.440	348	0.27	108	176	0.25
4055.0	0.250	0.520	0.530	348	0.32	168	171	0.31
4065.0	0.120	0.440	0.670	344	0.21	83	126	0.53
4075.0	0.030	0.090	0.310	382	0.25	60	207	0.15
4085.0	0.080	0.230	0.580	356	0.26	85	215	0.27
4095.0	0.060	0.190	0.540	351	0.24	100	284	0.19
4105.0	0.060	0.110	0.410	347	0.35	52	195	0.21
4115.0	0.000	0.550	0.460	364	0.00	183	153	0.30
4125.0	0.090	0.340	0.630	352	0.21	106	197	0.32

4135.0	0.080	0.220	0.480	363	0.27	88	192	0.25
4145.0	0.060	0.180	0.560	380	0.25	72	224	0.25
4155.0	0.050	0.190	0.600	383	0.21	73	231	0.26
4165.0	0.010	0.100	0.700	364	0.09	50	350	0.20
4175.0	0.030	0.120	0.500	393	0.20	48	200	0.25
4185.0	0.030	0.080	0.430	381	0.27	42	226	0.19
4195.0	0.010	0.020	0.220	353	0.33	50	550	0.04
4205.0	0.010	0.020	0.240	0	0.33	25	300	0.08
4215.0	0.000	0.010	0.300	0	0.00	13	375	0.08
4225.0	0.000	0.000	0.160	0	0.00	0	320	0.05
4235.0	0.010	0.060	0.380	319	0.14	40	253	0.15
4245.0	0.010	0.070	0.700	389	0.13	33	333	0.21
4255.0	0.010	0.000	0.280	0			700	0.04
4265.0	0.000	0.000	0.150	0			300	0.05
4275.0	0.000	0.000	0.190	0			475	0.04
4285.0	0.000	0.000	0.260	0			433	0.06
4295.0	0.000	0.000	0.160	0			320	0.05
4305.0	0.000	0.000	0.170	0			567	0.03
4315.0	0.000	0.000	0.140	0			700	0.02
4325.0	0.010	0.040	0.390	0	0.20	36	355	0.11
4335.0	0.000	0.010	0.260	0		13	325	0.08
4345.0	0.020	0.070	0.370	356	0.22	50	264	0.14
4355.0	0.000	0.040	0.680	357		24	400	0.17
4365.0	0.150	0.530	1.050	351	0.22	96	191	0.55
4375.0	0.050	0.240	1.010	386	0.17	56	235	0.43

4385.0	0.090	0.370	1.240	424	0.20	46	153	0.81
4395.0	0.090	0.310	1.090	393	0.23	66	232	0.47
4405.0	0.090	0.310	1.070	393	0.23	70	243	0.44
4415.0	0.050	0.150	0.980	389	0.25	56	363	0.27
4425.0	0.030	0.170	0.960	428	0.15	33	188	0.51
4435.0	0.030	0.100	0.700	394	0.23	42	292	0.24
4445.0	0.020	0.590	1.420	354	0.03	86	206	0.69
4455.0	0.100	0.310	1.280	394	0.24	63	261	0.49
4465.0	0.040	0.080	1.230	382	0.33	32	492	0.25
4475.0	0.090	0.210	1.070	394	0.30	60	306	0.35
4485.0	0.200	0.440	1.490	373	0.31	76	257	0.58
4495.0	0.210	0.550	1.690	373	0.28	75	232	0.73
4505.0	0.070	0.220	1.390	394	0.24	51	323	0.43
4515.0	0.170	0.880	1.830	420	0.16	70	145	1.26
4525.0	0.030	0.130	0.760	408	0.19	57	330	0.23
4535.0	0.030	0.100	0.940	417	0.23	53	495	0.19
4545.0	0.110	0.330	1.120	364	0.25	97	329	0.34
4555.0	0.100	0.050	0.800	330	0.67	42	667	0.12
4565.0	0.230	0.150	0.890	392	0.61	63	371	0.24
4575.0	0.250	0.530	1.280	356	0.32	104	251	0.51
4585.0	0.060	0.080	0.520	409	0.43	67	433	0.12
4595.0	0.040	0.050	0.870	368	0.44	36	621	0.14
4605.0	0.080	0.150	0.710	365	0.35	79	374	0.19
4615.0	0.090	0.210	0.740	360	0.30	100	352	0.21
4625.0	0.040	0.080	0.700	393	0.33	50	438	0.16

4635.0	0.030	0.070	0.730	411	0.30	54	562	0.13
4645.0	0.070	0.110	0.730	387	0.39	85	562	0.13
4655.0	0.050	0.080	0.760	347	0.38	62	585	0.13
4671.0	0.010	0.150	5.480	431	0.06	54	1957	0.28
4671.0	0.000	0.020	0.340	440		200	3400	0.01
4671.0	0.010	0.190	0.350	430	0.05	63	117	0.30
4671.0	0.020	0.120	0.290	424	0.14	86	207	0.14
4671.0	0.010	0.160	0.390	426	0.06	1600	3900	0.01
4671.0	0.000	0.030	0.090	382		100	300	0.03
4671.0	0.010	0.080	0.380	0	0.11	114	543	0.07
4671.0	0.020	0.050	0.400	371	0.29	100	800	0.05
4671.0	0.010	0.060	0.250	428	0.14	75	313	0.08
4671.0	0.020	0.010	0.370	419	0.67	#DIV/0!	#DIV/0!	0.00
4671.0	0.020	0.080	0.460	426	0.20	80	460	0.10
4671.0	0.010	0.050	0.600	400	0.17	83	1000	0.06
4671.0	0.100	0.190	0.290	425	0.34	76	116	0.25
4671.0	0.050	0.270	0.520	429	0.16	59	113	0.46
4671.0	0.020	0.020	0.500	435	0.50	200	5000	0.01
4675.0	0.110	0.210	0.870	382	0.34	162	669	0.13
4685.0	0.330	0.600	1.470	353	0.35	143	350	0.42
4695.0	0.150	0.240	0.920	358	0.38	104	400	0.23
4705.0	0.090	0.160	0.880	390	0.36	89	489	0.18
4715.0	0.100	0.060	0.690	360	0.63	40	460	0.15
4725.0	0.050	0.070	0.840	396	0.42	47	560	0.15
4735.0	0.080	0.160	1.210	377	0.33	73	550	0.22

4745.0	0.100	0.220	1.260	362	0.31	81	467	0.27
4755.0	0.080	0.140	1.190	385	0.36	67	567	0.21
4765.0	0.190	0.300	1.930	353	0.39	86	551	0.35
4775.0	0.090	0.150	0.980	378	0.38	52	338	0.29
4785.0	0.100	0.270	1.630	360	0.27	41	247	0.66
4795.0	0.470	0.700	1.400	357	0.40	130	259	0.54
4805.0	0.480	0.780	1.560	355	0.38	134	269	0.58
4815.0	0.130	0.260	0.990	360	0.33	67	254	0.39
4875.0	0.060	0.100	0.990	395	0.38	56	550	0.18
4885.0	0.070	0.130	1.120	378	0.35	57	487	0.23
4895.0	0.250	0.530	1.110	364	0.32	129	271	0.41
4905.0	0.060	0.100	0.590	401	0.38	56	328	0.18
4915.0	0.060	0.130	0.590	392	0.32	76	347	0.17
4925.0	0.100	0.160	0.700	379	0.38	70	304	0.23
4935.0	0.050	0.110	0.480	393	0.31	58	253	0.19
4945.0	0.100	0.160	0.940	356	0.38	70	409	0.23
4955.0	0.080	0.170	1.000	378	0.32	77	455	0.22
4965.0	0.030	0.090	0.500	317	0.25	60	333	0.15
4975.0	0.020	0.080	0.490	418	0.20	42	258	0.19
4985.0	0.060	0.120	0.580	385	0.33	60	290	0.20
4995.0	0.020	0.070	0.430	400	0.22	54	331	0.13
5005.0	0.020	0.060	0.480	407	0.25	40	320	0.15
5015.0	0.050	0.090	0.610	393	0.36	43	290	0.21
5025.0	0.040	0.100	0.500	396	0.29	59	294	0.17
5035.0	0.030	0.080	0.460	399	0.27	53	307	0.15

5045.0	0.040	0.070	0.750	428	0.36	50	536	0.14
5055.0	0.030	0.060	0.620	339	0.33	38	388	0.16
5065.0	0.030	0.090	0.530	418	0.25	60	353	0.15
5075.0	0.030	0.070	0.520	399	0.30	54	400	0.13
5085.0	0.030	0.070	0.730	390	0.30	47	487	0.15
5095.0	0.040	0.070	0.580	380	0.36	54	446	0.13
5105.0	0.030	0.070	0.430	377	0.30	54	331	0.13
5115.0	0.040	0.100	0.430	412	0.29	67	287	0.15
5125.0	0.030	0.080	0.420	431	0.27	53	280	0.15
5135.0	0.030	0.060	0.300	429	0.33	43	214	0.14
5145.0	0.020	0.080	0.420	426	0.20	47	247	0.17
5155.0	0.030	0.060	0.440	428	0.33	43	314	0.14
5165.0	0.030	0.110	0.600	435	0.21	55	300	0.20
5175.0	0.020	0.070	0.400	430	0.22	54	308	0.13
5185.0	0.300	0.520	1.120	426	0.37	113	243	0.46
5195.0	0.390	0.500	0.860	422	0.44	111	191	0.45
5205.0	0.790	0.980	1.000	370	0.45	169	172	0.58
5215.0	0.270	0.670	1.030	432	0.29	96	147	0.70
5225.0	0.370	1.060	0.630	435	0.26	161	95	0.66
5235.0	0.250	0.260	0.550	420	0.49	93	196	0.28
5245.0	0.170	0.300	0.690	396	0.36	94	216	0.32
5255.0	0.290	0.510	0.820	384	0.36	134	216	0.38
5265.0	0.190	0.330	0.770	412	0.37	92	214	0.36
5275.0	0.170	0.400	0.590	370	0.30	125	184	0.32
5285.0	0.110	0.360	0.690	473	0.23	144	276	0.25

5295.0	0.330	0.440	0.630	420	0.43	129	185	0.34
5305.0	0.470	0.510	0.830	392	0.48	109	177	0.47
5315.0	0.380	0.660	0.670	396	0.37	165	168	0.40
5325.0	0.280	0.610	0.970	432	0.31	120	190	0.51
5335.0	0.230	0.340	0.730	397	0.40	103	221	0.33
5345.0	0.280	0.470	0.830	434	0.37	107	189	0.44
5355.0	0.160	0.280	0.630	401	0.36	88	197	0.32
5365.0	0.140	0.240	0.600	405	0.37	100	250	0.24
5375.0	0.120	0.230	0.470	393	0.34	100	204	0.23
5385.0	0.070	0.220	0.620	412	0.24	110	310	0.20
5395.0	0.030	0.120	0.590	398	0.20	75	369	0.16
5405.0	0.040	0.140	0.480	413	0.22	67	229	0.21
5415.0	0.120	0.240	0.700	372	0.33	89	259	0.27
5425.0	0.030	0.070	0.540	382	0.30	50	386	0.14
5435.0	0.560	0.850	0.830	354	0.40	218	213	0.39
5445.0	0.130	0.350	0.930	392	0.27	146	388	0.24
5455.0	0.060	0.150	0.580	383	0.29	136	527	0.11
5465.0	0.050	0.130	0.600	370	0.28	93	429	0.14
5475.0	0.100	0.190	0.640	370	0.34	112	376	0.17
5485.0	0.060	0.150	0.620	390	0.29	100	413	0.15
5495.0	0.130	0.380	0.570	375	0.25	173	259	0.22
5505.0	0.290	0.610	0.820	394	0.32	191	256	0.32
5505.0	0.150	0.410	0.800	387	0.27	205	400	0.20
5525.0	0.170	0.500	1.170	362	0.25	185	433	0.27
5535.0	0.140	0.410	0.170	425	0.25	117	49	0.35

5545.0	0.030	0.260	0.640	403	0.11	96	237	0.27
5555.0	0.020	0.300	0.580	431	0.06	96	187	0.31
5565.0	0.020	0.180	0.410	415	0.10	78	178	0.23
5575.0	0.030	0.300	0.600	432	0.09	96	193	0.31
5585.0	0.030	0.190	1.040	425	0.14	76	416	0.25
5595.0	0.030	0.190	0.690	383	0.14	100	363	0.19
5605.0	0.030	0.180	0.760	413	0.15	100	422	0.18
5615.0	0.030	0.280	0.410	401	0.10	164	241	0.17
5625.0	0.070	0.390	0.610	398	0.15	205	321	0.19
5635.0	0.050	0.360	0.690	433	0.12	189	363	0.19
5645.0	0.040	0.290	0.840	434	0.12	170	494	0.17
5655.0	0.040	0.430	1.040	438	0.09	186	452	0.23
5665.0	0.030	0.290	0.880	436	0.09	138	419	0.21
5675.0	0.040	0.400	1.020	435	0.09	142	364	0.28
5685.0	0.030	0.200	0.980	421	0.14	117	576	0.17
5695.0	0.020	0.260	0.910	451	0.07	118	413	0.22
5705.0	0.040	0.290	1.120	438	0.12	126	486	0.23
5735.0	0.080	1.860	0.710	445	0.04	295	112	0.63
5745.0	0.070	1.930	0.830	441	0.03	311	101	0.62
5755.0	0.050	0.940	0.420	437	0.05	191	85	0.49
5765.0	0.080	1.710	0.490	437	0.04	684	196	0.25
5775.0	0.060	1.200	0.420	439	0.05	545	190	0.22
5785.0	0.060	1.230	0.500	439	0.05	512	208	0.24
5795.0	0.070	1.460	0.500	440	0.05	442	151	0.33
5805.0	0.080	1.520	0.520	440	0.05	1169	400	0.13

5815.0	0.080	1.640	0.510	440	0.05	820	255	0.20
5825.0	0.080	1.440	0.550	436	0.05	423	161	0.34
5835.0	0.080	1.450	0.440	438	0.05	659	200	0.22
5845.0	0.080	1.420	0.540	439	0.05	355	135	0.40
5855.0	0.100	1.350	0.420	436	0.07	450	140	0.30
5865.0	0.070	1.500	0.450	441	0.04	384	115	0.39
5875.0	0.080	1.540	0.530	441	0.05	453	129	0.41
5885.0	0.080	2.210	0.620	446	0.04	416	116	0.53
5895.0	0.110	2.370	0.570	440	0.04	423	101	0.56
5905.0	0.090	1.840	0.470	446	0.05	448	114	0.41
5915.0	0.090	2.210	0.470	442	0.04	433	92	0.51
5925.0	0.120	2.560	0.460	442	0.04	474	85	0.54
5935.0	0.120	2.740	0.500	440	0.04	415	75	0.66
5945.0	0.130	2.680	0.520	440	0.05	432	83	0.62
5955.0	0.130	2.830	0.560	442	0.04	422	83	0.67
5965.0	0.150	2.840	0.410	440	0.05	591	85	0.48
5975.0	0.140	2.560	0.510	439	0.05	624	124	0.41
5985.0	0.150	2.830	0.410	436	0.05	943	136	0.30
5995.0	0.140	2.720	0.540	437	0.05	715	142	0.36
6005.0	0.140	2.600	0.450	440	0.05	684	118	0.38
6015.0	0.120	2.310	0.440	438	0.05	452	86	0.51
6025.0	0.130	2.840	0.560	442	0.04	489	96	0.58
6035.0	0.130	2.610	0.480	440	0.05	815	150	0.32
6045.0	0.140	2.940	0.480	440	0.05	717	117	0.41
6055.0	0.150	3.220	0.480	440	0.04	365	54	0.88

6065.0	0.130	2.570	0.530	440	0.05	803	165	0.32
6075.0	0.130	2.080	0.490	439	0.06	1040	245	0.20
6085.0	0.120	2.780	0.500	441	0.04	631	113	0.44
6095.0	0.120	2.730	0.530	444	0.04	580	112	0.47
6105.0	0.120	2.740	0.550	443	0.04	668	134	0.41
6115.0	0.150	3.380	0.610	443	0.04	456	82	0.74
6125.0	0.090	2.010	0.600	446	0.04	352	105	0.57
6135.0	0.110	2.230	0.510	443	0.05	768	175	0.29
6145.0	0.110	1.740	0.440	443	0.06	435	110	0.40
6155.0	0.110	2.110	0.490	443	0.05	639	148	0.33
6165.0	0.140	3.030	0.490	443	0.04	797	128	0.38
6175.0	0.130	2.250	0.580	445	0.05	576	148	0.39
6185.0	0.140	2.810	0.550	445	0.05	432	84	0.65
6195.0	0.210	2.540	0.650	444	0.08	498	127	0.51
6205.0	0.180	2.490	0.640	442	0.07	395	101	0.63
6215.0	0.180	2.650	0.630	444	0.06	530	126	0.50
6225.0	0.150	2.360	0.550	447	0.06	605	141	0.39
6235.0	0.180	2.950	0.710	446	0.06	590	142	0.50
6245.0	0.140	2018.000	0.530	443	0.06	436	106	0.50
6255.0	0.150	2021.000	0.510	444	0.06	502	115	0.44
6265.0	0.140	1.950	0.440	440	0.07	609	137	0.32
6275.0	0.140	1.990	0.640	443	0.07	568	182	0.35
6285.0	0.180	2.450	0.590	443	0.07	500	120	0.49
6295.0	0.180	2.330	0.550	442	0.07	495	117	0.47
6305.0	0.160	1.980	0.640	442	0.07	638	206	0.31

6315.0	0.170	1.950	0.810	440	0.08	750	311	0.26
6325.0	0.180	1.940	0.440	441	0.08	473	107	0.41
6335.0	0.180	2.150	0.410	443	0.08	320	61	0.67
6345.0	0.170	1.810	0.390	440	0.09	270	58	0.67
6355.0	0.170	1.600	0.520	439	0.10	484	157	0.33
6365.0	0.220	2.490	0.520	441	0.08	461	96	0.54
6375.0	0.200	2.570	0.510	438	0.07	584	115	0.44
6385.0	0.140	1.670	0.480	440	0.08	439	126	0.38
6395.0	0.190	2.120	0.300	409	0.08	471	66	0.45
6405.0	0.150	1.820	0.460	441	0.08	350	88	0.52
6415.0	0.220	1.840	0.410	439	0.11	471	105	0.39
6430.0	0.240	3.800	0.490	432	0.06	550	71	0.69
6440.0	0.210	3.340	0.530	437	0.06	402	63	0.83
6450.0	0.210	2.710	0.450	433	0.07	410	68	0.66
6460.0	0.220	3.260	0.500	433	0.06	374	57	0.87
6470.0	0.210	3.420	0.600	435	0.06	375	65	0.91
6480.0	0.170	3.460	0.620	440	0.05	372	66	0.93
6490.0	0.210	3.850	0.560	440	0.05	413	60	0.93
6500.0	0.180	3.470	0.550	438	0.05	542	85	0.64
6510.0	0.210	3.850	0.530	441	0.05	550	75	0.70
6516.0	0.200	3.410	0.560	441	0.06	437	71	0.78
6516.0	0.010	0.020	0.230	453	0.50	7	88	0.26
6519.0	0.010	0.040	0.150	379	0.25	16	62	0.24
6522.0	0.010	0.020	0.170	346	0.50	14	121	0.14
6525.0	0.000	0.030	0.120	367	0.00	12	48	0.25

6540.0	0.700	4.750	2.730	438	0.13	552	317	0.86
6555.0	0.370	4.340	0.650	435	0.08	456	68	0.95
6570.0	0.240	3.400	0.740	441	0.07	395	86	0.86
6585.0	0.260	3.380	0.570	438	0.07	427	72	0.79
6600.0	0.290	3.360	0.550	439	0.08	377	61	0.89
6612.0	0.000	0.060	0.070	560	0.00	10	12	0.56
6618.0	0.000	0.060	0.030	407	0.00	23	11	0.26
6625.0	0.000	0.060	0.020	497	0.00	33	11	0.18
6628.0	0.000	0.060	0.180	302	0.00	28	85	0.21
6630.0	0.560	4.310	1.590	433	0.12	473	174	0.91
6645.0	0.210	3.440	0.710	443	0.06	382	78	0.90
6660.0	0.270	3.550	0.560	438	0.07	403	63	0.88
6675.0	0.210	3.110	0.490	441	0.06	403	63	0.77
6690.0	0.220	3.190	0.500	442	0.06	414	64	0.77
6705.0	0.220	2.660	0.500	436	0.08	397	74	0.67
6720.0	0.220	2.850	0.490	437	0.07	390	67	0.73
6735.0	0.190	2.720	0.530	440	0.07	544	106	0.50
6750.0	0.330	3.530	0.670	437	0.09	483	91	0.73
6765.0	0.210	2.810	0.550	439	0.07	425	83	0.66
6780.0	0.250	3.400	0.580	441	0.07	435	74	0.78
6795.0	0.290	3.870	0.640	441	0.07	471	78	0.82
6800.0	0.260	3.530	0.620	444	0.07	464	81	0.76
6810.0	0.330	4.660	0.930	446	0.07	575	114	0.81
6820.0	0.270	3.590	0.840	446	0.07	448	105	0.80
6830.0	0.310	3.670	0.890	443	0.08	453	109	0.81

6840.0	0.360	3.030	1.270	437	0.11	466	195	0.65
6850.0	0.250	3.380	0.870	446	0.07	545	140	0.62
6860.0	0.300	3.980	0.940	443	0.07	698	164	0.57
6870.0	0.460	3.940	1.010	435	0.10	656	168	0.60
6880.0	0.400	5.180	1.010	447	0.07	609	118	0.85
6891.0	0.340	4.730	0.910	449	0.07	705	135	0.67
6891.0	0.010	0.010	0.070	338	0.50	12	87	0.08
6892.0	0.000	0.010	0.160	331	0.00	14	228	0.07