



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA EN INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL**

**CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA, PETROGRAFÍA
ORGÁNICA Y EVALUACIÓN DEL POTENCIAL
OLEOGENERADOR DE LAS ROCAS DEL
OXFORDIANO (FM. SANTIAGO) EN LA PARTE SUR DE
LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA, MÉXICO**

**TESIS DE MAESTRÍA
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA (EXPLORACIÓN)**

PRESENTA

CARLOS MANUEL TEJEDA GALICIA

DIRECTOR DE TESIS: DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO



MÉXICO, D. F. CIUDAD UNIVERSITARIA 2006



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Eduardo Aguayo, quién impulsó con sus comentarios desde el principio con el fin de avanzar, lo cual repercutió en la continuidad del trabajo hasta su terminación, así como también de sus indicaciones, siempre alentadoras.

Al Dr. Luis Aguilar quién mostró el interés en que se logrará publicar este estudio con base en las nuevas metodologías de trabajo de investigación y que mantuviera la fe en el mismo.

Al Dr. Raymundo Martínez Serrano, por su crítica constructiva y consejos con el fin de ordenar el escrito relacionado con las características de la discusión y los resultados, conforme al programa de posgrado vigente.

Al M. C. Noel Holguín Quiñones, ex compañero de trabajo de PEMEX Exploración quién sancionó con su experiencia académica y técnica el presente trabajo.

Al M. A. Miguel Juárez Casas quién efectuó los comentarios pertinentes a la tesis a fin de que se concluyera.

Al Dr. Martín Cárdenas Soto, Presidente del Subcomité Académico del Campo de Conocimiento y del Profesor Ing. Emiliano Campos Madrigal , ambos de la Facultad de Ingeniería, por su comprensión y apoyo administrativo para la presentación de la tesis.

Se agradece al Dr. Ricardo Padilla y Sánchez por su guía. El Dr. Padilla no solo ha sido mi orientador académico sino también el profesor que ha transferido sus cualidades humanas en los ámbitos del aula y el trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, casa de la y por la Raza, quién abre sus puertas a todos los mexicanos y al mundo para conocer a la naturaleza y la sociedad, quién permite el libre pensamiento y que honra con su grandeza el Espíritu de la disertación para llegar a la verdad.

A la Sección de Posgrado de la Facultad de Ingeniería porque me extendió la mano y confió en mí, al haberme permitido colaborar en la academia.

A Petróleos Mexicanos se le entrega esta tesis como parte del compromiso por haberlo becado en la UNAM.

Al M. I. Adán Oviedo Pérez, Subdirector de la Coordinación Técnica de PEMEX Exploración, quién autorizo la publicación de la tesis, al M. C. Juan Antonio Cuevas Leree, Administrador del Activo Regional de Exploración Norte e Ing. Mario Aranda García, del Activo Regional de Exploración Norte por facilitar el material bibliográfico y al M. I. Francisco Fuentes Pacheco de la Coordinación PEMEX Exploración por su respaldo.

A Comisión Federal de Electricidad Departamento de Geohidrología, mi actual casa para el desarrollo profesional de mis actividades. Al Ing. Víctor Mata Villavicencio e Ing. Juan Manuel Nieto Calleja, quienes permitieron utilizar la infraestructura y tiempo para la elaboración de la tesis, sin ello no hubiera sido posible publicarla, así como también al M. I. Oscar Murguía Aizpurua por su apoyo incondicional y orientación para que se publicara y finalmente al Sr. Fernando Pimentel Cuadros quién me apoyo totalmente en la elaboración de las figuras, gráficas y presentación del texto. Sin todo este apoyo sería prácticamente imposible la presentación del presente trabajo.

IN MEMÓRIAM

CARLOS ANTONIO TEJEDA GARCIA



HA SIDO Y FUE UN GRAN HIJO, UN GRAN JOVEN Y UN GRAN HOMBRE, SU VOLUNTAD DE SOBREVIVIR CON EL CÁNCER FUE SUPERIOR Y EJEMPLO PARA TODA LA FAMILIA, NOS MOSTRO QUE SU ELEVADA ESPITUALIDAD LO HACIA FUERTE Y HUMILDE AL MISMO TIEMPO.

EN GRACIA SE FUE. (21/SEP/2003)

(Q. E. P. D.)



PINTURA REALIZADA Y PRESENTADA POR CARLOS ANTONIO EN UNA EXPOSICIÓN EFECTUADA EN EL AÑO DE 1999

DEDICATORIA

A MIS HIJOS:

*ERICK MANUEL,
CARLOS ANTONIO
PATRICIA ALEJANDRA
CON CARIÑO Y AMOR POR SIEMPRE*

A MI ESPOSA:

MARÍA MERCEDES PATRICIA GARCIA DEL LLANO

A MIS PADRES:

*MANUEL TEJEDA TORNERO (Q. E. P. D.)
LEONOR GALICIA ÁLVAREZ*

A MIS HERMANOS

JAVIER, EDUARDO Y DANIEL

A:

RICARDO GARCÍA VILLEGAS (Q. E. P. D.)

A:

MI FAMILIA ENTERA

A

MIS AMIGOS

A:

*MIS AMIGOS Y EX –COMPAÑEROS
DE TRABAJO (Q. E. P. D.)*

Y:

A MI PAÍS

“siendo de la UNAM:..... algo tiene que ver la historia con la fisica cuántica”

Carlos Antonio Tejeda G.

CONTENIDO

	Pág.
AGRADECIMIENTOS	x
DEDICATORIA	xii
PREFACIO	xiii
RESUMEN	xiv
ABSTRACT	xv
1.0 INTRODUCCIÓN.	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Planteamiento del problema	3
1.3 Justificación del estudio	4
1.4 Localización del área de estudio	5
1.5 Aspectos fisiográficos generales	5
1.6 Objetivo general	5
1.7 Objetivos particulares	6
1.8 Metodología general del trabajo	6
2.0 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	8
2.1 Basamento y columna geológica general de la parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla (PSCTM).	8
2.1.1 Basamento	8
2.1.2 Columna geológica de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla.	10
2.1.3 Características estratigráficas de las rocas del Oxfordiano (Fm. Santiago).	13
2.1.4 Descripción litoestratigráfica de la Fm. Santiago en el Área Noroeste de la parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla	14
2.1.5 Descripción litoestratigráfica de la Fm. Santiago en el Área Sureste de la parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla	15
2.2 Sedimentación del Oxfordiano y paleogeografía.	16
3.0 MATERIALES Y MÉTODOS	22
3.1 Materiales y métodos empleados en la determinación de la maduración térmica de la materia orgánica dispersa fósil por medio del Índice Tiempo – Temperatura.	22
3.2 Materiales y métodos empleados en la caracterización de las rocas del Oxfordiano por medio de técnicas geoquímicas y de petrografía orgánica.	22

CONTENIDO

	Pág.
4.0 GEOQUÍMICA Y EVALUACIÓN DEL POTENCIAL OLEOGENERADOR DE LAS ROCAS DEL OXFORDIANO (FM. SANTIAGO) Y RESULTADOS	30
4.1 Madurez térmica regional en la parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla en la materia orgánica dispersa fósil (MODF) de las rocas del Oxfordiano.	30
4.1.1 Relación entre las gráficas de Historia de Sepultamiento y el método indirecto para la determinación de la maduración térmica Índice Tiempo – Temperatura en la PSCTM.	31
4.1.1.1 Historia de Sepultamiento (velocidad relativa de sedimentación y subsidencia).	33
4.1.1.2 Configuración del ITT en la PSCTM a la base de las rocas del Oxfordiano (Fm. Santiago) y zonas de maduración térmica. (Método Indirecto)	39
4.2. Caracterización, interpretación geoquímica y potencial oleogeneador de las rocas del Oxfordiano.	40
4.2.1 Selectividad con base en valores mínimos de Carbono orgánico (Corg.) y datos de pirólisis (Rock- Eval II) en muestras del Oxfordiano (Fm. Santiago).	41
4.2.2 Registros geoquímicos.	42
4.2.3 Distribución geográfica y configuración de los datos de pirólisis (Rock – Eval II) y Carbono orgánico para las rocas del Oxfordiano.	49
4.2.4 Distribución geográfica y configuración de la temperatura máxima de pirólisis (Rock - eval. II). (Método directo para determinar el grado de maduración térmica de la MODF en las rocas del Oxfordiano, Fm. Santiago).	52
4.2.5 Caracterización por petrografía orgánica para indicar el grado de maduración térmica de la MODF y presencia de hidrocarburos en muestras de dos pozos exploratorios denominados PMP-1 y XCHT-1.	58
4.2.6 Relación general entre los datos del poder reflector de la Vitrinita (PRV) e intensidad de fluorescencia entre los pozos PMP-1 y XCHT-1.	73
4.2.7 Distribución geográfica de los datos del poder reflector de la vitrinita (PRV) y su configuración para determinar el grado de madurez térmica en las rocas del Oxfordiano.	74
5.0 DISCUSIÓN	75
5.1 Relación y correlación de parámetros de madurez térmica de la MODF del Oxfordiano (Fm. Santiago) obtenidos en este estudio y su aplicación en la exploración petrolera.	75
6.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	80
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82

RELACIÓN DE FIGURAS, TABLAS Y ANEXOS FIGURAS

	Pág.
Capítulo 1.0	
Fig.1.1 Plano de localización de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla (PSCTM).	5
Capítulo 2.0	
Fig.2.1 Tipos de basamento (Modificado de Jacobo, A. J., 1986)	9
Fig.2.2 Esquema mostrando la estratigrafía generalizada del límite de las provincias de la Sierra Madre Oriental y la Planicie Costera del Golfo hasta el Paleoceno, Pre-paroxismo Laramídico, así como los tipos de basamento. (Patiño, et al., 1986).	10
Fig. 2.3 Columna geológica compuesta de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla (1,2 y 3 son rocas metamórficas y granitoides).	10
Fig.2.4 Sección estratigráfica de la Serie Huasteca en diferentes partes del ex – distrito Poza Rica, al este de México (Cantú, 1992).	13
Fig.2.5 Paleogeografía del Oxfordiano y Litofacies. A la Formación Santiago se le atribuye la Facies de Cuenca y para la Facies de Plataforma se le atribuye la Formación Cabellal. (Modificado de Reynoso, et al., 1988). La flecha indica la dirección regional probable del depósito de las Facies de Cuenca	14
Fig.2.6 Textura microlaminar – orgánica de la Fm. Santiago. Pozo PMP – 1, profundidad 3967 m. Fotomicrografía tomada a la preparación de roca total (WR) bajo luz fluorescente incidente. P = pirita y B = bitumen.	15
Fig.2.7 Esquemas paleogeográficos regionales del Jurásico Superior. a) Paleogeografía del Oxfordiano b) Paleogeografía del Kimmeridgiano Temprano, c) Paleogeografía del Tithoniano (Salvador, A., 1981).	17
Fig.2.8 Estratigrafía de la Planicie Costera del Golfo mostrando los eventos anóxicos oceánicos (OAE) y las formaciones relacionadas a estos eventos. (Modificado de Comet, et al., 1993).	19
Fig.2.9 Fotomicrografías de kerógeno I y II. MODF, Amorfa (Am) – Algácea (Al) y leñosa (L) del Oxfordiano. Preparación lámina delgada (pozo PMP-1, luz transmitida, 20X).	20
Fig.2.10 Fotomicrografías de kerógeno I y II. MODF, Amorfa (Am) – Algácea (Al) y Leñosa (L) del Oxfordiano (Fm. Santiago). Preparación lámina delgada (pozo PMP– 1. A y B, luz fluorescente y C, luz reflejada, 20X).	21
Capítulo 3.0	
Fig.3.1 Preparación roca total (WR) mostrándose los moldes de plástico y la muestra de fragmentos de roca embebidos en resina epóxica seca, endurecida y pulida.	25
Fig.3.2 Vista del microscopio fotómetro marca “Leitz MPV compact”, acoplado a una computadora personal y diagrama.	26

Fig.3.3	Representación esquemática de la evolución de algunos macerales, en el curso de la carbonificación, principales índices petrográficos y “Zonas Petrolíferas de Vassoevich”. (Modificado de Alpern et al., 1994).	27
Fig.3.4	Clasificación de hidrocarburos líquidos y migrabitúmenes en la preparación de roca total de granos o fragmentos de roca pulidos, mediante la obtención del poder reflector de los migrabitúmenes (PRB) y de la fluorescencia. (Modificado de Alpern et al., 1994).	28

Capítulo 4.0

Fig.4.1	Plano de localización de pozos exploratorios en la parte sur de la Cuenca Tampico– Misantla. Áreas Noroeste y Sureste: PFT-1, CHC-1, CMP-101, HCN-201, RTN-1, PLN-1, SOM-101, PR-55, CNT-1, PMP-1, TOT-1, CTZ-101, CCN-101, STL-1 y XCHT-1.	33
Fig.4.2	Gráficas de Historia del Sepultamiento (GHS) y franja de la ventana de Generación del Petróleo (ITT= 7 a IIT=160) en el Área Noroeste de la PSCTM para los pozos: a.- PFT-1 y b.- PLN -1, ubicados en el sector Norte y para c.- CMP-1 y d.- CNT-1, ubicados en el sector Central y Sur de la PSCTM. Escala horizontal en millones de años (m. y.) y la vertical en miles de metros (m).	35
Fig.4.3	Gráficas de Historia del Sepultamiento (GHS) y franja de la ventana de Generación del Petróleo (ITT= 7 a ITT= 160) en el Área Sureste PSCTM para los pozos: a.- RTN-1, b.- PR-55, c.- SOM-101 y d.- PMP-1, ubicados en el sector Este y para e.-CCN-101 y f.- XCHT-1, ubicados en el sector Sur de la CTM. Escala horizontal en millones de años (m. y.) y la vertical en miles de metros (m).	38
Fig.4.4	Plano de configuración del Índice Tiempo – Temperatura (ITT) para la base de la Fm. Santiago (Oxfordiano). (Modificado de Tejeda, 1990).	39
Fig.4.5	Localización de pozos y distribución geográfica con datos de los resultados analíticos promedio de Corg., S1 y S2 (pirólisis Rock – Eval II) obtenidos de muestras no extraídas para la Fm. Santiago y tendencia a mayor contenido de hidrocarburos potenciales (S2). Corg. = Carbono Orgánico en %, S1 = mg HC/ gr-roca, S2= mg HC/gr-roca, *= muestras únicas no promediado su valor.	50
Fig.4.6	Localización de pozos y distribución geográfica con datos analíticos promedio de Corg. y S2 de pirólisis (Rock – Eval II), correspondiente a muestras extraídas de la Fm. Santiago y tendencia a mayor contenido de hidrocarburos potenciales (S2).	51
Fig.4.7	Localización de pozos y distribución geográfica con datos de resultados analíticos de temperatura máxima (Tmax.) de pirólisis (Rock- Eval II), correspondiente a muestras no extraídas de la Fm. Santiago y tendencia a mayor maduración térmica. (Tmax.= en grados °C).	53
Fig.4.8	Localización de pozos y distribución geográfica con datos de resultados analíticos de temperatura máxima de pirólisis (Rock – Eval II) correspondiente a muestras extraídas de la Fm. Santiago y tendencia a mayor maduración térmica. (Tmax. = en grados °C).	54
Fig.4.9	Localización de pozos y distribución geográfica con datos de resultados analíticos de valores mínimos y máximos de temperatura máxima de pirólisis (Rock – Eval II) para muestras no extraídas de la Fm. Santiago. Valores en el intervalo de muestreo. (Tmax.= en grados °C).	55

Fig.4.10	Localización de pozos y distribución geográfica con los pocos datos de resultados ópticos del Índice de Alteración Térmica (IAT) para la MODF de tipo algácea de la Fm. Santiago.	56
Fig.4.11	Diagrama de IH vs. IO para muestras sin extraer de la Fm. Santiago. Los números en la gráfica corresponden a las muestras analizadas y son de la base de datos del Prospecto Tamosantla I (Tejeda, 1990).	57
Fig.4.12	Diagrama de IH vs. IO para muestras extraídas de la Fm. Santiago. Los números en la gráfica corresponden a las muestras analizadas y son de la base de datos del Prospecto Tamosantla I (Tejeda, 1990).	57
Fig.4.13	Gráfica del poder reflector de la vitrinita vs. profundidad del pozo PMP-1. (Modificado de Tejeda et al., 1994a).	59
Fig.4.14	Concentración rica en Humita (H) y Liptinita (L), ésta presenta fluorescencia en el intervalo 3998 a 4007 m de la Fm. Santiago. Preparación fracción ligera muestra LF79. (Modificado de Tejeda et al., 1994a).	60
Fig.4.15	Huminita grande (H) con Liptinita (L) que presenta fluorescencia café y amarilla constituida principalmente de fragmentos de Liptodetrinita (Ld) y esporas (E) en el intervalo 3999-4007 m de la Fm. Santiago. Preparación fracción ligera muestra LF79. (Modificado de Tejeda et al., 1994a).	61
Fig.4.16	Gráfica de fluorescencia de hidrocarburos (neoformados o disueltos en la resina) vs. profundidad del pozo PMP-1. W.- débil, M.- media y H.- alta fluorescencia. WR.- Preparación roca total. (Modificado de Tejeda et al., 1994a).	62
Fig.4.17	Fluorescencia amarilla (fotomicrografía de la derecha) del Liptibitumen (Lb) que impregna partículas carbonatadas (PC) en el intervalo 3639-3643 m. del pozo PMP-1. Preparación roca total muestra WR74. (Modificado de Tejeda et al., 1994a).	63
Fig.4.18	Matriz órgano-mineral (MOM) de una lutita bituminosa, café dorado, mostrando impregnación amarilla - verdosa, en el agregado clástico, interestratificada. Presenta fluorescencia amarillo y café en el intervalo 3998-4007 m. del pozo PMP-1. Preparación roca total muestra WR79. (Fotomicrografía izquierda en luz reflejada y fotomicrografía derecha con luz fluorescente. (Modificado de Tejeda et al., 1994a).	64
Fig.4.19	Matrices órgano-minerales (MOM) de Lutita Bituminosa (Oil Shales), ricas en Liptinita con Lamalginita (Lal) café (izquierda) y algodetrinitas, telalginitas y otras liptinitas (Ald-Tal-L) café amarillo a café (derecha), en el intervalo 4063 – 4179 metros de profundidad del pozo PMP-1. Preparación, roca total muestra WR80 (izquierda) y WR81 (derecha), ambas en luz fluorescente. (Modificado de Tejeda et al., 1994a).	64
Fig.4.20	Hidrocarburos (HC's) liberados a partir de fracturas y huecos de una partícula de limolita matriz mineral (MM). Intervalo 4394 - 4403 m. Preparación roca total, muestra WR84. (Modificado de Tejeda et al., 1994a).	65
Fig.4.21	Matriz órgano - mineral (MOM), microlaminada, rica en Liptinitas principalmente Lamalginita (Lal) y Telalginita (Tal), la cual presenta fluorescencia café dorada a 4463 m. Preparación roca total muestra WR85. (Modificado de Tejeda et al., 1994a).	65
Fig.4.22	Gráfica de poder reflector de la Vitrinita vs. profundidad del pozo XCHT-1. (Modificado de Tejeda et al., 1994b).	67

Fig.4.23	Gráfica de fluorescencia de hidrocarburos (neoformados o disueltos en resina) vs. profundidad del pozo XCHT-1. W.- débil, M.- media y H.- alta fluorescencia. WR. Preparación roca total. (Modificado de Tejeda et al., 1994b).	69
Fig.4.24	Fragmento de roca en la cual la matriz mineral (MM) esta impregnada periféricamente con hidrocarburos (HC's), en forma de redes de microfisuras y/o intercrystalinamente. Muestra a 2465 m. Preparación roca total, muestra WR93. (Modif. de Tejeda et al., 1994b).	70
Fig.4.25	Típica matriz sapropélica microlaminada con saprovitrinita (SV), masas de Bituminita (Bit) y Liptinita de tipo Lamalginita (Lal) y Algodetrinita (Ald), observadas por la fluorescencia amarillo a café dorado, en el intervalo 2479 – 2488 metros de profundidad. Preparación roca total, muestra WR94. (Modif. de Tejeda et al., 1994b).	70
Fig.4.26	Matrices carbonatadas microcristalinas (MM) con Bitumen (Bit) del tipo Liptibitumen y Vitribitumen intercrystalino. Intervalo 3182 – 3311 m. Preparación, roca total, muestras WR107 y WR109. (Modificado de Tejeda et al., 1994b).	71
Fig.4.27	Plano con valores de poder reflector de la Vitrinita (%Ro), obtenidos de la Fm. Santiago (Oxfordiano) en los pozos exploratorios HCN –201, PMP – 1, STL – 1 y XCHT – 1 localizados principalmente en el Área Sureste de la parte sur de la Cuenca Tampico-Misantla.	74

Capítulo 5.0

Fig.5.1	Correlación semi lineal entre el ITT y Tmax de pirólisis (Rock – Eval II) para muestras del Oxfordiano (Fm. Santiago), en el Área Sureste de la PSCTM. Escala horizontal ampliada. Nótese que el intervalo de Tmax está en el grado de madurez térmica inmaduro a inicialmente maduro (Rango de Tmáx de 429° a 432.5° C).	76
Fig.5.2	Correlación semi lineal entre el ÍTT y Tmax de la pirólisis (Rock – Eval II) para muestras del Oxfordiano (Fm. Santiago), en el Área Noroeste de la PSCTM para los pozos CMP-101, CNT-1 y PFT -1. Nótese que el intervalo de Tmax está cubriendo el grado de madurez térmica de inmaduro a maduro (Rango de Tmáx de 431° a 458° C).	76
Fig.5.3	Correlación semi lineal entre el ÍTT y Tmax de pirólisis (Rock – Eval II) para muestras del Oxfordiano (Fm. Santiago), en la PSCTM. Las muestras de los pozos PMP-1, SOM-1, CCN-101, RTN-1 y CMP-101, se ubican en el intervalo de madurez térmica inmaduro a maduro. Y las muestras de los pozos CNT-1 y PFT-1 se ubican en la madurez.	77

T A B L A S

Capítulo 1.0

Tabla 1.1	Autores que han efectuado estudios sobre rocas oleogeneradoras del Jurásico Superior y/o Oxfordiano hasta 1996 en la Cuenca de Tampico – Misantla.	3
-----------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---

Capítulo 2.0

Tabla 2.1	Dataciones geocronométricas en algunas rocas basales e intrusivas de la parte sur de la Cuenca de Tampico - Misantla. (Modificado de Tejeda, 1990).	8
Tabla 2.2.	Tabla Estratigráfica en la Cuenca de Tampico – Misantla y de la parte sur.	12

Capítulo 4.0

Tabla 4.1	Correlación entre el Índice Tiempo-Temperatura (ITT), grado de maduración térmica, el poder reflector de la Vitrinita (PRV = % Ro) con las diferentes etapas de generación y preservación del petróleo. F.F:G:P.= Fase Fundamental de Generación del Petróleo. (Modificado de Waples, 1985. Tomado de Tejeda, 1990).	32
Tabla 4.2	Pozos con información geoquímica en la Fm. Santiago del Oxfordiano.	40
Tabla 4.3	Valores medios de poder reflector de la Vitrinita (%Ro) y de intensidad de fluorescencia obtenidos en las muestras de las columnas geológicas correspondiente a los pozos exploratorios PMP-1 y XCHT-1. Notas:1).- Observado en la preparación de fracción ligera (LF); 2).- Observado en la preparación de roca total (WR).	73

Capítulo 5.0

Tabla 5.1	Datos del grado de madurez térmica de la materia orgánica dispersa fósil de las muestras del Oxfordiano (Fm. Santiago), con base en los parámetros obtenidos en este estudio como fueron, el Índice Tiempo -Temperatura, temperatura máxima de pirólisis (Rock – Eval II) y poder reflector de la Vitrinita (%Ro). Valores medios. N. D.- Significa parámetro no determinado.	75
Tabla 5.2	Carta de rangos de maduración. (Tomado de “Maduration Range Chart” Demaison, 1983)	78
Tabla 5.3	Correlación generalizada para una selección de parámetros de madurez térmica (Tomado de Robertson Group plc.).	79

GRÁFICAS

Capítulo 4.0

Gráfica 4.1	Registros geoquímicos de los pozos exploratorios PFT – 1, CMP – 101 y CNT – 1 del Área Noroeste.	46
Gráfica 4.2	Registros geoquímicos de los pozos exploratorios RTN –1 y SOM -101 del Área Sureste.	47
Gráfica 4.3	Registros geoquímicos de los pozos exploratorios PMP -1 y CCN -101 del Área Sureste.	48

ANEXOS

ANEXO 1	Glosario de términos utilizados en petrografía orgánica y citada en la presente tesis.	90
----------------	----------------------------------------------------------------------------------------	----

P R E F A C I O

El objetivo actual de la exploración petrolera es definir y determinar la probabilidad y existencia de hidrocarburos en el subsuelo con un mínimo costo y a un bajo riesgo geológico.

Nuestro país es reconocido mundialmente por los continuos descubrimientos de importantes yacimientos ubicados principalmente en la llanura y plataforma continental del Golfo de México; esto se debe en gran parte a la utilización de varias técnicas aplicadas en la exploración, como la geología del subsuelo y la sismología.

Sin embargo, en el transcurso de la exploración para incorporar nuevas y bastas reservas petroleras se han presentando problemas al tratar de ampliar o extender los campos o localizar nuevas áreas poco exploradas o sub-exploradas.

En este sentido las técnicas exploratorias y de investigación de la geoquímica orgánica, y petrografía orgánica representan un papel importante en la resolución de los problemas que se presentan, son además herramientas directas para la exploración de hidrocarburos, y que por su aplicación, ambas puede citarse que son de reciente aplicación en México, mientras que en los países avanzados se encuentra en pleno desarrollo. Por lo que para la identificación de los procesos de generación, migración, acumulación y transformación de los hidrocarburos la Geoquímica Orgánica auxilia notoriamente.

Este estudio, es de tipo regional para casi toda la parte sur de la Cuenca de Tampico-Misantla y está referido a las rocas de edad Oxfordiana, que litoestratigráficamente corresponden principalmente a la Fm. Santiago.

Con base en sus características geoquímicas, como pirólisis (Rock Eval II), carbono orgánico, petrografía orgánica (técnica óptica) y de la aplicación del método indirecto de maduración térmica del Índice Tiempo-Temperatura (Lopatin, 1971, Lopatin and Bostik, 1973, Waples, 1980 y 1985), se determina su potencialidad como roca generadora de hidrocarburos, desde un punto de vista regional.

Finalmente, conviene indicar que el estudio se basa, en gran parte, en el Prospecto Tamosantla I de Petróleos Mexicanos, desarrollado por el autor en los años de 1988 a 1990, además de incluir los pozos PMP-1 y XCHT-1 que como resultado de ese prospecto fueron seleccionados por el autor para que fueran estudiados, por técnicas ópticas, en la Unidad de Petrología Orgánica de la Universidad de Porto, en Portugal, en el año de 1993 y publicados sus resultados para PEMEX Exploración en el año de 1994 los cuales fueron reinterpretados para la presente tesis.

RESUMEN

En este estudio se define con claridad la importancia de las rocas del Oxfordiano, en especial la Formación Santiago como una roca con potencial evidente de generación de hidrocarburos en la parte sur de la Cuenca Tampico-Misantla (PSCTM).

Sus características petrográficas – sedimentológicas, aún no totalmente estudiadas, indican que se trata de una unidad constituida por sedimentos arcillosos y arcillo – carbonatados formadas en ambiente marino de cuenca bajo condiciones anóxicas.

Con base en el Índice Tiempo - Temperatura, temperatura máxima de pirólisis (Rock – Eval II), el poder reflector de la Vitrinita y los datos obtenidos por medio de la petrografía orgánica efectuada en los pozos PMP-1 y XCHT – 1 se establece que el Área Sureste de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla, la Materia Orgánica Dispersa Fósil (MODF) contenida en las rocas del Oxfordiano presenta una inmadurez o incipiente madurez térmica

Esta unidad litológica, en el Área Sureste, se presenta estructuralmente la materia orgánica dispersa fósil (MODF) en forma laminar y microlaminar en lutitas, margas y/o calizas macrocristalinas arcillosas, la cual se intercala entre la matriz mineral. Esta materia orgánica es de tipo Alginítico, en realidad Lamalginítico, o sea algas orgánicas fósiles distribuidas laminarmente. Las condiciones de inmadurez o madurez térmica incipiente se observaron principalmente con luz fluorescente, ésta MODF es precursora de hidrocarburos de alto rendimiento por volumen de roca. Se consideran así por presentar una semejanza textural con las lutitas bituminosas, por lo cual se denomina en este trabajo a las rocas del Oxfordiano (Fm. Santiago), como unas "Oil Shales".

Los datos geoquímicos de carbono orgánico, y los de la pirólisis (Rock –Eval II), confirman que las muestras de las rocas del Oxfordiano, Fm. Santiago, en el Área Sureste de la PSCTM tienen buen potencial para generar hidrocarburos.

Al considerar estos factores se puede interpretar que existen los suficientes argumentos y condiciones para continuar explorando en el Área Sureste de la parte sur de la Cuenca Tampico-Misantla con respecto a la distribución regional de la Formación Santiago del Oxfordiano.

ABSTRACT

In this study is defined the importance of the Upper Jurassic Oxfordian rocks of the Santiago Formation as a potential oil source rock at the southern part of Tampico – Misantla Basin, Northeastern Mexico.

The petrography and sedimentology of the Santiago Formation indicated that it is mostly a shaly limestone or a lime shale that were formed under anoxic marine environment.

For this paper, it was calculated Time – Temperature Index (ITT) for several wells, and was measured Tmax from the Rock – Eval Pyrolysis on 346 samples. At the same time vitrinite reflectance and petrographic evaluation of the organic matter from Oxfordian samples of the two PEMEX wells were evaluated in order to establish the thermal evolution of this Upper Jurassic Unit. In some cases this unit is inferred as Oil Shale for the southern part of Tampico – Misantla Basin

In conclusion, it was defined the very good potential of the Santiago Formation as a oil source rock which is immature to early mature when is similar as oil shale at present time, and which we consider that partially contributed to the generation of the oil and gas that now is being exploited in the Tampico – Misantla Basin.

1.0 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

En el área de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla el conocimiento geoquímico de las rocas generadoras de hidrocarburos del Jurásico Superior, fue establecido por el Dr. Carlos Arredondo en el año de 1973, con lo cual se dio un importante avance en la información geoquímica. Este autor considera a las rocas sedimentarias del Oxfordiano como las principales oleogeneradoras en el área de Poza Rica, Veracruz.

Estudios posteriores no solo mostraron que las rocas sedimentarias del Oxfordiano eran las principales rocas oleogeneradoras sino que fueron también las del sistema del Jurásico Superior. En este sentido se tienen registrados varios estudios geoquímicos - geológicos que se desarrollaron en la Cuenca Tampico - Misantla entre los años 1972 a 1994 los que a continuación se citan:

Los estudios más antiguos para las rocas del Oxfordiano y/o del Jurásico Superior son la de Arredondo (1973) y un informe de análisis geoquímico efectuado por la compañía Amoco en 1972, (Tabla-1.1). Así Amoco Co., indica que la Fm. Santiago (Oxfordiano) puede representar una rica fuente capaz de generar y expulsar grandes cantidades de aceite tipo JB (equivalente a una formación del Jurásico Superior del Sur-Sureste del estado de Texas y referida como comparación), el cual es común en los yacimientos de la región (Tejeda, 1990).

Arredondo (1973) con base en los estudios geoquímicos de varias muestras de la zona de Poza Rica realizados en los laboratorios de la Universidad Lomonosov en Moscú, en la antigua Unión Soviética, determina a las margas de la Formación Santiago como: "Indudablemente generadoras con un alto potencial y encuentra que, en las áreas donde esta unidad ha permanecido por cerca de 100 millones de años a altas temperaturas (85 a 105°C) y presiones, su potencial es de carácter residual (agotado) y en otras áreas donde el tiempo y la temperatura han sido menos críticas se encuentra dentro de la fase principal de generación" (González and Holguín, 1991).

Posteriormente la Shell Oil Co., en 1983 (Tejeda, 1990), considera "tentativamente" con base en 2 muestras, una del pozo HCN-201 y otra del pozo STP-1, a la Fm. Santiago, como una de las principales generadoras de hidrocarburos.

A partir de los años 80's el laboratorio de geoquímica del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) inicia el análisis geoquímico – orgánico sistemático de muestras procedentes de varias provincias petroleras del país.

Lo anterior fue importante porque se utilizó esta información analítica para la parte norte de la Cuenca Tampico - Misantla. Romero y colaboradores del IMP en 1985, determinan con base a estudios geoquímicos que hay "un origen común para todos los aceites estudiados" y consideran a las rocas del Kimmeridgiano (Fm. Taman) y Tithoniano (Fm. Pimienta) como las que contribuyeron a la generación de los aceites" en dicha porción de la cuenca, citado por González y Holguín (1991).

Así también los datos analíticos del IMP, fueron utilizados para el presente estudio. Estos fueron compilados y seleccionados entre 1998 y 1990 (vía PEMEX – Exploración). Fueron 598 muestras analizadas por medio de pirólisis Rock-Eval II y de 443 muestras de estudios ópticos obtenidas de varios pozos exploratorios localizados en la parte sur de la

Cuenca Tampico - Misantla. Estos resultados son parte de la base de datos con la cual se elaboró el estudio.

De 1988 a 1990 Tejeda (1990) desarrolla con base en esa información analítica, el Prospecto Tamosantla I Interpretación e Integración Geológico – Geoquímico; con base a toda la información acumulada de 2159 muestras superficiales y del subsuelo, correspondiente a una parte de la Sierra Madre Oriental y a la parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla. Este autor establece que: "Las rocas oleogeneradoras de mayor a menor orden de importancia, según los datos geoquímicos atractivos son: la Formación Santiago del Oxfordiano, Pimienta del Tithoniano y Tamán del Kimmeridgiano".

Posteriormente en la Tesis Doctoral de Guzmán, (1991) quien trabajó en la parte norte de la Cuenca de Tampico - Misantla se determino que: "Las mejores rocas madre de la Cuenca de Tampico -Tuxpan se sitúan en el Oxfordiano Kimmeridgiano. La paleotopografía resultado del rifting inicial creó las condiciones adecuadas para la preservación de la materia orgánica", en rocas de estas edades.

Alemán en 1992, en el Prospecto Tamosantla II establece, con base a varias muestras con análisis geoquímicos y en forma directa, que la principal roca oleogeneradora es la Formación Santiago en la parte sur de la Cuenca Tampico Misantla.

En el trabajo "Las rocas generadoras de México" de González y Holguin, (1992) se propone que: "el petróleo generado en la Cuenca de Tampico - Misantla proviene de las formaciones Tamán y Pimienta del Kimmeridgiano y Tithoniano respectivamente" y además menciona que: "aún cuando es importante la capacidad de generación de la Fm. Santiago del Oxfordiano, su distribución restringida permite considerar que estas rocas aportaron solo cantidades limitadas de los hidrocarburos almacenados".

En estos últimos años se ha desarrollado una intensa actividad geoquímica-exploratoria en esta cuenca, con el apoyo del laboratorio de geoquímica del IMP y de otros laboratorios extranjeros, como fueron los de Shell, Amoco y Exxon por citar algunos y de universidades extranjeras.

Como lo es el caso de Morelos y colaboradores (1992), de la Universidad de Texas, de E. U. A. Donde establecieron, con base a la caracterización de aceites y rocas, que existen buenas rocas oleogeneradoras en la parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla tanto para el Jurásico Superior como del Cretácico. No obstante que estas rocas están en la entrada de la ventana de generación, no existe una correlación directa entre los aceites almacenados y los bitúmenes de las rocas generadoras, indicando por lo tanto que los aceites generados migraron (mas bien) del golfo al continente.

En tanto que Tejeda, et al. (1994), en la Universidad de Porto en Portugal, estudió varias muestras correspondientes de los pozos exploratorios PMP-1 y XCHT-1, ubicados en la porción centro y sur respectivamente de la Cuenca Tampico - Misantla. Para el caso del pozo PMP-1 y con respecto a la Formación Santiago se estableció que: "está compuesta por lutitas bituminosas ricas en liptinita, donde la liptodetrinita, lamalginita, dinoflagelados y esporas están interestratificadas en una matriz órgano mineral rica en piritita y bituminita".

De esta manera se define por primera vez a la Formación Santiago como una lutita bituminosa semejante a una "Oil Shale", y representa una contribución adicional al conocimiento de la mencionada unidad litológica, apoyando a lo establecido por anteriores autores que se han dedicado al estudio de esta formación como generadora de hidrocarburos. (Tabla 1.).

En 1996 se publica por parte de Román y colaboradores la evaluación geoquímica de la Cuenca Tampico-Misantla, donde se enfatizan el carácter oleogenerador de las rocas del Oxfordiano incluidas las de edad Tithoniano. Es conveniente aclarar que el autor no contó con esta información de PEMEX – Exploración dado el carácter confidencial de los trabajos.

AUTORES	OXFORDIANO	JURASICO SUPERIOR
AMOCO, CO., 1972	X	X
CARLOS ARREDONDO, 1973	X	
SHELL OIL, 1983	X	X
ANUNZIATA ROMERO, 1985		X
CARLOS TEJEDA, 1988-1990	X	X
MARIO GUZMAN, 1991	X	X
ALBERTO ALEMÁN, 1992	X	
R GONZALEZ Y N. HOLGUIN, 1992	X	X
A. MORELOS, et al., 1992		X
C. TEJEDA, et al., 1994 a y b	X	
J. ROMAN, et al, 1996	X	X

TABLA 1.1.- Autores que han efectuado estudios sobre rocas oleogeneradoras del Jurásico Superior y/o Oxfordiano hasta 1996 en la Cuenca Tampico-Misantla.

1.2 Planteamiento del Problema

Se trata de observar hasta donde la caracterización geoquímica y la petrografía orgánica pueden definir el potencial oleogenerador de las rocas sedimentarias del Oxfordiano (Fm. Santiago), localizadas en la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla. Tomando en consideración que hasta la fecha solo se ha publicado a las rocas del Oxfordiano como virtualmente oleogeneradoras debido a que no se han presentado los tipos de materia orgánica dispersa fósil (M. O. D. F.) que las contiene. Esto lo trata de demostrar la presente tesis para una serie de muestras, de ésta formación, en un ámbito petrográfico orgánico de roca total, relacionando el comportamiento espacial - geográfico, con base en los datos analíticos obtenidos de la pirólisis (Rock-Eval II) y los datos analíticos del carbono orgánico de esas muestras.

1.3 Justificación del Estudio

Los datos que sirvieron de base para la realización del presente estudio, no fueron cronológicos, ni sistemáticamente preparados, es decir originalmente no estaba planteado así, ya que el autor había dejado de trabajar en PEMEX – Exploración e IMP.

Sin embargo el autor considera importante y necesario efectuar una integración ordenada de los mismos. El tiempo transcurrido entre el prospecto Tamosantla I (Tejeda, 1988-1990), hasta los datos tomados por el autor referente a la petrografía orgánica de muestras de los pozos exploratorios PMP-1 y XCHT-1 (Tejeda, 1994 a y b) fue bastante grande, aproximadamente 7 años.

Los resultados petrográficos de las muestras del Oxfordiano de los pozos exploratorios PMP-1 y XCHT-1 eran inquietantes, puesto que por un lado se presentaba la necesidad de relacionar geográficamente y geoquímicamente con aquellas zonas del Índice Tiempo - Temperatura (ITT) de Lopatin, que habían sido configuradas en el Prospecto Tamosantla I. Zonas que identificaban, térmicamente, a la MODF como inmadura, madura a moderadamente madura.

En otras palabras era necesario observar desde un punto vista térmico como se relacionan los datos en las muestras del Oxfordiano (tanto del ITT como del poder reflector de la vitrinita) con los datos obtenidos de la pirólisis Rock – Eval II y sus parámetros de termicidad.

Una vez que se efectuaron estas relaciones y que derivaron en resultados que deben de tomarse en cuenta, este estudio aporta además, un método general de trabajo que podrá seguirse y aplicarse en la exploración petrolera en forma sistemática y cronológica.

1.4 Localización del área de estudio

El área de estudio se encuentra localizada en la parte Centro - Este de la República Mexicana, comprende la porción norte del Estado de Veracruz. Se sitúa en la parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla, limitando al occidente con la faja plegada de la Sierra Madre Oriental y al oriente con el Golfo de México. Se le ubica en una área poligonal que cubre una superficie de aproximadamente 9600 km² (Fig. 1.1).

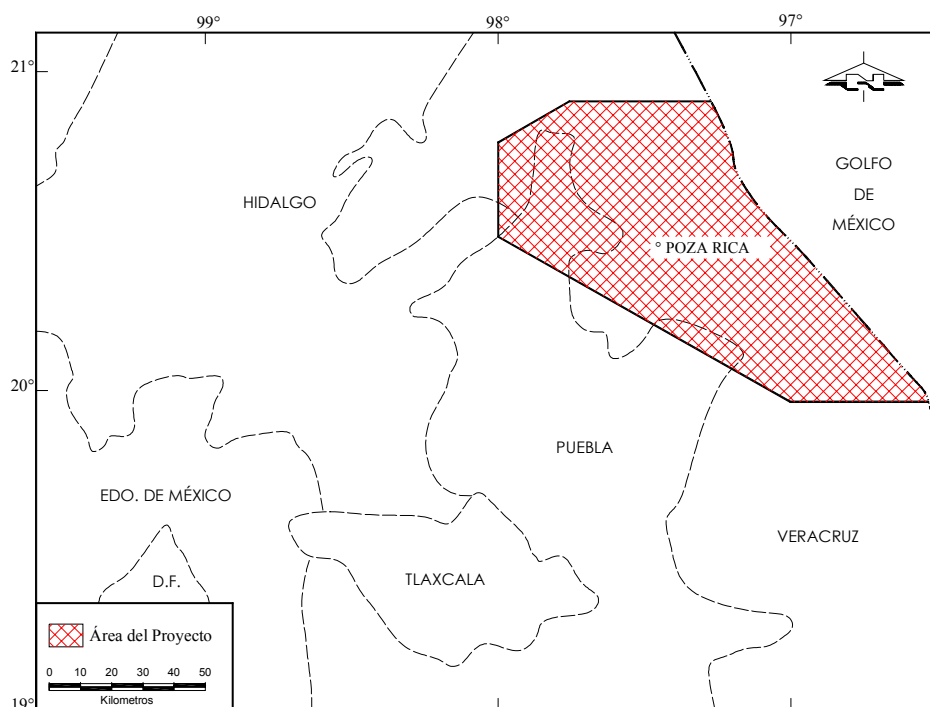


Fig. 1.1.- Plano de localización de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla (PSCTM).

1.5 Aspectos fisiográficos generales

La llanura costera es el principal rasgo fisiográfico en la Cuenca Tampico Misantla, el relieve no es muy abrupto, donde generalmente se conforman lomeríos y valles, estos últimos de gran extensión y amplitud. Las elevaciones en la llanura costera del golfo, oscilan entre los pocos metros hasta los 400 ó 500 metros sobre el nivel del mar.

Los sistemas fluviales actuales y más importantes corresponden a los ríos Tuxpan, Cazonas, Tecolutla y Nautla, sus cabeceras de origen situadas al occidente, llegan a exponer a rocas muy antiguas, en la parte casi central de la Sierra Madre Oriental. Los ríos recorren toda la llanura costera y desembocan con grandes cargas de sedimentos terrígenos y materia orgánica continental al Golfo de México.

1.6 Objetivo general

Definir y caracterizar el potencial oleogenerador de las rocas del Oxfordiano, Formación Santiago en la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla (PSCTM).

1.7 Objetivos particulares

Determinar indirectamente la termicidad de la materia orgánica dispersa fósil con base en el Índice Tiempo -Temperatura de Lopatin.

Definir utilizando la clasificación de los macerales del carbón, el tipo de materia orgánica dispersa fósil en las rocas sedimentarias del Oxfordiano (Fm. Santiago).

Definir con el método del poder reflector de la Vitrinita la termicidad para las rocas sedimentarias del Oxfordiano en muestras de dos pozos exploratorios de PEMEX.

Comparar los datos obtenidos del Índice Tiempo – Temperatura con los del poder reflector de la Vitrinita para las rocas sedimentarias del Oxfordiano.

1.8 Metodología general del trabajo

Consistió en dos partes:

I Compilación de datos geológicos y elaboración de gráficos

Se realizó la compilación de información geológica de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla (PSCTM), así como de la compilación de los análisis de los resultados¹ de la pirólisis (Rock – Eval II).

Elaboración de registros geoquímicos y la interpretación de todos los datos de la pirólisis (Rock – Eval II), para muestras del Oxfordiano, otra parte consistió en la obtención de muestras de canal y núcleo de los pozos PMP–1 y XCHT–1, las fueron preparadas para observar, la materia orgánica dispersa fósil (MODF) bajo el campo del microscopio en luz reflejada y luz fluorescente con muestras procesadas en roca total y en fracción ligera (Ver Capítulo 3)..

Además se elaboraron 200 Gráficas de Historia de Sepultamiento (GHS) correspondiente cada una a pozos exploratorios de la PSCTM con la determinación del Índice Tiempo-Temperatura (ITT) de Lopatin 1971; Lopatin and Bostik, 1973; Waples 1980 y 1985.

II.- Una vez obtenida está información se integro para:

Comprender el concepto geológico general de las rocas del Oxfordiano dentro de la parte sur cuenca de la Cuenca Tampico – Misantla.

Determinar con base en lo anterior el comportamiento del Índice Tiempo – Temperatura (ITT) de Lopatin, a la base de la Fm Santiago mediante un plano regional.

A partir de lo anterior se seleccionaron muestras del Oxfordiano que habían sido analizadas por pirólisis (Rock – Eval II), con el fin de observar sus características y el comportamiento regional de los parámetros de carbono orgánico (Corg), hidrocarburos potenciales (S2) y temperatura máxima de pirólisis, así como el tipo de kerógeno (con el diagrama de Índice de Hidrógeno e Índice de Oxígeno).

¹ Los resultados analíticos del Rock – Eval II, se encuentran en la base de datos del Prospecto Tamosantla I, elaborado por el autor, y son propiedad de PEMEX – PEP Exploración Activo Poza Rica, Ver.

Con esta información se seleccionaron muestras para un estudio petrográfico - orgánico de dos pozos exploratorios, denominados PMP-1 y XCHT-1. Donde se elaboraron e interpretaron, mediante gráficas poder reflector de la vitrinita contra profundidad, el estado de maduración térmica de la MODF de la columna de cada uno los pozos citados, así como del tipo de la MODF con el apoyo de la fluorescencia. Además se observó con esta luz, los hidrocarburos presentes en las muestras.

Posteriormente se discuten los resultados de la caracterización y evaluación geoquímica así como de los resultados de los análisis petrográfico – orgánicos.

Finalmente se efectuó la interpretación y discusión con base en los datos del ITT, geoquímicos y petrográfico –orgánicos, donde se estableció, mediante una correlación el potencial oleogenerador de las rocas del Oxfordiano en la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla, a partir de lo cual, se emiten las conclusiones y recomendaciones pertinentes.

2.0 MARCO GEOLOGICO REGIONAL

El marco geológico regional se basa en una descripción del basamento en la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla (PSCTM), así como la secuencia estratigráfica, sus relaciones litoestratigráficas y sedimentológicas en forma general; asimismo se describe brevemente la sedimentación en el Oxfordiano y la paleogeografía en el Jurásico Tardío.

2.1 Basamento y columna geológica de la parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla (PSCTM).

2.1.1 Basamento

La columna geológica sedimentaria mesozoica de la Cuenca Tampico - Misantla sobreyace, en el subsuelo, a una serie de rocas basales, conocidas por las perforaciones profundas. Están constituidas por esquistos y complejos de granitoides cuyas edades geocronométricas varían de 424 ± 16 M. a. a 153 ± 11 M. a., mediante el método K – Ar, (Silúrico Temprano a Jurásico Tardío). Estas rocas fueron originadas por eventos de alta presión y temperatura que se manifestaron durante la fase orogénica Apalachiana y la fase Rift en ese transcurso de tiempo, (PEMEX –PEP – BP Exploration, 1994) (Tabla 2.1).

POZO	PROFUNDIDAD (m.b.n.m.)	ROCA	EDAD K-Ar (M. a.)	EPOCA	FASE TECTÓNICA
² MGL - 1	3739	Granito	153 +/- 11	Jurásico Tardío	Rift
² MR – 2	2622	Gabro	187 +/- 11	Jurásico Temprano	Rift
² COR – 1	4151	Tonalita	250 +/- 20	Pérmico Tardío	Orogénica
² DON – 1	3594	Esquistos	263 +/- 21	Pérmico Tardío	Orogénica
² PH - 1	2676	Granodiorita	424 +/- 21	Silúrico	Orogénica

TABLA 2.1.- Dataciones geocronométricas en algunas rocas basales e intrusivas de la parte sur de la Cuenca Tampico- Misantla. (Modificado de Tejeda, 1990).

La distribución en el subsuelo, de los terrenos metamórficos e ígneos basamentales ha sido propuesta por Jacobo (1986), sin embargo, este estudio se avoca más hacia la distribución de los cuerpos intrusivos los cuales son extensos, localizados principalmente en la parte oriental de esta cuenca (Fig.2.1). Estos cuerpos han jugado un papel importante en la conformación de altos y bajos tectónico - estructurales para el depósito o ausencia de las secuencias sedimentarias.

² Por indicación de PEMEX- PEP, los nombres de los pozos utilizados en este estudio fueron modificados por letras o abreviaturas, así como la localización de los sitios no presentan coordenadas geográficas.

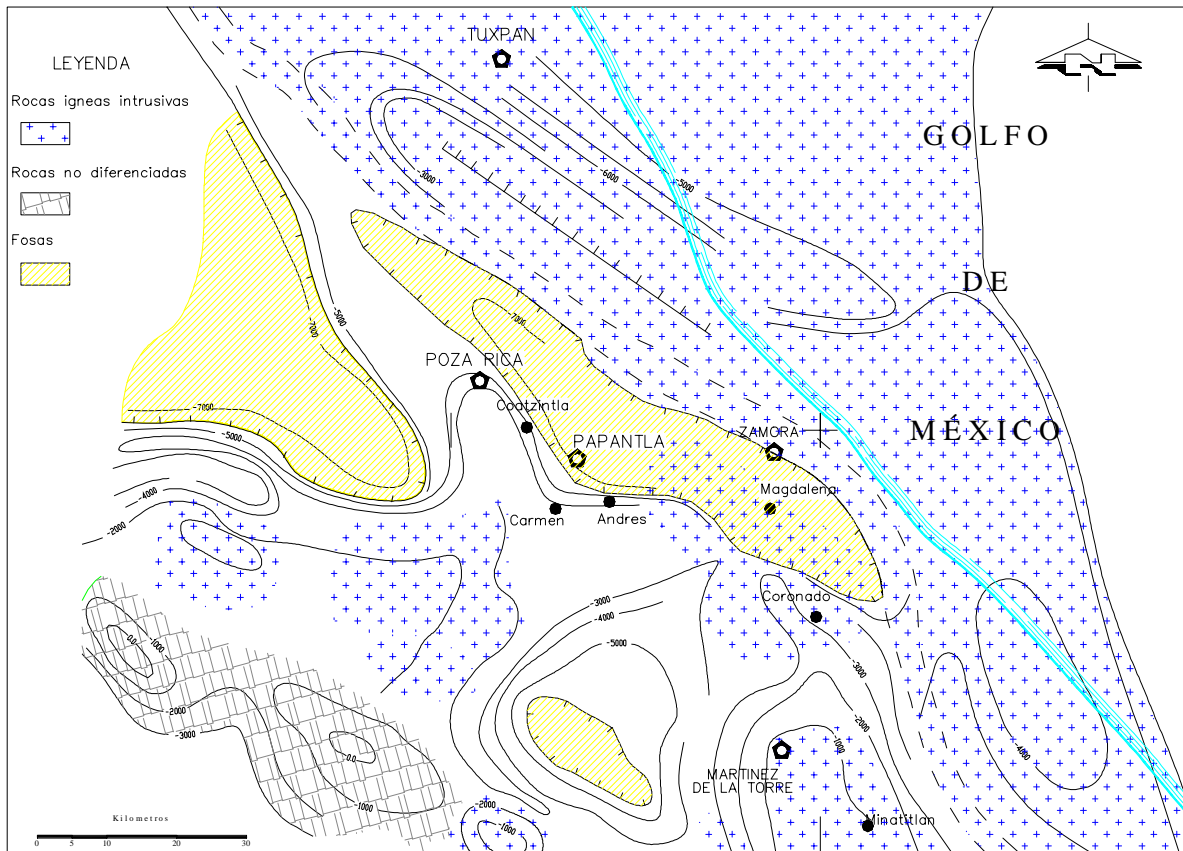


Fig.2.1.- Tipos de basamento (Modificado de Jacobo, 1986).

Bajo el esquema descrito y al comparar las rocas basales de la Sierra Madre Oriental con las de la Cuenca de Tampico Misantla, resulta ser que ésta última es más joven desde el punto de vista de la composición de la columna sedimentaria. En la Sierra Madre Oriental afloran rocas sedimentarias de edad más antigua que las rocas cristalinas Permo - Triásicas de Tampico - Misantla como lo describe Patiño et al. (1986) en la Figura 2.2.

En general, en la parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla, la primera secuencia sedimentaria es de edad mesozoica y esta marcada inicialmente por rocas terrígenas de origen fluvio marino, la segunda secuencia por carbonatos depositados en ambientes marinos, en tanto que para la secuencia sobreyacente, de edad terciaria, se tienen los depósitos de terrígenos de origen fluvio - deltaico.

El rango de edad para las rocas sedimentarias depositadas en esta cuenca, varia del Jurásico Temprano al Mioceno - Plioceno y el espesor medio de la columna geológica es de aproximadamente 4500 metros.

ESQUEMA MOSTRANDO LA ESTRATIGRAFIA GENERALIZADA DEL LIMITE DE LAS PROVINCIAS DE LA S.M.O Y LA PLANICIE COSTERA DEL GOLFO HASTA EL PALEOCENO (PRE-PAROXISMO LARAMIDICO)

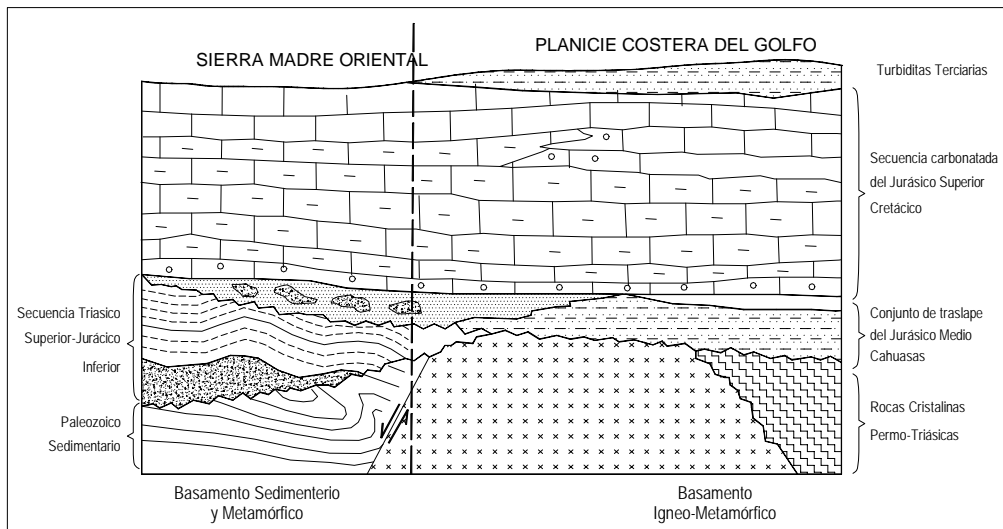


Fig. 2.2- Esquema mostrando la estratigrafía generalizada del límite de las provincias de la Sierra Madre Oriental y la Planicie Costera del Golfo hasta el Paleoceno. Pre-paroxismo Laramídico. Así como los tipos de basamento (Patiño, et al., 1986).

La magnitud y extensión de las secuencias carbonatadas, casi puras, son continuas desde el Jurásico Temprano hasta el Cretácico Medio y son de gran volumen tanto en sentido vertical como lateral; sin embargo, en el Cretácico Tardío las secuencias pasan a ser una mezcla de carbonatos y terrígenos y para el Terciario, la contribución de materiales terrígeno clásticos se incrementa paulatinamente en la Cuenca Tampico - Misantla con evidencias de alta velocidad de sedimentación.

2.1.2 Columna geológica de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla

De forma condensada la columna geológica de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla se muestra en la Figura 2.3.

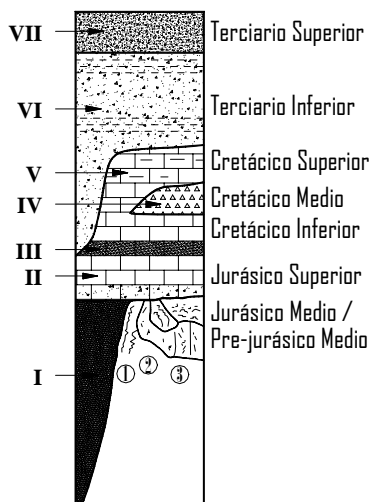


Fig. 2.3 Columna geológica compuesta de la parte sur de la Cuenca Tampico-Misantla. (1, 2 y 3 son rocas metamórficas y granitoides)

El basamento como se comentó líneas atrás es de tipo cristalino de edad Pérmico o de un rango mayor Pérmico - Triásico como algunos autores lo citan (Fig. 2.3, números 1, 2 y 3).

Le sobreyace en forma discordante rocas sedimentarias de edad Jurásico Medio, constituidas por intercalaciones de lutitas, limolitas y en ocasiones de areniscas de grano fino de color rojizo a gris rojizo. Secuencia I de la Figura 2.3. Dependiendo de su posición geográfica (geoestructural) pueden tener espesores que varían de 100 a 2000 m. Se reconoce a la Fm. Cahuasas como la unidad litológica principal para esta edad.

En forma generalmente concordante le sobreyace una secuencia de edad Jurásico Tardío (II), constituida a la base por calcarenitas de color gris oscuro y hacia la cima por una alternancia de calizas, calizas arcillosas, con intercalaciones de lutitas y calizas microcristalinas, en capas delgadas a medias. El color de estas rocas es muy característico, puesto que se presentan negras, gris oscuro y en ocasiones café oscuro. A veces se presentan intercalaciones con anhidrita y/o con calizas de origen evaporítico. El espesor promedio de la secuencia del Jurásico Superior es de 550 m.

Las formaciones reconocidas en este sistema son: Tepexic, Palo Blanco, Huehuetepec, Santiago, Taman, Chipoco, San Andres y Pimienta. (Ver Tabla 2.2).

A esta secuencia le sobreyace, en forma concordante, una gruesa columna de aproximadamente 1000 a 1500 m de espesor de calizas medianas y gruesas, con intercalaciones de calizas micro y macrocristalinas (III), o de calizas arrecifales o calizas biógenas en capas de grueso espesor de edad Cretácica (IV). Este sistema contiene a las Formaciones: Tamaulipas Inferior, Horizonte Otates, Tamaulipas Superior, Tamabra, El Abra, Agua Nueva, San Felipe y Méndez.

La secuencia del Cretácico está cubierta, en forma discordante por una secuencia constituida por areniscas, areniscas calcáreas, intercaladas con lutitas y margas en capas medias a delgadas de edad Terciaria. El espesor de esta secuencia varía de 1500 a 2000 m. Este último espesor se presenta cuando la columna sedimentaria del Terciario, sobreyace en forma discordante a rocas del Jurásico Superior. Lo cual sucede en algunas áreas de la parte sur de la cuenca (Secuencia VI de la Fig. 2.3 y Tabla 2.2).

Las formaciones que conforman este sistema son. Velasco Basal, Chicontepec, Aragón, Guayabal, Palma Real, Alazán, Mesón, Coatzintla, Escolín y Tuxpan. (Tabla 2.2).

Por otro lado y a nivel de información, estudios tectonosecuenciales (PEMEX PEP – BP Exploration, 1994) han sugerido un modelo de comportamiento evolutivo de la Cuenca Tampico - Misantla, que conviene citar para mejorar la idea del tipo de cuenca:

Las secuencias del Jurásico Superior fueron desarrolladas, al principio, en episodios de rompimiento cortical (rifting), después fueron depositadas en la parte tardía, sobre una margen pasiva en evolución. Esta misma continuo evolucionando hasta el Cretácico Medio. A partir del Cretácico Tardío se desarrolló, por efecto de la compresión en la parte occidental de la cuenca un sistema montañoso (la Sierra Madre Oriental) provocando que la Cuenca Tampico – Misantla se convirtiera en una tierra tipo “antepaís” (foreland), hasta el tiempo del Terciario Medio. Posteriormente se desarrollo en el Terciario Tardío la cuenca de margen pasiva que actúa hasta nuestros días.

En la Tabla 2.2 se indican los nombres formacionales reconocidos por los trabajos geológicos del subsuelo en la Cuenca Tampico - Misantla en forma general y en la parte sur de la misma.

TABLA ESTRATIGRÁFICA									
NOMENCLATURA EUROPEA TIEMPO			CUENCA SEDIMENTARIA DE TAMPICO		POZA RICA PORCIÓN S-SE AREA SAN ANDRES MISANTLA				
ERA	SISTEMA	SERIE	PISO	FORMACIÓN	FORMACIÓN				
	CUATERNARIO			RECIENTE	RECIENTE				
CENOZOICO	TERCIARIO	MIOCENO	Viadobniano	Tuxpan		Tuxpan (Mi)			
			Burdigaliano			Escolla (Oe)			
			Aquitano	Mesón (Om)	Escalín (Oo)	Coatzintla (Oc)			
		OLIGOCENO	Chaltiano	Alazón (Oa)	Palma Real Sup (Oprs)	Palma Real Sup. (oprs)			
			Rupaliano	Palma Real Sup (april)		Palma Real Sup (april)			
			Lattartiano	Horcones					
		EOCENO	Iudiano	Chapopote	Tantoyuca	Chapopote	Tantoyuca		
			Bartoniano						
			Auversiano	Guayabal (Eg)		Guayabal (Eg)			
		PALEOCENO	Lutaciano						
			Ypresiano	Viadobniano					
			Spornacino	Chicontepec Sup.	Velasco Sup.	Chicontepec Sup. (Echs)			
			Landoniano	Chicontepec Med.	Velasco Med.	Chicontepec Med. (pechm)			
			Mantiano	Chicontepec Inf.	Velasco Inf.	Chicontepec Inf. (Pechil)			
		Doniano	Velasco Basal		Velasco Basal				
MESOZOICO	CRETACICO	SUP. SENONIANO	Maestrichtiano	Méndez		Méndez			
			Campaniano						
			Santoniano	Sn. Felipe		Sn. Felipe			
			Coniaciano						
		MED. TURONIANO	Turoniano	Agua Nueva	El Abra	Agua Nueva	El Abra		
			Conomaniano	Tamaulipas Sup.	Tamabra	Tamaulipas	El Abra		
			Albiano	Otates		Otates			
		INF. NEOCOMIANO	Aptiano						
			Barremiano						
			Haveriviano	Tamaulipas		Tamaulipas			
	Valanginiano		Inf.		Tamaulipas inf.				
	JURASICO	SUP. MALM	Titoniano	Pimienta		Pimienta			
				Bonomiano	Tomán	Chipoca	San Andres	Tomán	Chipoca
			Havriano						
			Sequaniano						
Argoviano									
Olvesanio					Santiago				
MED. DOGER		Caloviano	Tepexic		Tepexic				
		Batoniano	Huehuetepes						
		Bajociano	Cahuasas		Cahuasas				
INF. LIASICO		Aalaniano							
		Taarciano	Rosario						
		Charmutiano							
		Pliensbaquiano	Huayacocatlá						
		Sinemuriano							
Triasico		Rutiano	Huizachal						
PALEOZOICO	PERMICO								
		Guacamaya							
	CARBONIFERO	Del Monte		Esquistos					
		Vicente Guerrero							
	DEVONICO	La Yerba							
	SILURICO	Caballeros							
	ORDOVICICO	Victoria							
CAMBRICO	La Presa								

Tabla 2.2.- Tabla Estratigráfica para la Cuenca Tampico – Misantla y de la parte sur.

2.1.3. Características estratigráficas de las rocas del Oxfordiano (Fm. Santiago).

Los sistemas Jurásico Medio y Superior han sido cortados por varios cientos de pozos en la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla (PSCTM), sin embargo la nomenclatura de las citadas unidades litológicas ha sido utilizada en forma un tanto discriminada. No fue sino hasta 1969 cuando Cantú establece la base estratigráfica del Jurásico Medio y Superior para el subsuelo de esta cuenca, la cual denomina "Serie Huasteca" con relación al estudio bioestratigráfico de las amonitas y lamelibranchios contenidos en muestras de 120 núcleos (Fig. 2.4). "La Serie Huasteca, como una unidad cronoestratigráfica, incluye todos los estratos marinos que fueron depositados en la parte centro - oriental de México desde el Bathoniano Tardío hasta el Tithoniano" (Cantú, 1992). En la Serie Huasteca están incluidas las rocas de edad Oxfordiano, Formación Santiago.

Esta unidad fue primeramente estudiada en superficie por Reyes (1964), en las cercanías de la población Tamán, San Luis Potosí; la cual definió como "lutitas calcáreas de color oscuro con intercalaciones de caliza arcillosa en capas de hasta 40 cm de espesor, intemperizan café pardo a café rojizo presentan nódulos calcáreos intercalados."; sin embargo Cantú (1969) propone citarla como una unidad formacional, dándole los créditos originales a Reyes, tanto para la roca aflorante como para lo observado en las muestras del subsuelo del área de Soledad – Miquetla, donde litológicamente en esta unidad "predomina más la lutita que la limolita" (Cantú, op. ct.). Los estudios de operación geológica citan a la Fm. Santiago como una unidad del Oxfordiano (Tabla 2.2), sin embargo Cantú (1969), le ha asignado una edad del Callovense Medio al Oxfordiense Tardío (Fig. 2.4).

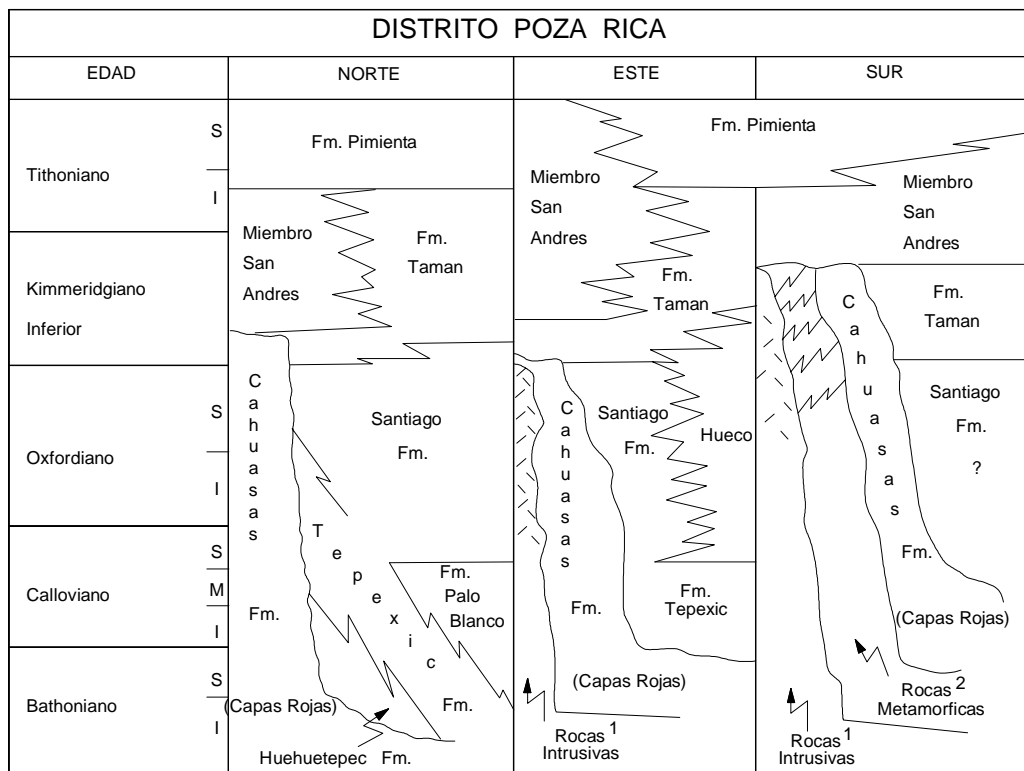


Fig. 2.4.- Sección estratigráfica de la Serie Huasteca en diferentes partes del ex - distrito Poza Rica, (PSCTM) al este de México. (Cantú, 1992).

Notas.- Los números 1 Y 2 indican que las rocas metamórficas e intrusivas solo están para ilustrar el traslape estratigráfico sobre estos elementos basales.

El periodo de tiempo Calloviano Medio y Tardío es considerado por Cantú (1969 y 1992) debido al factor transgresivo que caracteriza a todo el sistema Jurásico (Medio y Superior), el cual se desarrolló del noroeste al sureste en esta parte de la cuenca (Fig. 2.4), por lo que "la Fm. Tepexic, calcarenítica representa el inicio de la fase transgresiva" ocurrida en el Calloviano Medio. Esto significa que la Fm. Santiago es más antigua al Noroeste y más joven al Sureste de la cuenca.

2.1.4 Descripción litoestratigráfica de la Fm. Santiago en el Área Noroeste de la parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla

En esta área se define, con base en el trabajo de litofacies de Reynoso et al. (1988) a la Fm. Santiago (Facies de cuenca) como una unidad constituida por un mudstone arcilloso de color negro con intercalaciones de lutita negra, calcárea, en ocasiones de aspecto bituminoso y con la presencia de pirita diseminada y nódulos de pedernal negro, a veces tiene intercalaciones de arenisca gris de grano fino ligeramente calcárea. Hacia el extremo más occidental dicha unidad esta constituida por lutita en alternancia con mudstone de color negro ligeramente arcilloso. (Fig.2.5)

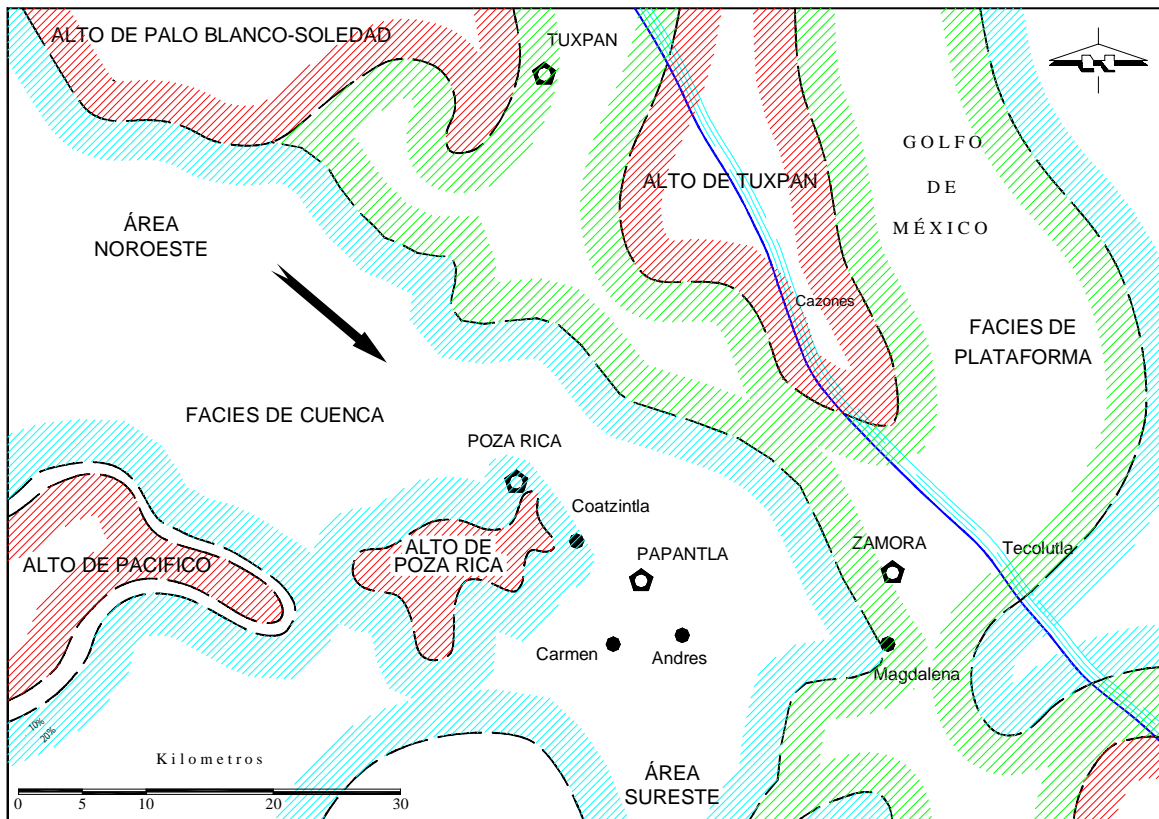


Fig. 2.5.- Paleogeografía del Oxfordiano y Litofacies. A la Formación Santiago se le atribuye la Facies de Cuenca y para la Facies de Plataforma se le atribuye la Formación Cabellal (Modificado de Reynoso et al., 1988). La flecha indica la dirección regional probable del depósito de las Facies de Cuenca.

2.1.5 Descripción litoestratigráfica de la Fm. Santiago en el Área Sureste de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla.

En esta área y con base en las muestras del pozo PMP-1, la Fm. Santiago (Facies de cuenca) esta constituida principalmente de lutita de color café, café oscuro, gris y gris oscuro, ligeramente calcárea y carbonosa en ocasiones arenosas y con intercalaciones de mudstone café claro, oscuro y arcilloso, a veces con arenisca gris claro de grano medio y ligeramente calcárea y con pedernal gris.

Las variaciones litológicas internas de la Fm. Santiago (Oxfordiano) en la denominada litofacie arcillo calcárea, están en relación con la cuantificación de la relación lutita / mudstone y de limolita / lutita así como en la constitución y composición química de las arcillas para las diferentes áreas antes citadas, como forma para el reconocimiento y génesis de esta unidad; no obstante y como se ha mencionado líneas arriba, parecen predominar las litologías arcillosas sobre las calcáreas.

Otra descripción para la Fm. Santiago y para muestras del pozo PMP-1 es la aportada por Tejeda, et al. (1994 a y b), ya que está caracterizada por: "lutitas bituminosas ricas en liptinita donde la liptodetrinita, lamalginita, dinoflagelados y esporas están interestratificados en una matriz órgano - mineral rica en pirita y bituminita", (Fig.2.6). La textura microlaminar asociada a este tipo de materiales orgánicos permite clasificarla como una lutita bituminosa o lutita aceitífera (Oil Shale), lo que significa que se identificará como una roca de textura microlaminar – orgánica.

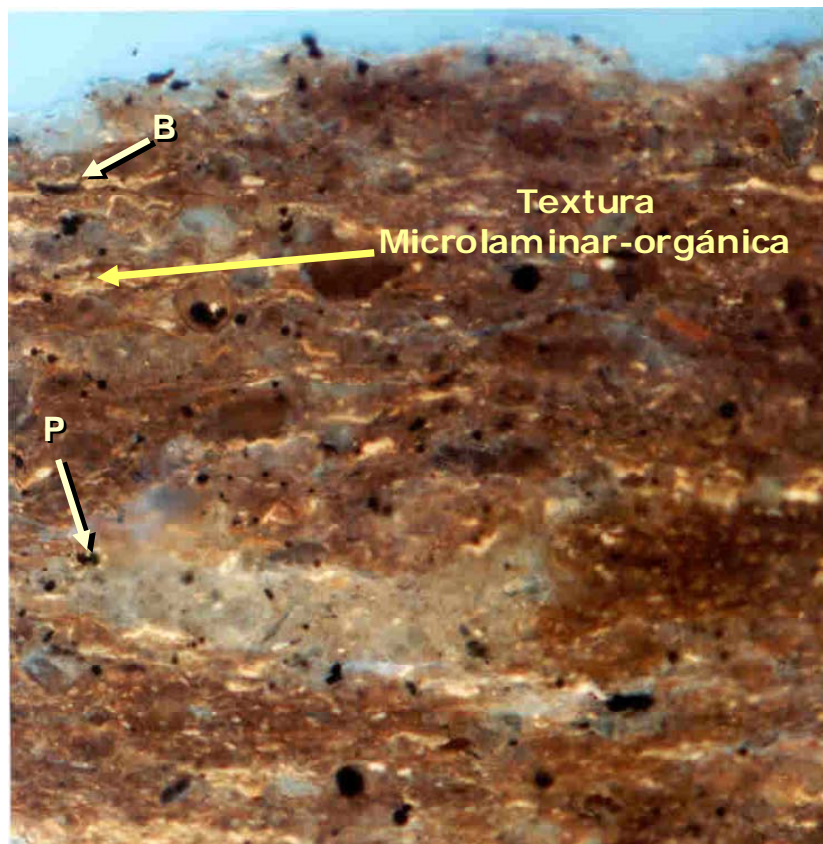


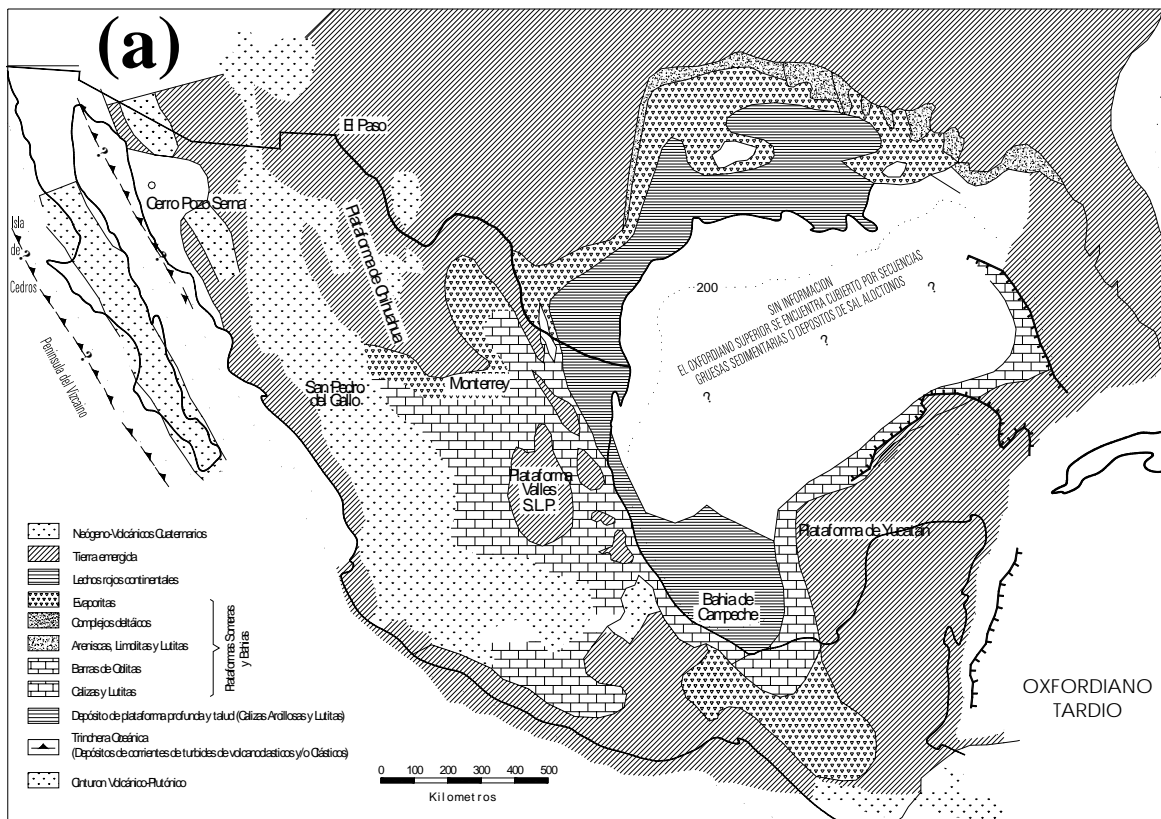
Fig. 2.6.- Textura microlaminar - orgánica de la Fm. Santiago. Pozo PMP-1, profundidad 3967 m. Fotomicrografía tomada a la preparación de roca total (WR) bajo luz fluorescente incidente. P=pirita y B.- bituminita

2.2. Sedimentación del Oxfordiano y paleogeografía.

La Fm. Santiago no ha sido estudiada con detalle en sus características sedimentológicas, debido a que los datos petrológicos aún no son lo suficientemente confiables como para establecer, en forma definitiva, un modelo geológico con ambientes sedimentarios específicos durante el Oxfordiano.

Por tal razón, se emplearon paleogeografías globales y regionales donde al menos se dan a conocer varios aspectos con respecto a la distribución y génesis de las rocas depositadas en el Jurásico Tardío en general y del Oxfordiano en particular. El arreglo o distribución que siguieron los elementos marinos, platafórmicos y costeros, a nivel regional para México, en el periodo del Jurásico Medio al Tardío fueron de tipo elongado, elementos que se relacionaron con el sustrato móvil y basamental del subcontinente que longitudinalmente tuvieron una dirección NW-SE estrechamente relacionados con la evolución geotectónica del Golfo de México, tal y como ha sido propuesto, en forma dinámica por Pindell (1985), Padilla (1986), Vélez (1986) y PEMEX-PEP-BP. (1994).

En el contexto global, los esquemas paleogeográficos de tipo estático para el Jurásico Tardío en las áreas orientales de México, muestran varios elementos geográficos (Salvador, 1981) tales como masas de tierra alineadas y discontinuas que llegaron a formar pequeños archipiélagos rodeados por mares someros (Fig. 2.7 a, b y c).



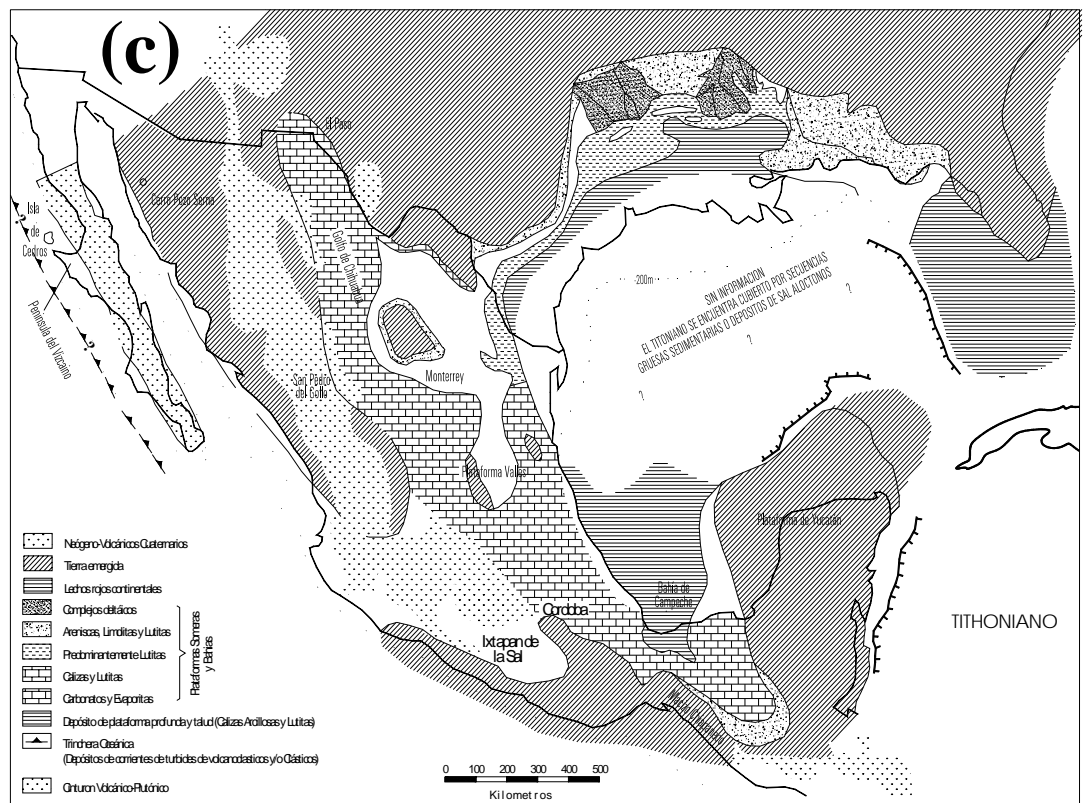
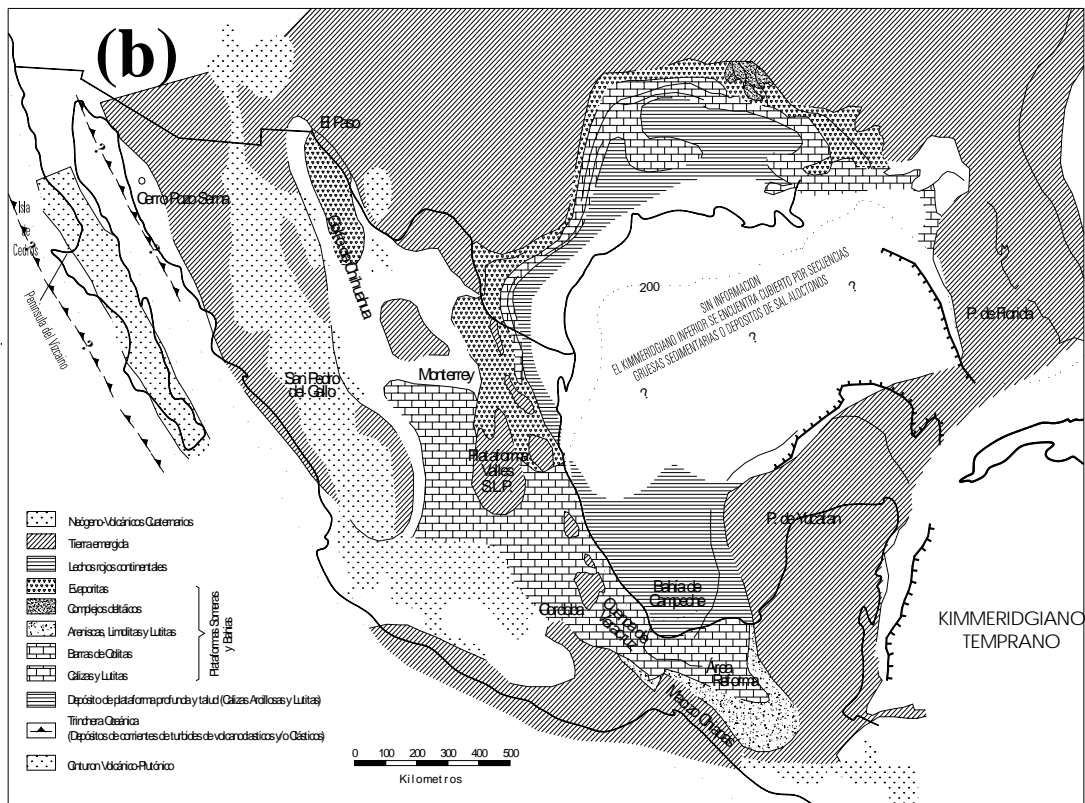


Fig. 2.7. Esquemas paleogeográficos regionales del Jurásico Superior. a).- Paleogeografía del Oxfordiano, b).-Paleogeografía del Kimmeridgiano Temprano y c).- Paleogeografía del Tithoniano (Salvador, 1981).

El escenario marino para México se inició por un importante evento transgresivo, a partir del Bathoniano Tardío, cuando las aguas marinas invadieron por el Noroeste la Cuenca de Tampico-Misantla (Cantú, 1992).

En este sentido se interpretó con base en datos paleogeográficos compilados, que las masas de tierra emergida, que eran parte de bloques tectónicos altos se fueron desarrollando como pequeñas y aisladas islas. Las cuales recibían sedimentos areno - carbonatados, en cambio, las áreas sumergidas o de bloques tectónicos hundidos se formaron mares que recibían principalmente sedimentos limo - carbonatados y arcillosos.

En el contexto local y solo para la parte sur de la cuenca Tampico – Misantla, la distribución de las zonas marinas, costeras y sublitorales durante el Oxfordiano, imponían los tipos de sedimentación. De acuerdo a Reynoso et al. (Fig. 2.5) se depositaban partículas clásticas y clástico - carbonatadas principalmente hacia el borde nororiental, oriental y suroriental de la cuenca, en mares someros de tipo platafórmico y proximal debido a su cercanía con los Altos de Palo Blanco – Soledad, Tuxpan y Pacífico (caracterizado por las Facies Plataforma). Los mares de este tipo no eran profundos sino parcialmente someros como pueden ocurrir en los ambientes de "bahías", "lagunas costeras" o "cuencas intraplataformicas" (Tejeda, 1990).

En cambio en las zonas más distales y marinas, ocupando las fosas (inter-altos tectónicos) se depositaron generalmente sedimentos arcillo – carbonatados dando como resultado las Facies de Cuenca (Fm. Santiago), la cual siguió una dirección regional en la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla de Noroeste a Sureste (Fig. 2.5). Con los lodos calcáreos y limos depositados en los fondos marinos se incorporó materia orgánica de tipo principalmente marino y eventualmente de origen continental (procedentes de los Altos Palo Blanco – Soledad, Tuxpan y Pacífico) los cuales no fueron perturbados por condiciones oxidantes sino por el contrario, residieron bajo condiciones anóxicas globales, producto de un evento anóxico oceánico (EAO), definido por Comet et al. (1993) para el tiempo del Oxfordiano (Fig. 2.8).

El evento anóxico se demuestra por la presencia de una fase mineral ferrosa, tal y como se observa por los contenidos de pirita en las muestras de la Formación Santiago, así como las microlaminaciones y laminaciones de los lodos litificados y la ausencia de organismos bentónicos excavadores, lo cual se interpreta, que esta unidad litológica se formó bajo condiciones físicas marinas de circulación restringida (mares cerrados), de aguas tranquilas, no muy profundas, de tipo externo y distal.

En los mares cerrados del Oxfordiano existieron las condiciones de temperatura en el agua marina superficial para que hubiera una suficiente y cuantiosa productividad de organismos fitoplanctónicos, lo que asociado a la velocidad de sedimentación de los limos, arcillas y carbonatos, aunado a la baja cantidad de oxígeno libre en los niveles profundos, permitió la preservación de la materia orgánica depositada en esos fondos marinos, sin mas actividad químico-biológica que las bacterias las cuales actuaban en condiciones reductoras.

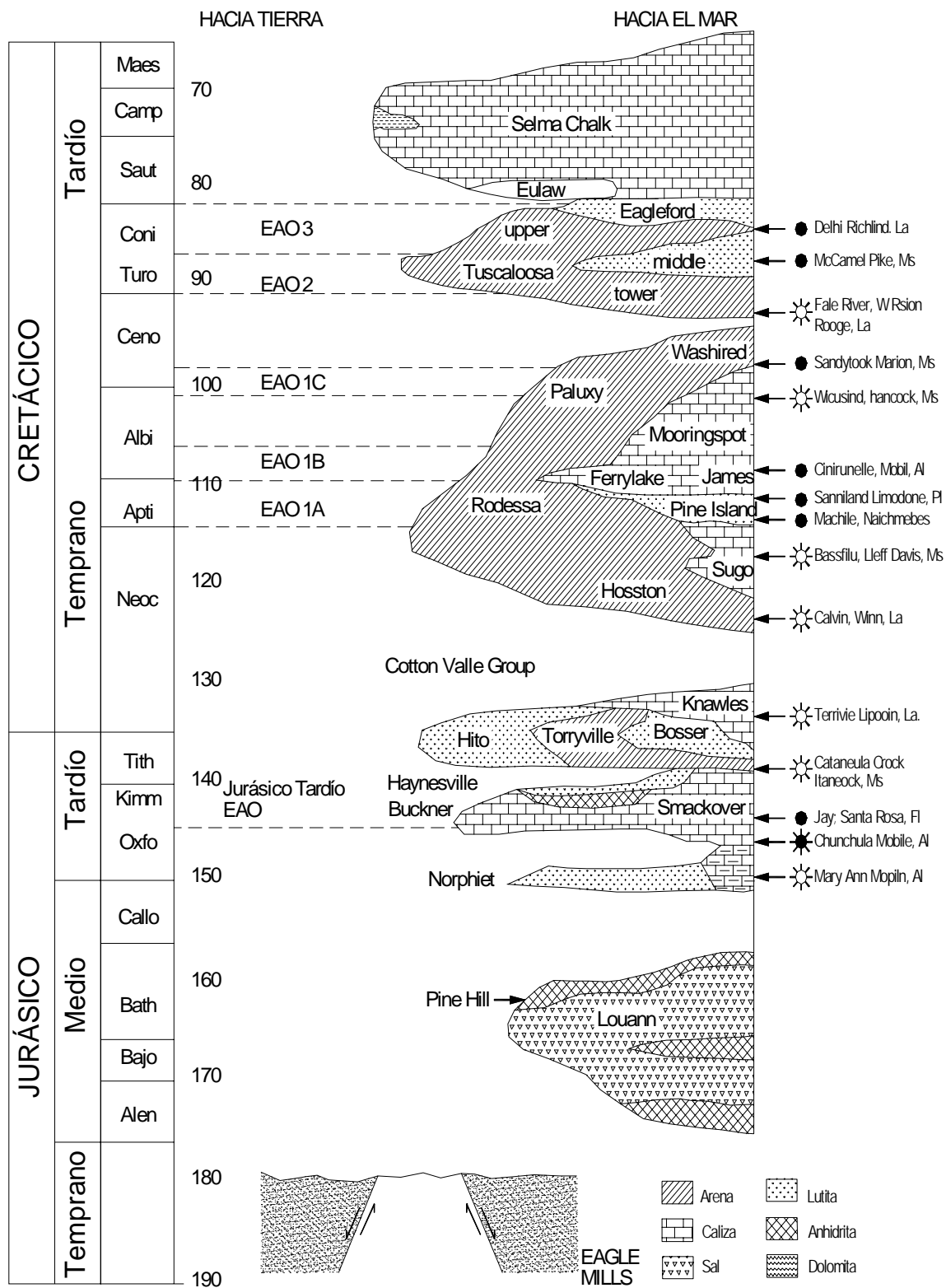


Fig. 2.8.- Estratigrafía de la planicie Costera del Golfo mostrando los Eventos Anóxicos Oceánicos (EAO) y las formaciones relacionadas a estos eventos. (Modificado de Comet et al., 1993)

Bajo las características descritas, con medio probablemente reductor formado por el evento anóxico oceánico global, la materia orgánica del Oxfordiano, fue depositada en los fondos lodosos siendo principalmente de tipo algáceo (kerógeno Tipo I), pero con aporte de leñoso (kerógeno Tipo II) tal y como se observa en las muestras obtenidas de la Fm Santiago del pozo PMP-1 (Figuras 2.9 y 2.10).

Por la presencia del tipo de materia orgánica depositada en ese tiempo, así como por su cantidad (hasta 3.19% de carbono orgánico, ver Fig. 4.5 pozo PMP-1), se le identifica, desde el punto de vista sedimentológico y estratigráfico, como una unidad con evidente potencial generador de hidrocarburos.

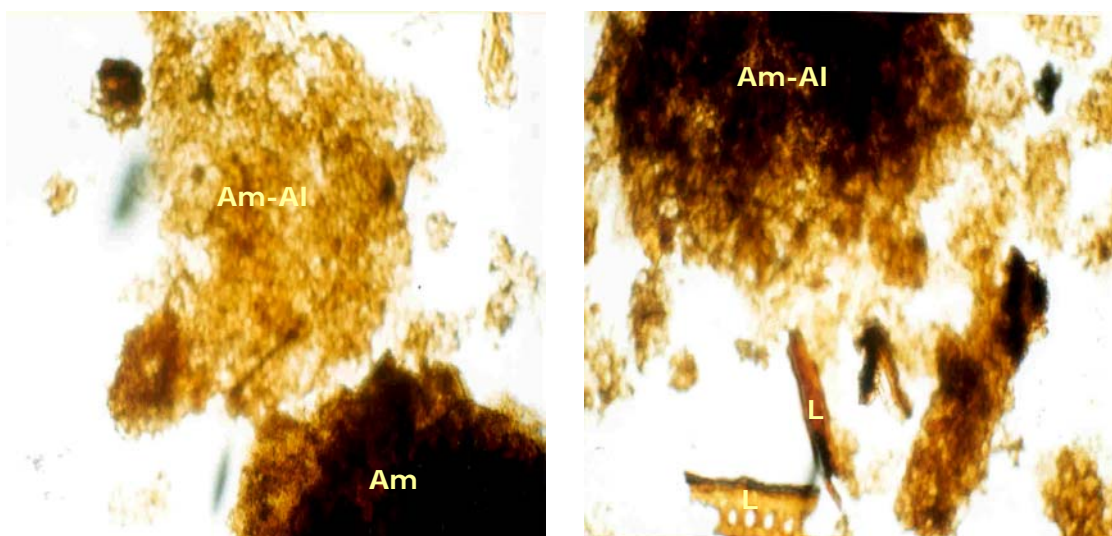


Fig. 2.9.- Fotomicrografías de kerógeno I Y II. MODF, Amorfa (Am) – Algácea (Al) y leñosa (L) del Oxfordiano. Preparación lámina delgada (pozo PMP-1, luz transmitida, 20x)

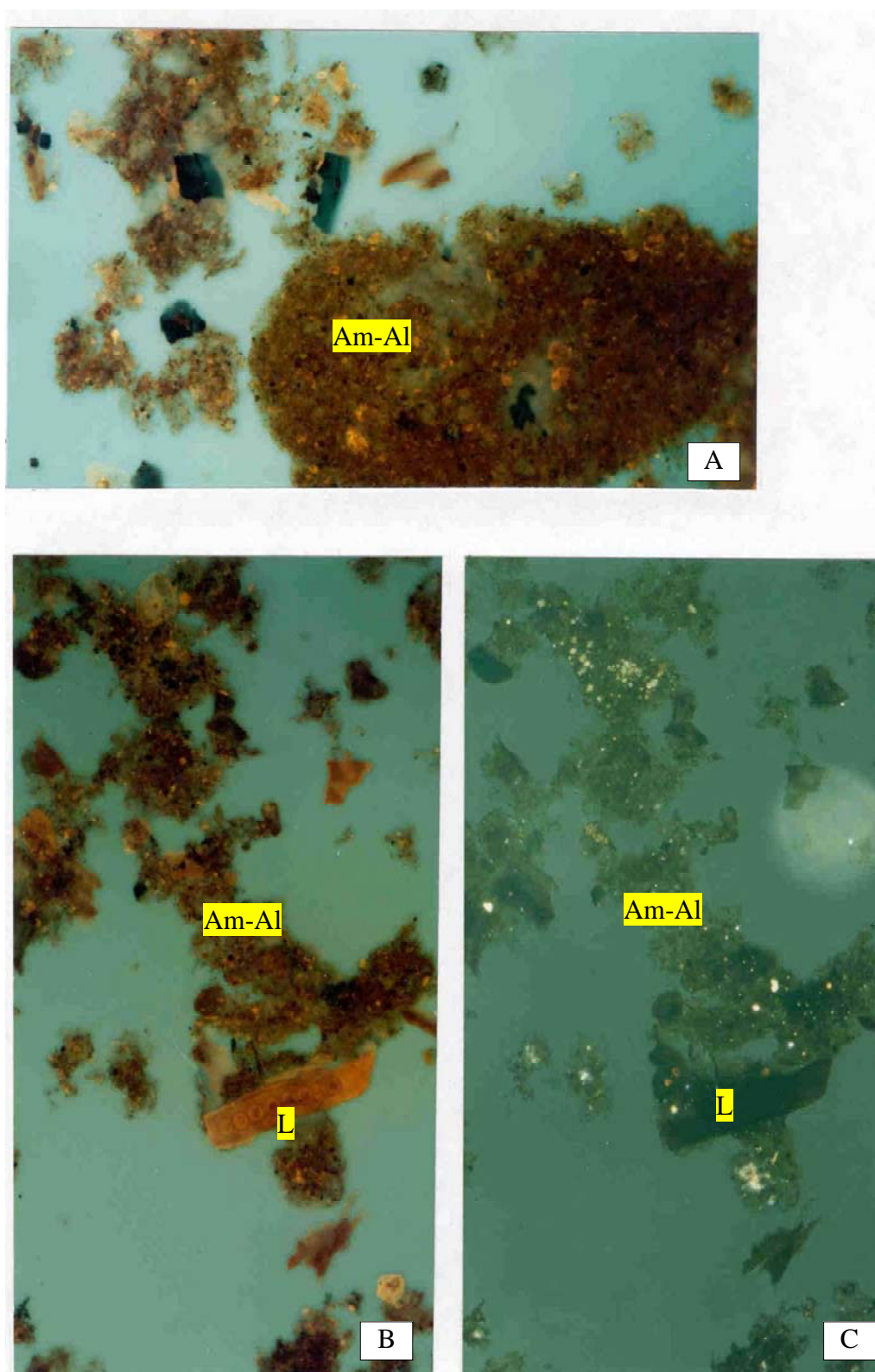


Fig. 2.10.- Fotomicrografías de kerógeno I Y II. MODF, Amorfa (Am) - Algácea (Al) y leñosa (L) del Oxfordiano (Fm Santiago). Preparación lámina delgada (pozo PMP-1. A y B luz fluorescente y C, luz reflejada, 20x)

3.0 MATERIALES Y MÉTODOS

Se describen los materiales y métodos utilizados para determinar la maduración térmica de la materia orgánica tanto de forma indirecta, con el método de Lopatin, como de forma directa a través de la petrografía orgánica (estudio óptico del kerógeno y el poder reflector de la vitrinita) así como la caracterización geoquímica de las rocas del Oxfordiano por medio de las técnicas geoquímicas y de la misma petrografía orgánica.

3.1 Materiales y métodos empleados en la determinación de la maduración térmica de la materia orgánica dispersa fósil por medio del Índice Tiempo – Temperatura.

Se compilaron alrededor de 200 registros con base en los datos de columnas litológicas de pozos exploratorios, de la PSCTM. Se construyeron manualmente, Gráficas de Historia de Sepultamiento (GHS) y se efectuó el calculo del Índice Tiempo -Temperatura (ITT) por medio del método de Lopatin, el cual fue reforzado con el programa para “PC” de Waples (1980).

En este trabajo sólo se presentan las GHS que para el autor fueron significativas en el desarrollo del tema; sin embargo se muestran los valores de la configuración del ITT a la base a la base de la Fm. Santiago (ver Fig. 4.4). Con base en esos valores se configuro y determino los diferentes estados y zonas de maduración térmica de la materia orgánica dispersa fósil (MODF) en la PSCTM. La configuración se elaboró tomando en consideración a las principales geoestructuras dominantes en el subsuelo de la PSCTM.

También la configuración del ITT permitió observar tendencias y/o direcciones significativas de la maduración térmica (menor y mayor) de la materia orgánica de la Fm. Santiago.

3.2 Materiales y métodos empleados en la caracterización de las rocas del Oxfordiano por medio de técnicas geoquímicas y de petrografía orgánica.

Antes y durante el desarrollo del trabajo Tamosantla I (Tejeda, 1990), se habían efectuado numerosos análisis geoquímicos de varias formaciones de la PSCTM, lo cual permitió seleccionar con base en los datos del ITT a trece pozos exploratorios que contenían 346 muestras con resultados geoquímicos como son: contenido de carbono orgánico y los resultados de pirólisis (Rock – Eval II). Ambos métodos, de tipo físico- químico, así como también algunos datos del estudio óptico del kerógeno, fueron efectuados por el IMP para PEMEX – Exploración.

Con base en los resultados de los estudios anteriores y de la identificación de los grados y zonas de inmadurez, madurez y postmadurez térmica de la materia orgánica contenida en las rocas del Oxfordiano, se volvieron a seleccionar muestras de canal y núcleo de los pozos exploratorios PMP-1 y XCHT – 1, con el fin de determinar, por parte del autor del presente trabajo, en la Universidad de Porto (U. P: Portugal), el tipo de materia orgánica dispersa fósil en las formaciones atravesadas por estos pozos y obviamente de las rocas del Oxfordiano, así como el grado de maduración de la MODF. Se determino el poder reflector de la vitrinita (% Ro) y de la aparición de la fluorescencia; así como también de los hidrocarburos presentes en las muestras.

El estudio petrográfico – orgánico de los pozos exploratorios PMP-1 y XCHT-1 fue realizado por el autor mediante convenio PEMEX – IMP – U. P.

Técnicas geoquímicas de laboratorio

Las técnicas de laboratorio y/o método de trabajo que aportaron los conocimientos para la caracterización y evaluación del potencial oleogenerador de las rocas del Oxfordiano fueron:

- a) Carbono orgánico
- b) Pirólisis Rock- Eval II
- c) Estudio óptico del kerógeno
- d) Petrografía orgánica

- Breve descripción de las técnicas analíticas que se presentan en este estudio:

a) Carbono orgánico

El Carbono orgánico (Corg.), es una medida de la riqueza orgánica de las rocas sedimentarias. La obtención de esta propiedad de la materia orgánica para el presente estudio fue por medio del método Rock Eval / Carbono orgánico total (COT). El valor determinado para cada muestra se da en porcentaje (%) en peso. Un valor de Carbono orgánico de 1% equivale a que una muestra de roca sedimentaria de 100 gramos contendrá 1 gramo de Carbono orgánico (= COT).

b) Pirólisis (Rock – Eval II).

La pirólisis es una técnica de laboratorio donde el equipo Rock – Eval II evalúa el potencial generador de las rocas sedimentarias para muestras de canal, de núcleo y/o superficiales. Cada muestra se va combustionar, en atmósfera inerte, a una temperatura programada de 300 a 600°C, en un ciclo de 20 minutos por muestra. Los gases producidos pasan por un ionizador de flama, que detecta y traduce una señal a un integrador, el cual delinea principalmente 3 curvas o picos denominados S1, S2 y S3 de donde se obtienen los siguientes parámetros:

S1.- Hidrocarburos libres contenidos en la muestra (en mg HC/gr roca).

S2.- Compuestos hidrocarbureados producidos por el “cracking” del kerógeno (materia orgánica dispersa fósil). Capacidad de la muestra para generar hidrocarburos o hidrocarburos potenciales (en mg HC/gr roca).

S3.- El CO₂ que proviene del “cracking” del kerógeno (en mgHC/gr roca).

Tmax.- La temperatura máxima de pirólisis es aquella que se obtiene cuando se tiene el máximo desarrollo del pico S2. Su utilización es para definir el estado de maduración de la materia orgánica. Depende del tipo de materia orgánica.

Además se obtiene, con este equipo (Rock Eval II) como se menciono líneas arriba el Carbono orgánico total (COT).

Con base en las relaciones S2/COT se obtiene el Índice de Hidrógeno (IH) y con S3/COT se obtiene el índice de Oxígeno (IO), para cada muestra. Estos valores una vez graficados en un diagrama tipo Van Krevelev, determinan el tipo de materia orgánica analizada y la tendencia o línea de evolución de madurez térmica de la misma.

- Criterios de Peters (1986) para la selectividad de muestras analizadas por medio de pirólisis (Rock – Eval II).

Definir de forma general, con base al contenido del carbono orgánico y los parámetros que se obtienen de la pirólisis (Rock - Eval II), tales como el valor de los Hidrocarburos Potenciales (S2) y el Índice de Producción, ha sido un método de caracterización que en cierta manera es la forma mas cómoda para evaluar a las rocas oleogeneradoras o potencialmente oleogeneradoras, especialmente cuando se carece de otras técnicas analíticas mas sofisticadas.

Tal es el caso para Peters (1986) ya que uno de los criterios que aporta es con base en los valores mínimos obtenidos de la pirólisis para que una roca sedimentaria puede ser considerada como potencialmente generadora de hidrocarburos, debe cumplir:

$$\text{Corg.} \geq 0.5\%; S2 \geq 2.0 \text{ mg Hc/gr - roca e } IP \leq 0.4$$

Donde:

Corg. = Carbono orgánico (COT)

S1 = Hidrocarburos presentes en la muestra

S2 = Hidrocarburos potenciales

IP = Índice de producción, el cual es obtenido por la relación $(S1 + S2) / S2$

En principio estos parámetros se utilizaron como un ejercicio para determinar que unidad formacional dentro de la PSCTM debería estudiarse o seleccionarse para otros estudios geoquímicos a mayor detalle. Al aplicar los parámetros citados como un filtro de rango mínimo para las muestras obtenidas de los pozos citados, así como de otros pozos exploratorios y de otras unidades formacionales resultó que las muestras analizadas del Oxfordiano son atractivas por su evidente potencial generador de hidrocarburos. (Ver subcapítulo 4.2.1. pág. 56).

c) Estudio óptico del kerógeno

La técnica de estudio óptico del kerógeno se efectúa mediante la eliminación de los carbonatos y/o terrígenos de las muestras mediante el tratamiento con ácidos clorhídrico y fluorhídrico respectivamente. Una vez eliminada la matriz mineral se obtiene un residuo denominado kerógeno el cual se prepara en lámina delgada para su observación bajo el campo del microscopio en luz transmitida. De la observación se obtiene tipo de materia orgánica y el Índice de Alteración Térmica (IAT), que define cualitativamente el rango de maduración térmica de la materia orgánica. Ver Tabla 5.2, donde aparece la escala del IAT (TAI por sus siglas en inglés).

d) Petrografía orgánica

-Disciplina óptica que se emplea para las muestras de canal y/o núcleo obtenidas de los pozos exploratorios PMP-1 y XCHT – 1, donde se determinó:

- Tipo de materia orgánica dispersa fósil, de acuerdo a la clasificación de los macerales del carbón: si es Vitrinita (V) o Liptinita (L) / Exinita (E) o Inertinita (I) en preparación de roca total (WR). Ver Fig. 3.1 y Anexo 1.
- Termicidad o grado de maduración térmica de la MODF en las rocas sedimentarias o en las secuencias estudiadas, con base en la presencia de los macerales: Vitrinita (V) y Liptinita (L) / Exinita (E) o migrabitúmenes en preparación roca total (WR) o fracción ligera (LF), Anexo 1.
- Presencia de hidrocarburos con base en la fluorescencia de ellos en preparaciones de roca total.

-Preparación de muestras de canal y núcleo para estudio de petrografía orgánica.

Se explica a continuación la metodología que se emplea en la Unidad de Petrología Orgánica de la Universidad de Porto para la preparación de las muestras de canal o núcleo de los dos pozos exploratorios PMP – 1 y XCHT – 1, ambos localizados en la parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla.

El método es sencillo en términos generales, pero existen dos preparaciones para cada muestra: Una conocida como roca total (whole rock o WR) y otra como fracción ligera (light fraction o LF).

Para la técnica de roca total (WR): Se tritura la muestra y los fragmentos de roca se pasan por la malla de 0.833 mm, luego se pesan 2 gr. Entretanto se prepara resina epóxica (R) y endurecedor (H) en una proporción R/H= 10 gr / 1 gr.

En un molde de plástico se mezclan los fragmentos de roca de la muestra con la resina epóxica (R+H) preparada durante aproximadamente 3 minutos luego se deja secar mas o menos 24 horas (Fig.3.1). La resina epóxica actúa como una sustancia que extrae los hidrocarburos de los fragmentos de roca tal y como ha sido descrito y presentado por Alpern et al., 1992, 1993 Y 1994

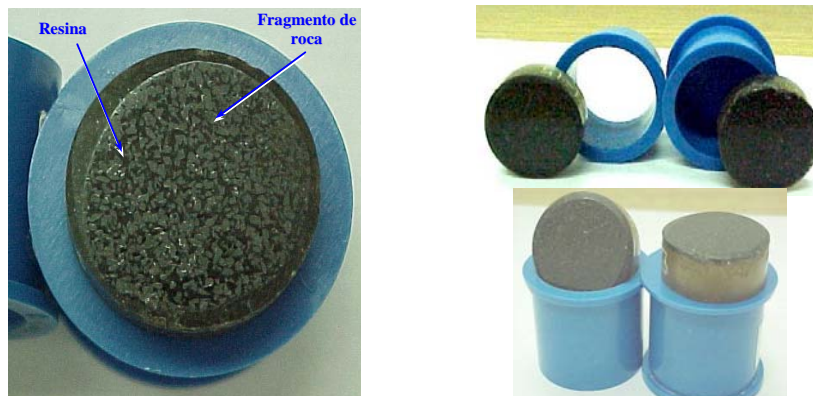


Fig. 3.1.- Preparación roca total (WR) mostrándose los moldes de plástico y la muestra de fragmentos de roca (FR) embebidos en resina epóxica seca, endurecida y pulida.

-Equipo óptico empleado para petrografía orgánica

Posteriormente tanto la pastilla de roca total (WR) como la de lámina delgada la cual contiene a la denominada fracción ligera (LF) de la materia orgánica son observadas bajo el campo de un microscopio fotómetro marca "Leitz MPV compact", (Fig. 3.2). Este está acoplado a una computadora personal con un "software" para introducción, almacenamiento y manejo de datos para efectuar la medición del poder reflector de la vitrinita (% Ro) y la presencia de fluorescencia. Se utilizan objetivos para inmersión en agua o aceite de 30 a 50X.

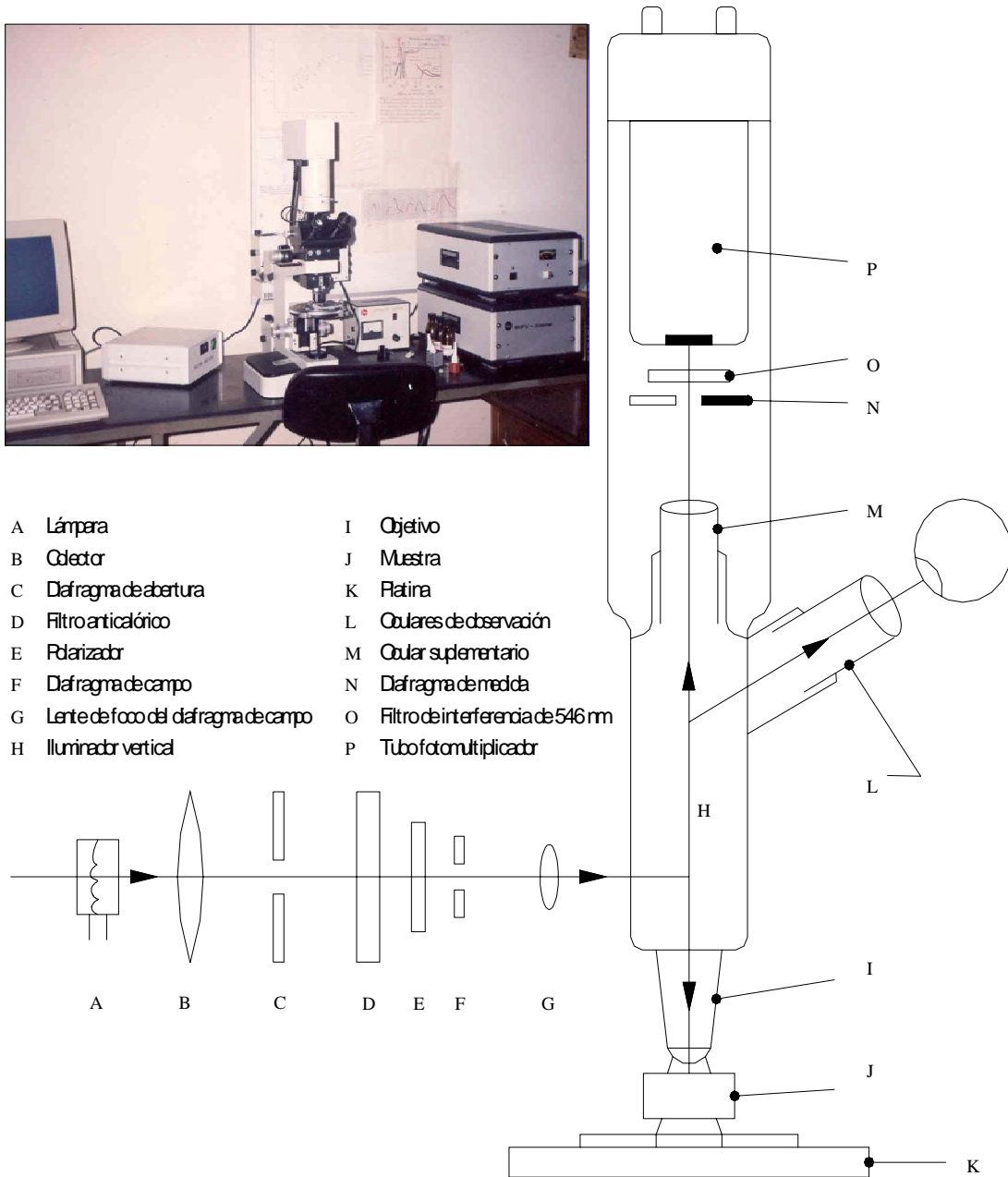


Fig. 3.2.- Vista del microscopio fotómetro marca "Leitz MPV compact", acoplado a una computadora personal y diagrama

-Obtención de los datos del poder reflector de la Vitritina (reflectometría) y de la presencia de la fluorescencia.

Los datos ópticos se obtienen por medio de la reflectometría y la fluorescencia a partir de la identificación y determinación de la materia orgánica dispersa fósil (MODF) "sensu stricto" clasificada como: Vitritina (V), Liptinita (L) /Exinita (E) e Inertinita (I), así como también los hidrocarburos extraídos y disueltos en la preparación roca total y los migrabitúmenes en las preparaciones de roca Total y fracción ligera. (Anexo 1).

-Reflectometría

En muestras preparadas como roca total se obtuvo:

- El valor del poder reflector de algunas partículas carbonosas del rango de las Vitritinas (V) contenidas en los fragmentos de roca (inclusiones carbonosas según terminología de Alpern, et al. (1992), mediante la incidencia de luz blanca.
- El valor del poder reflector de materia orgánica dispersa fósil del tipo Liptinitico / Exinitico (L/E), contenidas en los fragmentos de roca para el control de maduración térmica y la verificación de la presencia de este tipo de materiales mediante la relación $L < V < I$ donde la Liptinita (L/E) tendrá un poder reflector menor que la Vitritina (V) y está, a su vez, tendrá un poder reflector menor que la Inertinita (I) en caso de que ocurrieran estas partículas en una mismo fragmento de roca. Fig. 3.3.

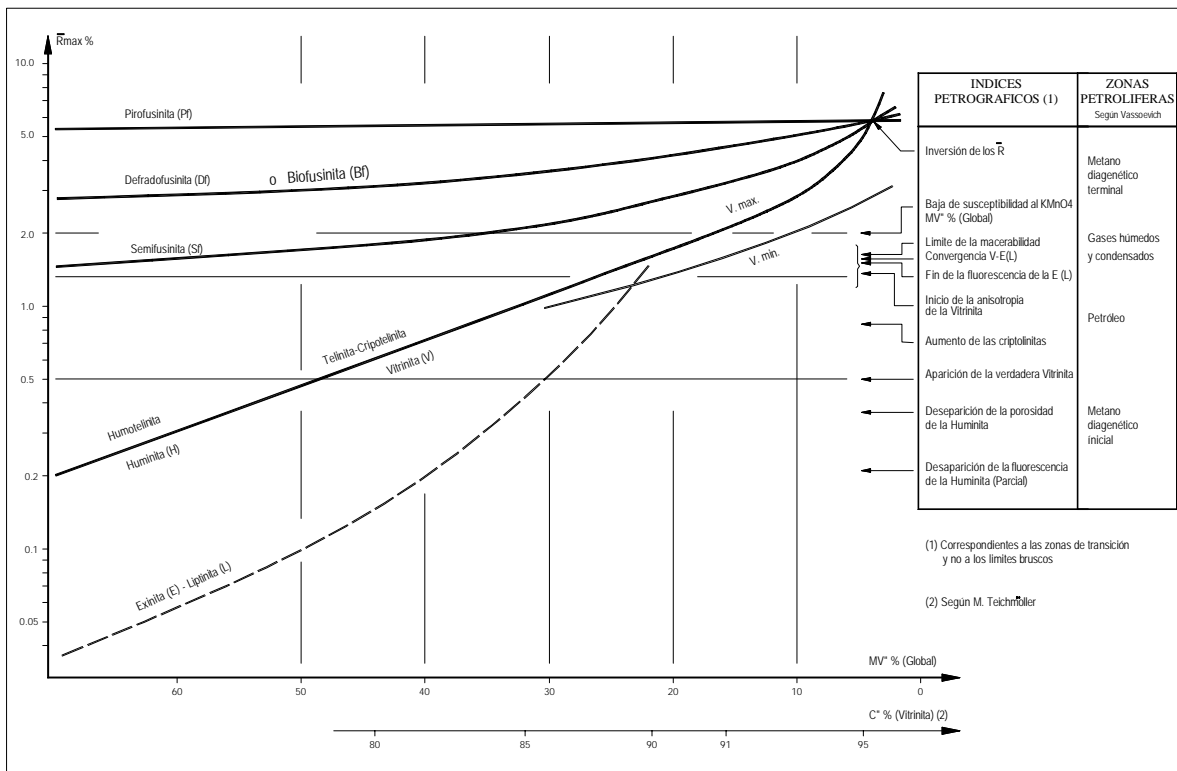


Fig. 3.3.- Representación esquemática de la evolución de algunos macerales en el curso de la carbonificación, principales índices petrográficos y "Zonas Petrolíferas de Vassoevich" (Modificado de Alpern, et al., 1994).

- En ocasiones el valor del poder reflector de las Inertinitas (I) como verificación para comprobar la relación $L < V < I$. (Fig. 3.3).

El valor del poder reflector de los migrabitumenes (PRB).

El poder reflector de los migrabitumenes se incrementa conforme aumenta la cantidad de Carbono presente en su composición química y disminuye, contrariamente, cuando aumenta la cantidad de hidrógeno, de acuerdo a lo estudiado por Jacob (1989). Estos migrabitumenes pueden ser clasificados como Vitribitumen, Liptibitumen e Inertobitumen según Alpern, 1994. Esta nomenclatura con respecto al prefijo utilizado da una idea de su poder reflector y su rango. Fig. 3.4.

HIDROCARBUROS EMBEBIDOS EN BLOQUES DE GRANOS PULIDOS (Roca Total WR)	HIDROCARBUROS LÍQUIDOS	HIDROCARBUROS AUTOMORFOS	gotas películas redes no-esféricos	
		HIDROCARBUROS DISUELTOS (en resina)		
	HIDROCARBUROS SÓLIDOS (Migrabitumenes)	LIPTIBITUMEN PRB < 0.3%	fluo	TÉRMINOS CONVENCIONALES
			no - fluo	Asfaltita Ozocerita Wurtzilita Gilsonita Glance pitch Albertita
		VITRIBITUMEN 0.3% < PRB < 0.7%	fluo	Grahamita
			no - fluo	Albertita
		FUSIBITUMEN PRB < 0.7%	isotrópica	Imposinita
			anisotropía	Anthraxolita
	PIROBITUMEN	Coque Esferobitumen anisotrópico		

Fig. 3.4.- Clasificación de hidrocarburos líquidos y migrabitumenes detectados en la preparación de roca total de granos o fragmentos de roca pulidos, mediante la obtención del poder reflector de los migrabitumenes (PRB) y de la fluorescencia (Modificado de Alpern, et al. 1994).

En muestras preparadas como fracción ligera se obtuvo:

- El poder reflector de los materiales carbonosos del tipo de la Vitrinita e incluso sino hay presencia de este tipo de partículas se localizan las de tipo Liptiniticas - Exinitas (mas fácilmente reconocidas con el uso de luz fluorescente) y en ocasiones las de tipo Inertinitico y de los migrabitumenes.

-Fluorescencia (UV/ BG -luz azul).

La fluorescencia (UV/ BG - luz azul) fue utilizada principalmente para la preparación roca total. Se efectuó con el microscópico fotómetro, utilizando luz incidente blanca pero con una lente como filtro generando luz de tipo ultravioleta o azul (UV/ luz azul).

El análisis se efectuó de manera cualitativa, para la identificación, clasificación y verificación de la presencia de materia orgánica de tipo Liptinítico / Exinítico (partículas orgánicas figurativas y no figurativas) y en la apreciación del rango de madurez térmica en estas partículas orgánicas de acuerdo a la emisión del color detectado que puede ser en una escala que va desde el verde, amarillo, anaranjado y anaranjado – café. (Ver Tabla 5.3 donde aparece la columna como “Fluorescence in UV / blue light”).

Además se utiliza para la definición de burbujas, películas y cúmulos de hidrocarburos en y alrededor de los fragmentos de roca así como los hidrocarburos disueltos en la pastilla de resina epóxica y con el objetivo de diferenciar los hidrocarburos autóctonos de los alóctonos.

También se tiene la oportunidad con este método óptico de identificar y clasificar a los migrabitúmenes fluorescentes.

Cuando se efectúa un análisis microscópico de tipo cuantitativo la fluorescencia es utilizada para la determinación de la madurez térmica a través de la emisión e intensidad máxima definida en el rango de las longitudes de onda entre los 350 a 550 nm. Que en este estudio no se presenta. Así como también en la medición de la intensidad de la fluorescencia en la resina y en, o alrededor de los fragmentos de roca.

Todo esto con el fin de establecer una presencia máxima o mínima, debida a generación de hidrocarburos "in situ" a partir de estos fragmentos o que sean causados por problemas de impregnación de hidrocarburos de forma alóctona (migración e inclusive contaminación por lodos de perforación u otros agentes externos).

Finalmente la caracterización geoquímica y óptica de las rocas del Oxfordiano se definió con base en:

- Registros Geoquímicos de pozos con datos obtenidos de los resultados de muestras analizadas por pirólisis (Rock – Eval II) asociado a la determinación del Índice de Alteración Térmica (IAT) en muestras preparadas para kerógeno.
- Relación entre los valores mínimos y máximos de Corg. Así como los de la pirólisis (Rock – Eval II) y una selectividad de valores.
- La distribución geográfica y de área de los datos del carbono orgánico y pirólisis (Rock – Eval II).
- Maduración térmica de la materia orgánica dispersa fósil del Oxfordiano determinada por el Índice Tiempo – Temperatura, la Temperatura Máxima de pirólisis, el IAT y el poder reflector de la Vitrinita.

4.0 GEOQUÍMICA Y EVALUACIÓN DEL POTENCIAL OLEOGENERADOR DE LAS ROCAS DEL OXFORDIANO (FM. SANTIAGO) Y RESULTADOS.

Con base en los datos geológicos anteriormente descritos de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla (PSCTM) se determinó que las rocas del Oxfordiano, se encuentran principalmente en depresiones y/o en el interior de fosas de mayor desarrollo tectónico (Figs. 2.1 y 2.4). Con el fin de estimar el estado de madurez térmica fue conveniente utilizar el método de gráficas de historia de sepultamiento (G. H. S) asociado al Índice Tiempo – Temperatura de Lopatin (1971), reformulado en un programa de computo por Waples (1980). Esto permitió determinar desde el punto de vista cualitativo el potencial oleogenerador de las rocas del Oxfordiano (etapa inicial, la máxima o final de la generación del petróleo).

El método de Lopatin fue utilizado por ser práctico y rápido, además de que se contó con esta información del Prospecto Tamosantla I (Tejeda, 1990), la cual fue de tipo regional, permitiendo identificar las áreas con inmadurez, madurez y post- madurez térmica de la materia orgánica del Oxfordiano. Además, se pudieron efectuar relaciones con los resultados de los análisis geoquímicos practicados a varios de los pozos exploratorios de la PSCTM, como posteriormente se muestra.

Así que, con base en alrededor de 200 gráficas de historia de sepultamiento, se relacionó la profundidad máxima que alcanzó la Formación Santiago en la parte sur de la cuenca con respecto a la temperatura y el tiempo. Esto permitió determinar la madurez térmica de la materia orgánica dispersa fósil (MODF) en las rocas del Oxfordiano desde un punto de vista indirecto y cualitativo.

4.1 Madurez térmica regional, parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla de la materia orgánica dispersa fósil (MODF) de las rocas del Oxfordiano.

Con la información compilada, por el autor, referente a los datos del poder reflector de la vitrinita dado que eran muy pocos, no se puede conocer la termicidad de la MODF en el Oxfordiano en un sentido regional por lo que da como resultado que se tenga una información limitada. La solución sería efectuar un muestreo continuo y de forma lateral en las rocas del Oxfordiano, para determinar por medio del poder reflector de la vitrinita el estado de maduración térmica, pero esto es imposible de ejecutar por los costos que implica.

Por otro lado, aún teniendo las partículas de vitrinita con las cuales se determina en forma directa y con suma confiabilidad la madurez térmica de la MODF, no son abundantes en la Fm. Santiago debido a sus características sedimentológicas, congruente con su distribución paleogeografía.

Un método petrográfico, que podría solucionar esto último para trabajos regionales sería el de determinar mediante la colorimetría e intensidad de fluorescencia las partículas de Liptinita contenidas en las rocas del Oxfordiano y de modo casi directo la madurez térmica de la materia orgánica dispersa fósil del Oxfordiano. Sin embargo, estos datos solamente se obtienen por medio de técnicas ópticas de laboratorio más avanzadas y sofisticadas.

En este sentido, al no contar con un mayor número de datos obtenidos de técnicas de medición directa de la madurez térmica en la parte sur de la Cuenca de Tampico-Misantla, se decidió utilizar el método indirecto del Índice Tiempo-Temperatura (ITT) propuesto originalmente por Lopatin (1971) y modificado por Waples (1980).

Cerca de 200 pozos exploratorios que cortaron a la Fm. Santiago, dentro de la parte sur de la Cuenca Tampico - Misantla, fueron utilizados para construir las gráficas de historia de sepultamiento y el ITT, con base en las siguientes consideraciones:

El espesor actual de las formaciones suprayacentes e infrayacentes a la Formación Santiago.

El espesor aproximado de las formaciones erosionadas, se determinó en forma interpretativa.

El no-depósito de algunas formaciones de la cuenca

Y el gradiente geotérmico actual considerando que éste no ha variado con el tiempo, debido a que se ha conservado más o menos estable, por estar en una margen tectónica de tipo pasivo. La edad de las formaciones se relacionó con la escala COSUNA (1982) en millones de años.

4.1.1 Relación entre las Gráficas de Historia de Sepultamiento y el método indirecto de maduración térmica Índice Tiempo - Temperatura (ITT) en la PSCTM.

Este análisis se efectuó para las Áreas Noroeste y Sureste (Fig. 4.1) con una serie de GHS de varios pozos exploratorios seleccionados. En estas gráficas se observan las variaciones del sepultamiento con respecto al tiempo. Por ejemplo con líneas muy inclinadas, se contempla probablemente las velocidades de sepultamiento rápidas, con líneas casi horizontales y sin flexuras, correspondiente probablemente a velocidades de sepultamiento lentas y graduales, relacionadas en forma relativa con la subsidencia de la PSCTM. Asimismo con las GHS se obtuvieron los valores del ITT alcanzado por la materia orgánica, en el presente para cada pozo, el cual pueden variar verticalmente de 7 a 160 (que es el rango de la ventana del petróleo) o con valores de ITT menores a 160.

Los valores del Índice Tiempo – Temperatura obtenidos pueden ser convertidos a valores de poder reflector de la Vitrinita mediante la Tabla 4.1. Que es una escala de correlación global entre el ITT y el poder reflector de la vitrinita (%Ro) preparada por Waples (1985).

Con la Tabla 4.1 se permite determinar el grado de maduración (de la materia orgánica) y la fase fundamental de la generación del petróleo (FFGP), con base en los valores del ITT.

R o (PRV)	ITT	GRADO DE MADURACIÓN		ETAPA DE LA F. F. G. P.	
0,30	1	INMADURO			
0,40	1				
0,50	3				
0,55	7				
0,60	10	VENTANA DEL PETRÓLEO	MODERADAMENTE INMADURO	INICIO	
0,65	15				
0,70	20				
0,77	30		MODERDAMENTE MADURO	MAXIMA (MIGRACION MAXIMA)	
0,85	40				
0,93	56				
1,00	75				
1,07	92				
1,15	110				
1,19	120				
1,22	130	MADURO			
1,26	140				
1,30	160	MUY MADURO		FINAL	
1,36	180				
1,39	200				
1,46	260				
1,50	300				
1,62	370			LIMITE 40° API	
1,75	500				
1,87	650				
2,00	900				
2,25	1.600				
2,50	2.700	ALTAMENTE MADURO		LIMITE GAS HUMEDO	
2,75	4.000				
3,00	6.000				
3,25	9.000				
3,50	12.000				
4,00	23.000	METAMORFICO		ULTIMA PESENCIA DE GAS SECO	
4,50	42.000				
5,00	85.000				

Tabla 4.1.- Correlación entre el índice Tiempo – Temperatura (ITT), grado de maduración térmica, el poder reflector de la Vitrinita (PRV = % Ro) con las diferentes etapas de generación y preservación del petróleo. F.F.G.P. = Fase Fundamental de Generación del Petróleo. (Modificado de Waples, 1985. Tomado de Tejeda, 1990).

4.1.1.1 Historia de Sepultamiento (velocidad relativa de sedimentación y subsidencia).

Área Noroeste

De los 200 pozos graficados se seleccionaron cinco para el Área Noroeste de la PSCTM con el fin de observar el comportamiento de la historia del sepultamiento, registrado en los pozos: PFT – 1, CMP – 101, PLN – 1 y CNT – 1 (Figs. 4.1 y 4.2) .

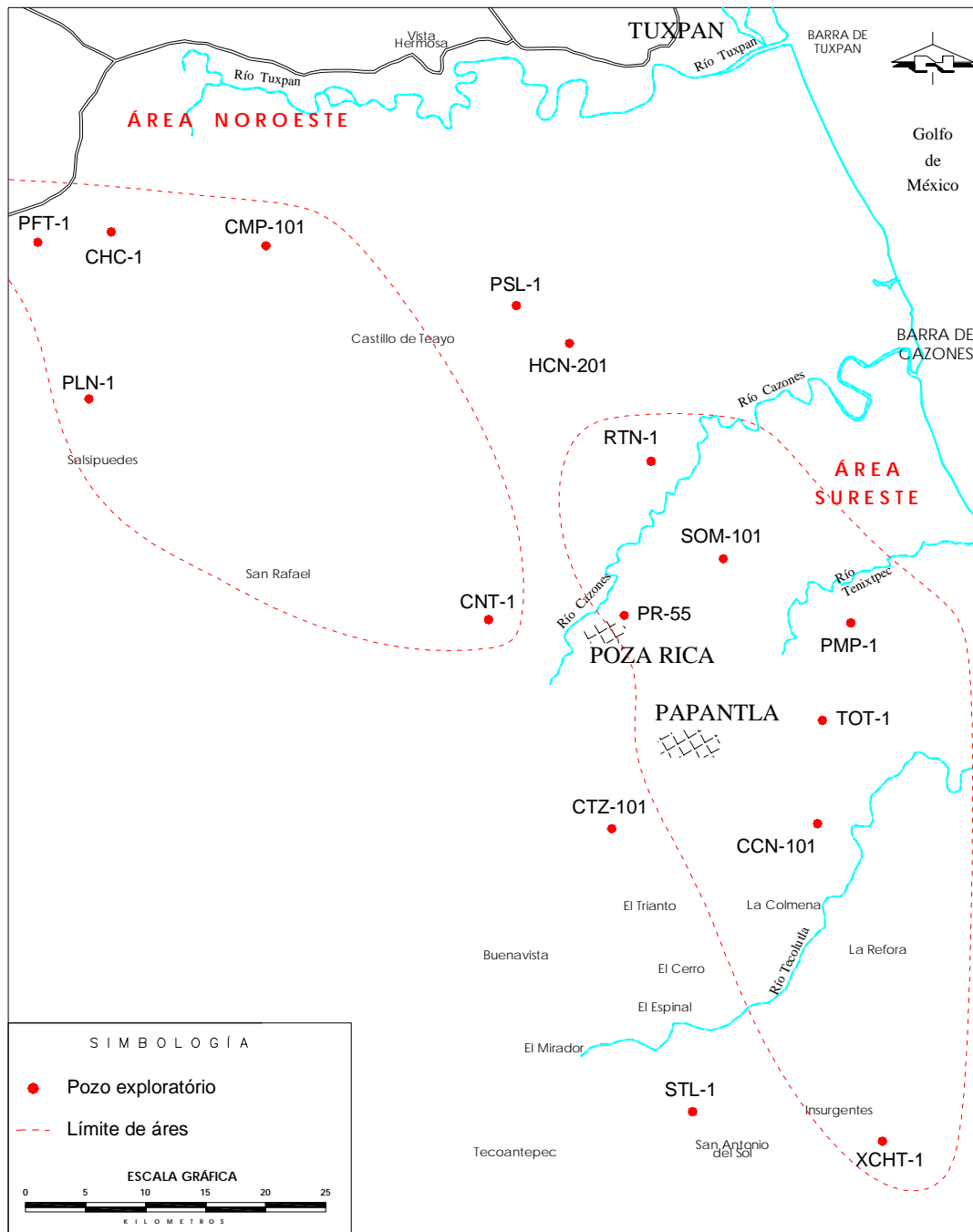


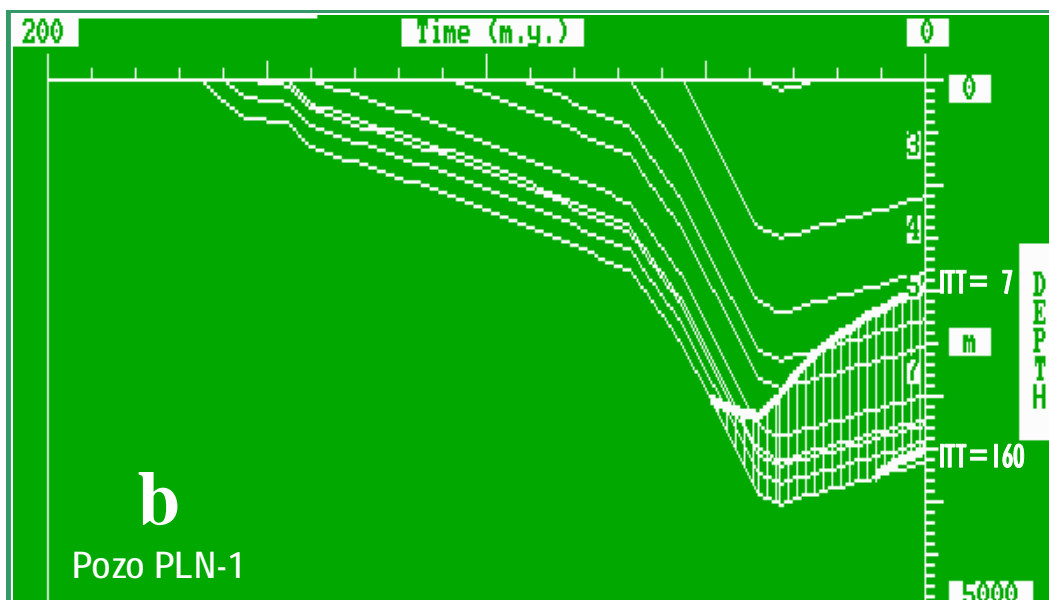
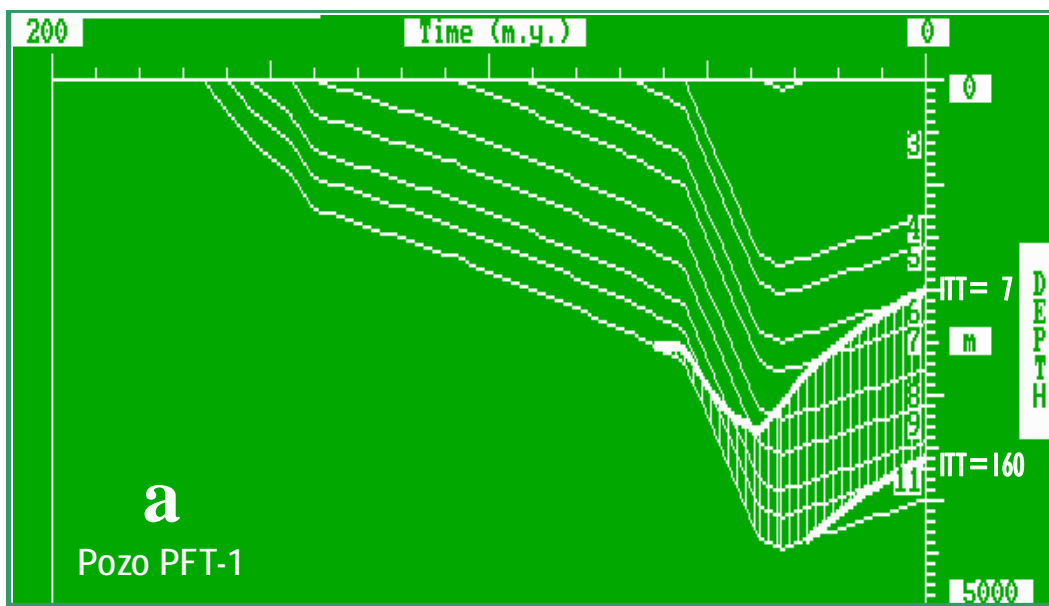
Fig. 4.1.- Plano de localización de pozos exploratorios en la parte sur de la Cuenca Tampico-Misantla. Áreas Noroeste y Sureste: PFT – 1, CHC – 1, CMP – 101, HCN – 201, RTN – 1, PLN – 1, SOM – 101, PR – 55, CNT – 1, PMP – 1, TOT – 1, CTZ – 101 y CCN – 101, STL – 1 y XCHT 1.

Las gráficas de historia de sepultamiento (Fig. 4.2) muestran en general que la velocidad promedio de sedimentación de las formaciones del Jurásico Superior fue de más o menos 15 metros por Millón de Años (m / M. A.).

El ritmo de subsidencia ocasionado por el sepultamiento de los sedimentos y luego de las rocas suprayacentes al sistema Jurásico Superior hasta los 67 M.A. puede considerarse como lento, y es a partir de este tiempo que se inicia un rápido sepultamiento, hasta los 55 M. A.

Las rocas jurásicas son llevadas a profundidades de entre los 2800 a 3000 metros. Siendo similar la subsidencia para los pozos PFT-1 y PLN-1 (Figs. 4.2 a y b).

ÁREA NOROESTE



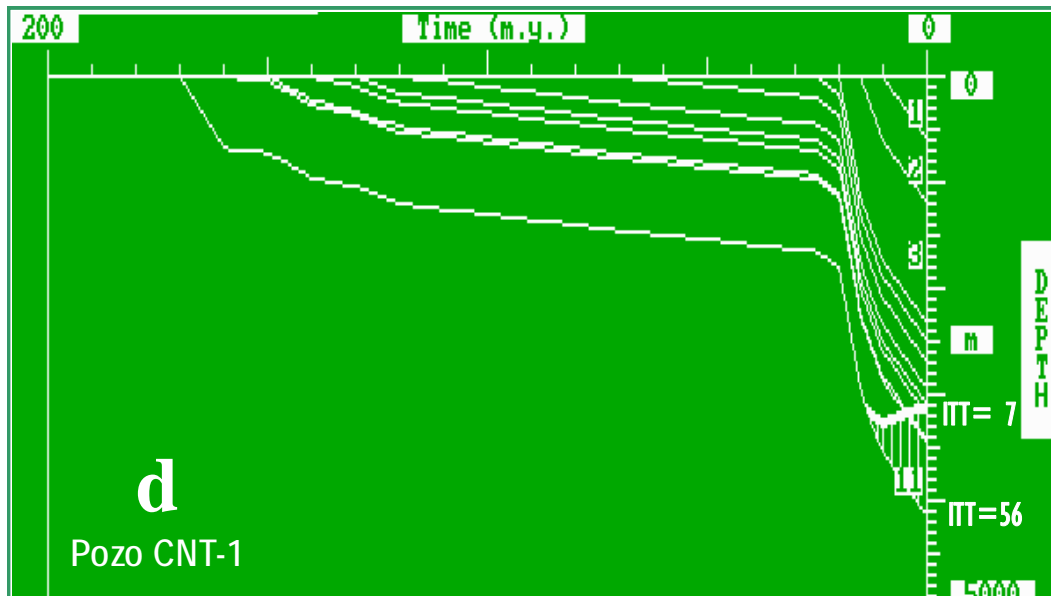
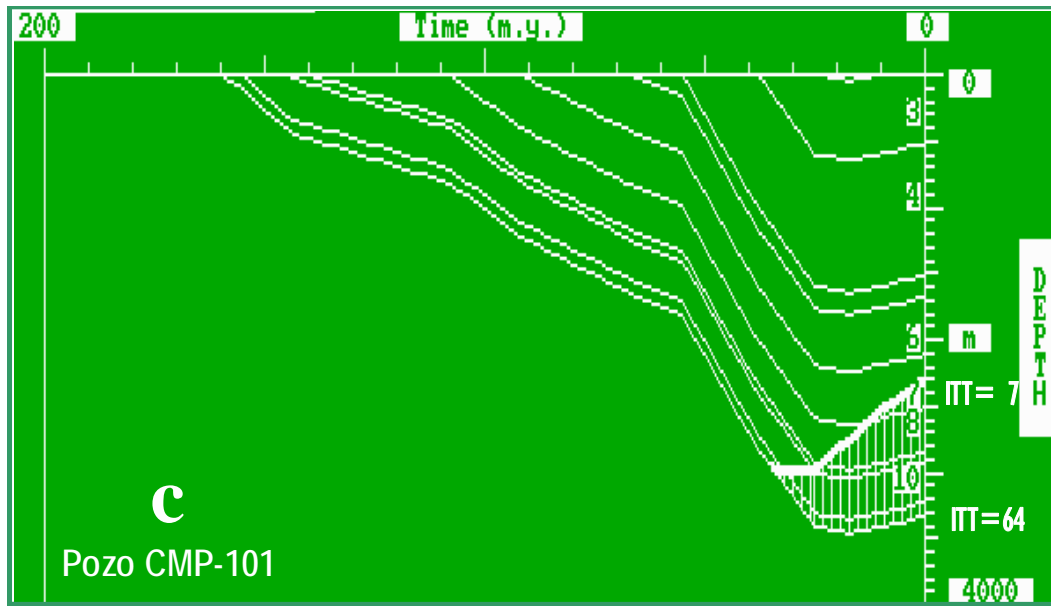


Fig. 4.2.- Gráficas de Historia de Sepultamiento (GHS) y franja de la ventana de Generación del Petróleo (ITT=7 a ITT= 160) en el Área Noroeste de la PSCTM, para los pozos: a.- PFT-1 y b.- PLN-1 ubicados en el sector Norte y para c.- CMP-101 y d.- CNT-1 ubicados en el sector Central y Sur de la PSCTM. Escala horizontal en millones de años (m. y.) y la vertical en miles de metros (m).

La entrada a la ventana de generación del petróleo es alcanzada, en ese tiempo (55 M. A.), y posteriormente hace 35 M. A., se inicia el levantamiento más o menos lento, inhibiendo en ciertas áreas el depósito de las series terrígenas del Mioceno.

En el Área Noroeste, los pozos PFT-1 y PLN-1, así como otros (no presentados en este estudio) están relacionados con una fosa denominada de Planos. Las rocas jurásicas quedaron sepultadas (actualmente) dentro de una fase avanzada de Máxima Generación y Final del Petróleo variando los valores del ITT =40 a ITT =300 (comparar estos valores con la Tabla 4.1y Fig. 4.4), los cuales se obtuvieron, en general, tanto de los pozos citados como de los localizados en esa zona.

La historia de sepultamiento en el Área Noroeste, mas hacia el sur, se relaciona probablemente con el efecto distensional de la denominada fosa de Planos (Fig. 4.2 c y d); las formaciones del Jurásico Superior tuvieron en promedio una velocidad de sedimentación de aproximadamente 28 m./ M.A., que comparada con la anterior es más alta, lo cual ocasiona un retraso en la maduración con respecto a la otra área. Aquí entró mas tarde a la ventana de generación.

En general, esta parte (la sur) del Área Noroeste, entro hace mas o menos 25 M. A. a la ventana de generación más lenta (o más tardía), que la otra área ubicada mas al noroeste y donde actualmente alcanza valores de ITT entre los 10 y 160 unidades, que ubica a tales rocas del Jurásico, entre la Fase Inicial y Máxima de Generación de Petróleo (Fig. 4.4).

ÁREA SURESTE

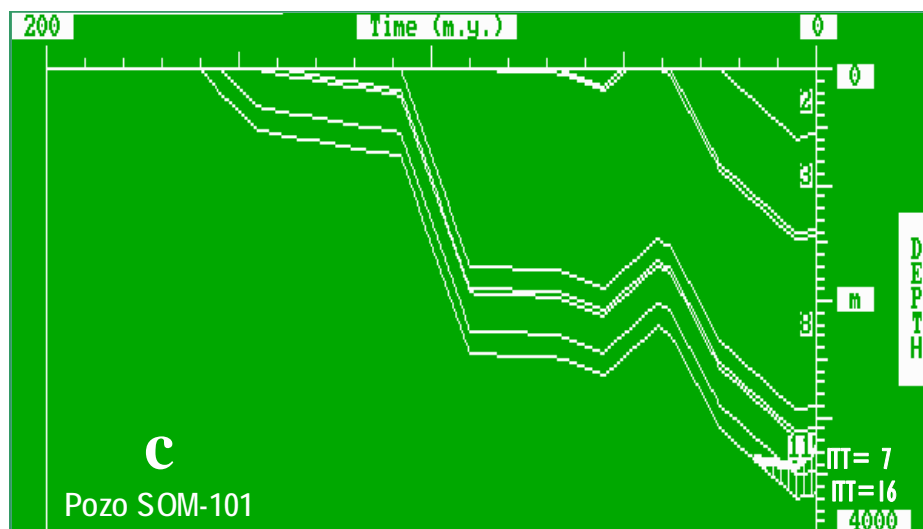
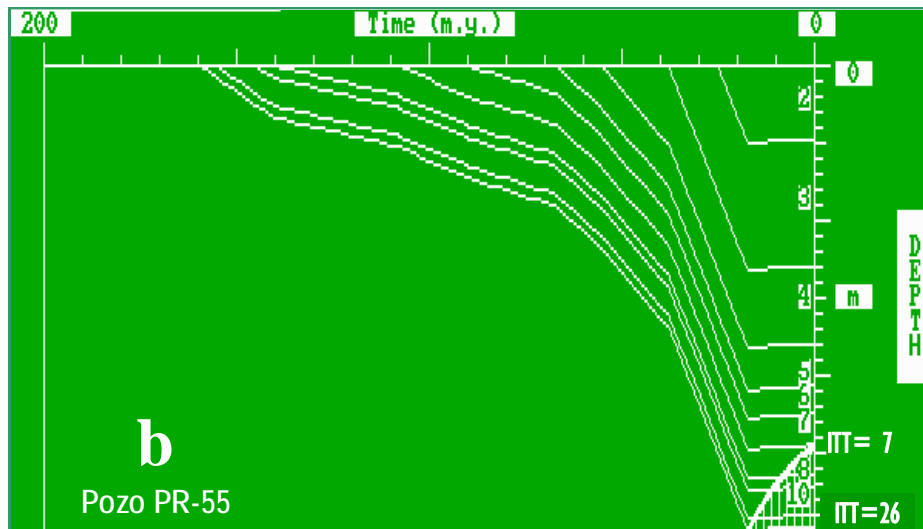
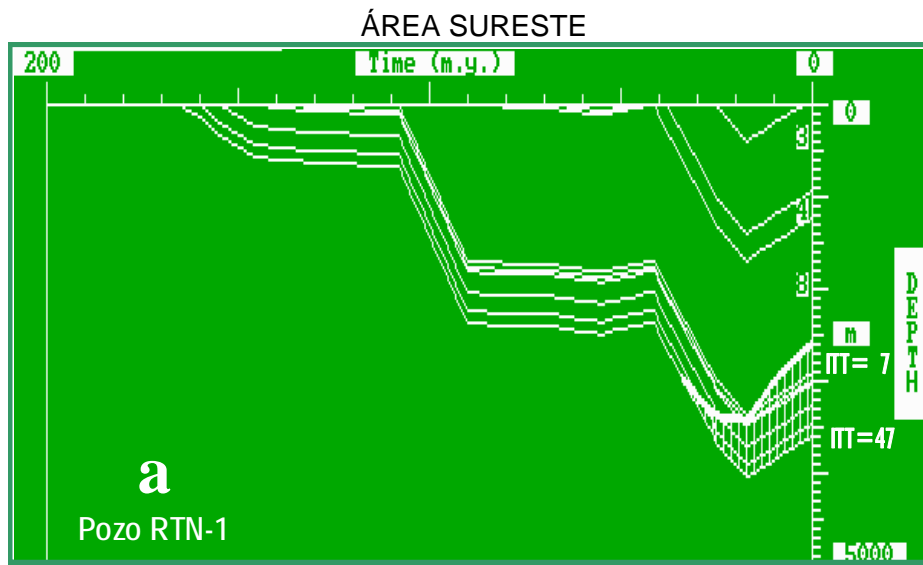
En el Área Sureste de la PSCTM se observó el comportamiento de la historia de sepultamiento registrado en los pozos: RTN – 1, PR – 55, SOM – 101, PMP – 1, CCN – 101 y XCHT – 1 (Fig. 4.1 y 4.3) que muestran en general que:

La velocidad de sedimentación para las formaciones jurásicas en ésta área, fue bastante variable, la Fm. Santiago con un depósito de 691 metros de sedimentos en un tiempo de mas o menos 5 millones de años (Fig. 4.3), alcanzó una velocidad de 130 m / M. A., muy alta, mientras que las Formaciones Taman y Pimienta tuvieron una velocidad de 30 y 7 m / M. A., respectivamente, lo cual se interpreta, que la subsidencia actúo en este punto, en una fosa, que continuamente se hundía, el espesor de esas formaciones son un reflejo de la interacción entre la sedimentación y la tectónica.

Hace 140 M. A., el sepultamiento fue lento para luego transcurridos 30 M. A., pasa a ser más rápido, causado en algunas partes por el soterramiento de las rocas del Cretácico Medio y por las rocas del Cretácico Superior.

Posteriormente y hace mas o menos 50 M. A., hay un levantamiento de la columna, lo cual produce una erosión de rocas terciarias hace aproximadamente 37 M. A.; tiempo donde se inicia una subsidencia constante que se detiene hace 5 M. A., para luego seguir levantándose (la columna) a una velocidad menor. (Fig. 4.3 a, b, c, d , e y f).

El ingreso a la "ventana del petróleo", para las rocas del Jurásico Superior fue hace 50 o 40 M. A., actualmente se ubican con base al rango de maduración alcanzado, de ITT =16 a ITT =63, es decir en la Fase Inicial o a principios de la Máxima Generación de Petróleo.



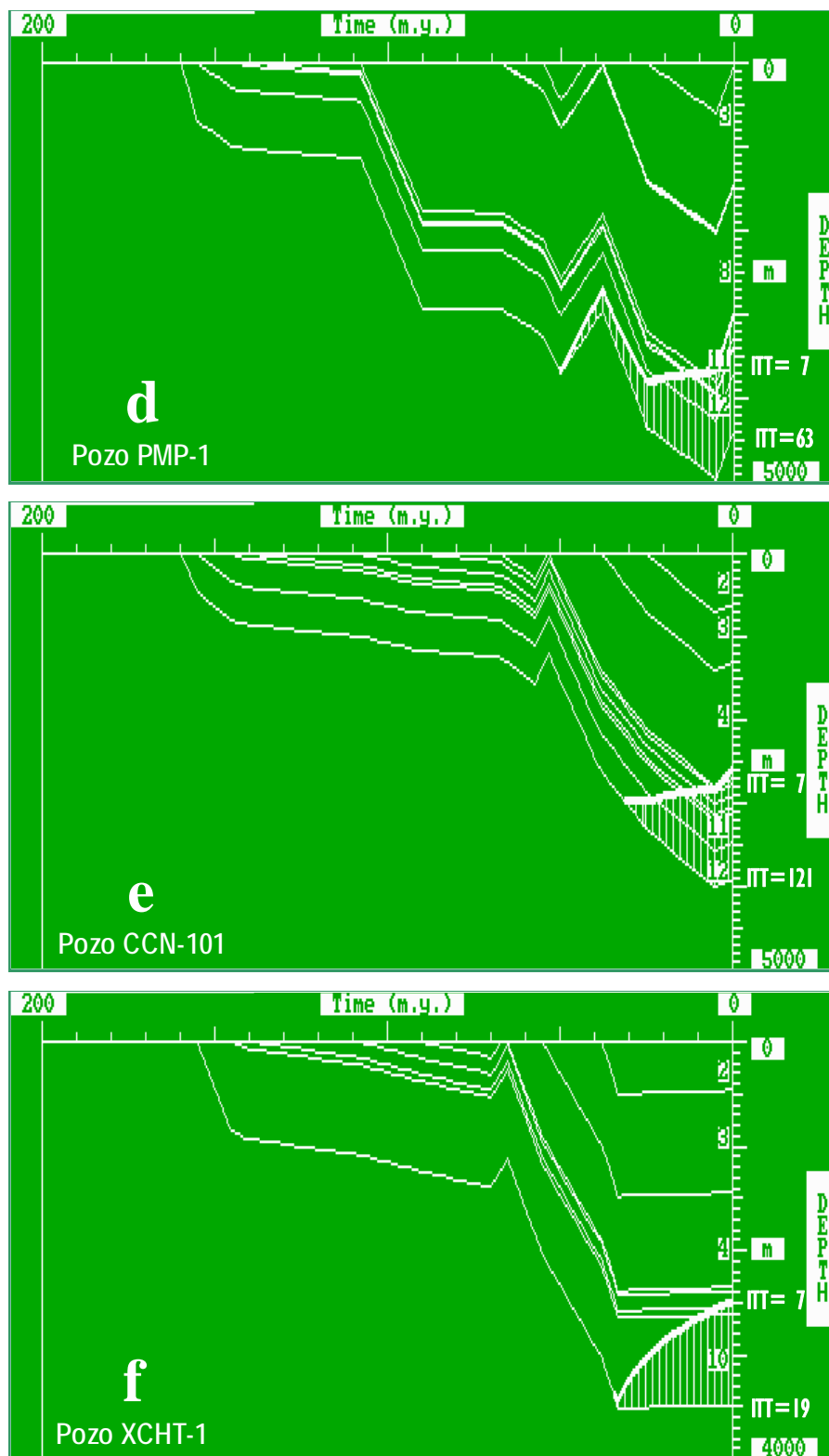


Fig. 4.3.- Gráficas de Historia de Sepultamiento (GHS) y franja de la Ventana de Generación del Petróleo (ITT = 7 a ITT = 160) para el Área Sureste de la PSCTM para los pozos: a.- RTN – 1, b.- PR – 55, c.- SOM-101, d.- PMP-1 ubicados en el sector Este y para e.- CCN-101 y f.- XCHT-1 ubicados en el sector Sur de la PSCTM. Escala horizontal en millones de años (m. y.) y la vertical en miles de metros (m).

4.1.1.2. Configuración del ITT en la PSCTM a la base de las rocas del Oxfordiano (Fm. Santiago) y zonas de maduración térmica. (Método Indirecto).

Con la configuración del Índice Tiempo – Temperatura a la base de la Fm. Santiago se definieron diferentes estados de maduración térmica de la MODF en la PSCTM. De esta manera y con respecto a la Figura 4.4 se identificaron las siguientes zonas con diferente grado de maduración térmica:

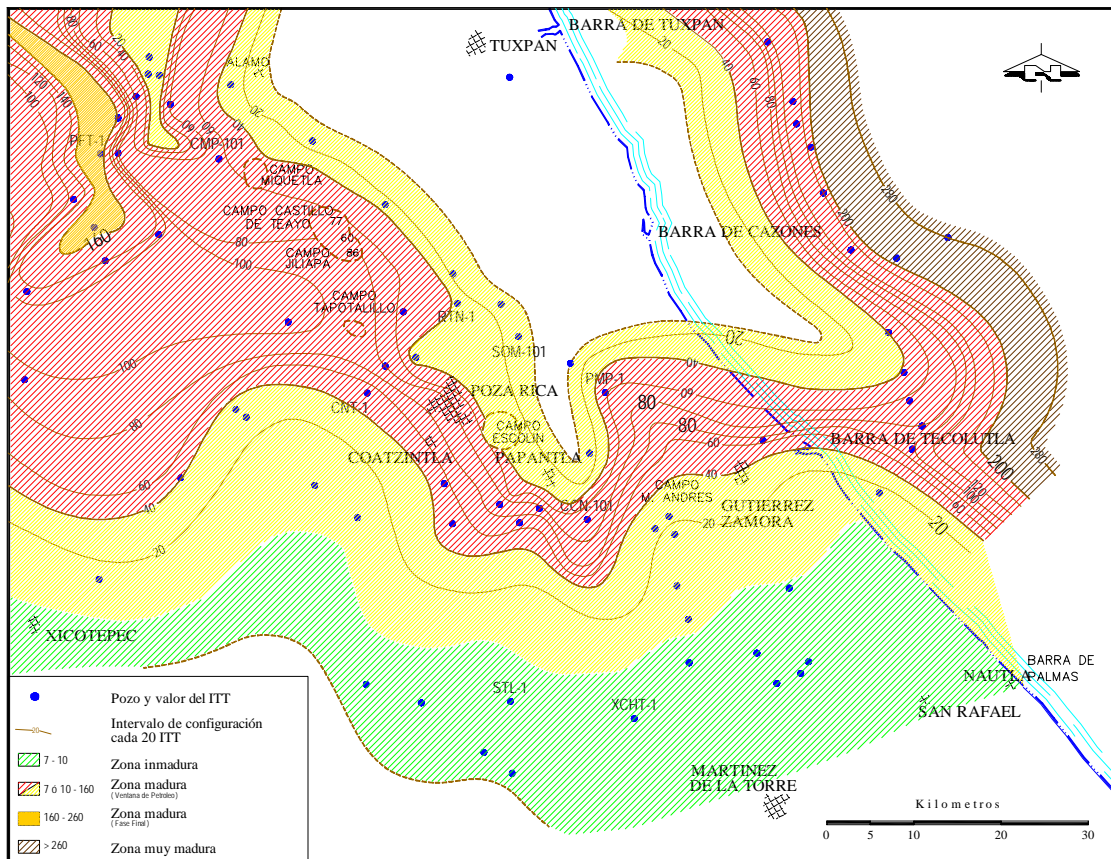


Fig. 4.4.- Plano de configuración del Índice Tiempo – Temperatura (ITT) para la base de la Fm. Santiago (Oxfordiano). (Modificado de Tejeda, 1990).

Zona con $ITT < 20$.- Esta zona se ubica hacia el este y sur de la ciudad de Poza Rica (área de la Plataforma de Tuxpan, Fig. 2.5) así como hacia el sur de la misma, en una amplia franja que corre de este a oeste, esta zona se considera de un estado de madurez de inmaduro a moderadamente maduro al inicio de la generación del petróleo con potencial de generar hidrocarburos pesados.

La Zona con ITT de 20 a 160.- Se ubica en una franja amplia en la PSCTM. Esta recorre o bordea al paleoelemento de la “Plataforma de Tuxpan” (Figs. 2.5 y 4.4).

En el plano la configuración del ITT (Fig. 4.4) se observa con una forma de letra "Y" distorsionada. Se bifurca en dos ramales a partir de la isolínea de $ITT = 100$, el ramal izquierdo va en dirección hacia el occidente y el derecho hacia el norte - noroeste . La zona de $20 < ITT < 160$ define una franja de moderadamente madura a madura, lo que significa que la base de la Formación Santiago está en la “Ventana del Petróleo”, con hidrocarburos formados potencialmente del tipo medios a ligeros.

Zona con ITT de 160 a 260.- Se identifican tres zonas muy bien definidas dos al norte -noroeste de la ciudad de Poza Rica una de ellas la más noroccidental (Fig. 4.4), está relacionada por la denominada fosa de Planos (Fig. 2.1) y la otra, al oriente franco y fuera de costa, en el borde este del paleoelemento Plataforma de Tuxpan. Estas zonas corresponden a una maduración térmica avanzada y/o al inicio de una etapa muy madura, o también puede corresponder a la parte final de la generación del petróleo, potencialmente con hidrocarburos ligeros a gaseosos

Las tres zonas configuradas son importantes puesto que son base para hacer un muestreo y caracterizar geoquímicamente a la MODF de las rocas del Oxfordiano con el fin de comprobar su estado de madurez térmico en forma directa y aproximarse a definir mas claramente su potencial oleogenerador a través de los resultados del laboratorio.

4.2 Caracterización, interpretación geoquímica y potencial oleogenerador de las rocas del Oxfordiano.

La caracterización geoquímica se basó en los datos de 13 pozos exploratorios y de 346 muestras de las rocas del Oxfordiano. En la Tabla 4.2 se ilustra el tipo de estudio geoquímico que se realizó para cada uno de esos pozos. Para los materiales y métodos utilizados en la caracterización ver Capítulo 3.0.

POZO	Corg.	Cmin.	PIRÓLISIS Rock Eval II	IAT	Ro	TMO	EXTR
CHC-1	X						
TOT-2	X						
STL-1	X				X		
CTZ-101	X	X	X				
RTN-1	X	X	X				X
PMP-1	X	X	X	X	X	X	X
CNT-1	X	X	X	X		X	
CMP-101	X	X	X	X		X	X
SOM-101	X	X	X				X
PFT-1	X	X	X				
CCN -101	X	X	X			X	X
HCN-201	X				X		
XCHT-1	X				X	X	

Tabla 4.2.- Pozos con información geoquímica en la Fm. Santiago del Oxfordiano.

Abreviaturas y Notas:

a).- Corg.-Carbono Orgánico, Cmin.-Carbono Mineral, Pirólisis (Rock – Eval II): con IO.- Índice de Oxígeno, IH.- Índice de Hidrógeno. IAT.- Índice de Alteración Térmica, Ro.- poder reflector de la Vitrinita, TMO.- Tipo de materia orgánica, -Extr.- Muestra extraída.

b).- Datos de los pozos hasta el año de 1990, en caso de los pozos exploratorios PMP-1 y XCHT-1 son de 1993 – 1994 para la obtención del poder reflector de la Vitrinita y tipo de materia orgánica mediante la técnicas de preparación roca total (WR) y fracción ligera (LF).

4.2.1. Selectividad con base en valores de Carbono orgánico (Corg.) y datos de pirólisis (Rock – Eval II) en las rocas del Oxfordiano.

Se efectuaron cuatro caracterizaciones; la primera con base en los valores de Peters (1986), la segunda, comparando el contenido de materia orgánica y potencial de generación con otras formaciones de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla; la tercera para observar el comportamiento vertical de los datos geoquímicos en pozos exploratorios seleccionados y su variación geográfica y la cuarta en cuanto a una caracterización petrográfico – orgánica en dos pozos exploratorios de PEMEX seleccionados a partir de los datos anteriores.

Primera caracterización geoquímica

Con base en los criterios de selectividad de Peters (1986), se observó que los valores mínimos y máximos en las muestras del Oxfordiano, el carbono orgánico (Corg.) variaron de 0.43 a 3.89%. El valor de S₂, de la pirólisis, varió de 0.290 a 26.90 mg HC/ gr-roca y el IP de 0.082 a 0.748, por lo que significa que aún conservan un buen potencial oleogenerador.

Segunda caracterización geoquímica

Otra cuestión que es importante indicar, es el hecho de que las rocas de la Fm Santiago presentan una cierta uniformidad en cuanto a la presencia de materia orgánica y valores de potencialidad de generación de hidrocarburos, aún cuando se le efectúen muestreos en forma aleatoria, casi siempre va obtenerse de ella resultados geoquímicos, esto significa que si uno obtiene muestras de otras unidades formacionales y se le compara con la Fm. Santiago, ésta siempre presentará potencialidad de generación de hidrocarburos.

Esto se observó cuando se efectuó un sencillo ejercicio que relaciona el número de muestras analizadas (NA) y el número de muestras potencialmente generadoras (NOIL).

La Formación Santiago tuvo una relación NA / NOIL de 55%, es decir que por cada 2 muestras tomadas al azar de un pozo exploratorios dentro de la PSCTM resulta que una es atractiva y la otra no pierde interés como potencialmente atractiva.

En el trabajo del prospecto Tamosantla I (Tejeda, 1990) se estimó esta misma relación para otras unidades litológicas que también habían sido analizadas en la Parte Sur de la Cuenca Tampico - Misantla y donde se obtuvieron los siguientes datos:

Fm. Agua Nueva	NA / NOIL	= 30%
Fm. Pimienta		= 26%
Fm. Taman		= 17%
Fm. Tamaulipas Sup.		= 14%
Chicontepec "Canal"		= 08%
Fm. Huayacocotla		= 08%
Fm. Cahuasas		= 06%
Fm. Tamaulipas Inf.		= 05%
Fm. Santiago		= 55%

Es evidente que la Fm. Santiago del Oxfordiano, en este sentido, supera en forma considerable a las demás formaciones, lo cual representa que esta unidad por sus características geoquímicas se le considera como una de las principales rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos en el subsuelo de la Cuenca de Tampico - Misantla.

4.2.2. Registros geoquímicos

Tercera caracterización geoquímica

Teniendo como base los datos anteriormente descritos se seleccionaron 7 pozos exploratorios, de los que se elaboraron 7 registros geoquímicos (Gráficas 4.1, 4.2 y 4.3), con el fin de observar sus características geoquímicas : PFT-1, CMP-101, CNT-1, RTN - 1, SOM -101, PMP-1, y CCN-101; los cuales se localizan en la Figura .4.1

En estos registros se indican profundidad del pozo, edad y/o nombre de las formaciones principalmente para el intervalo Jurásico Medio al Jurásico Superior, incluye los parámetros de pirólisis (Rock – Eva II) como son:

- Índice de Hidrógeno (IH).
- Hidrocarburos potenciales (S2).
- El valor de Carbono orgánico (Corg.).
- La relación (S2 / S3) entre los Hidrocarburos potenciales (S2) y el CO₂ que proviene del “cracking” del kerógeno (S3).
- La temperatura máxima de pirólisis (Tmax °C).
- Índice de Alteración Térmica (IAT) obtenido de los estudios ópticos del kerógeno

La idea general es de observar en estos registros las características de potencialidad con base principalmente en el contenido de hidrogeno (IH entre 200 a 500 unidades) y con una madurez térmica obtenida de la temperatura máxima de pirólisis entre los 430 a 455 °C, así como de los criterios de Peters, op. ct. Esta caracterización se aplicó esencialmente para las muestras de la Fm. Santiago, sin embargo se presentan registros de otras formaciones, con el fin de mostrar que cuando se realizan este tipo de estudios se debe contar con análisis de toda la columna perforada para comparar, correlacionar, integrar o eliminar muestras. En el presente estudio se observó que no hay datos en toda la columna de los pozos (Gráficas 4.1, 4.2 y 4.3).

La explicación de la caracterización de la Fm. Santiago por medio de los registros se presenta para dos áreas, tal como se ha venido citando tomando como referencia la ubicación de Poza Rica, Veracruz y dentro de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla.

ÁREA NOROESTE

Pozo PFT-1

Este pozo se localiza hacia el noroeste de la ciudad de Poza Rica, Veracruz (Fig. 4.1). En el registro geoquímico del pozo PFT-1 (Gráfica 4.1) se presentan varios intervalos con datos geoquímicos procedentes de los análisis efectuados por pirólisis, sin embargo se definen las características para el intervalo de la Formación Santiago donde solo se obtuvieron estos datos a partir de tres muestras:

El IH es bajo de 31 a 49 por lo que en el registro no aparece ninguna línea de valor debido a la escala con la cual se representa este índice (de 200 a 500). Los hidrocarburos potenciales (S2) registran también un valor bajo de 0.70 a 2.57 mg HC/ gr-roca; el contenido de Carbono orgánico varía de 0.9 a 4.6 % y la relación S2/S3 varía de 3 a 6, la temperatura máxima de pirólisis alcanzó un valor de 459 °C, y el IAT indica un valor de +3.

Con base en estos datos, todo indica que la materia orgánica de la Fm Santiago es térmicamente madura, aún cuando los valores de Corg. sean altos. Esto puede ser debido a la presencia de bituminoides, los cuales representan a la fracción ya generada de hidrocarburos en este intervalo y no tanto de los hidrocarburos que pudieran generar o potenciales (S2), aún cuando la relación S2/S3 no parece confirmarlo.

Pozo CMP-101

Este pozo se localiza también en la parte noroeste de la ciudad de Poza Rica (Fig. 4.1). En el registro geoquímico del pozo CMP-101 (Gráfica 5.1) y referente a la Fm Santiago de la cual se obtuvieron sólo tres muestras se observa que: el IH el cual se logra representar bajo esta escala, es de 146 a 197 unidades; los Hidrocarburos Potenciales (S2) registran también un valor mas alto que el pozo PFT-1, variando de 4.30 a 4.98 mg HC/ gr-roca, en tanto que el contenido de carbono orgánico varía de 2.525 a 3.205 % y la relación S2/S3 varía de 3 a 15 unidades.

La Temperatura máxima de pirólisis alcanzó un valor de hasta 438 °C, no obstante el valor del IAT indica un +3. Los datos interpretados muestran que, en este punto, también la materia orgánica de la Fm Santiago está madura a pesar de que los valores de Corg. sean altos. Esto es debido a que una parte del Carbono orgánico analizado de las muestras correspondió en volumen, a una fracción importante de bituminoides, sin embargo esto es observable por la relación tan baja en S2/S3.

Pozo CNT-1

Este pozo se localiza hacia la parte este - noroeste de la ciudad de Poza Rica, con una mayor cantidad de muestras en el intervalo de la Fm. Santiago lo cual se refleja en el registro geoquímico (Gráfica 4.1). Los valores del IH variaron de 137 hasta 658 unidades; los Hidrocarburos Potenciales (S2) de 2.55 hasta 8.63 mgHC/gr-roca, el Corg. de 0.537 hasta 3.895%; la relación S2/S3 llega alcanzar hasta el valor de 15; la Tmax varia de 435 a los 454 °C y el IAT varía de -3 a +3. En este punto la Formación Santiago muestra que existe potencial generador observado por el IH y los Hidrocarburos Potenciales, la relación S2/S3 es alta y confirma junto con los valores de maduración que se encuentra la materia orgánica en una etapa de madurez térmica relativamente avanzada.

ÁREA SURESTE

Pozo RTN-1

Pozo que se localiza hacia el noreste de la Ciudad de Poza Rica. Con un buen número de muestras analizadas. En este pozo se observó que el IH en el intervalo de la Fm. Santiago (Gráfica 4.2), varía de 294 a 405 unidades, los Hidrocarburos potenciales (S2) de 5.02 a 8.02 mg HC/gr-roca; el Corg. de 1.390 a 2.020%; la relación S2/S3 alcanza hasta las 15 unidades. En tanto que la Tmax. de pirólisis varía en un corto rango de 432 a 433 °C , no se tienen datos del IAT en este pozo y en este intervalo de la columna.

La relación S2/S3 es alta, por lo que, el Índice de Hidrógeno también se refleja inmediatamente en el registro, es evidente que el Corg. está más relacionado a la presencia de los Hidrocarburos potenciales (S2) y esto se correlaciona perfectamente con el estado de madurez, el cual indica que la materia orgánica de la Fm. Santiago en este intervalo tiene una madurez moderada. El intervalo muestreado se considera como potencialmente oleogenerador.

Pozo SOM-101

Este pozo se ubica en la parte noreste de la Ciudad de Poza Rica y es cercano al pozo RTN – 1. El registro geoquímico (Gráfica 4.2) ilustra como en este pozo se enfocó principalmente el muestreo hacia las rocas del Jurásico Superior. Para la Fm. Santiago se obtuvieron 6 muestras en este intervalo. Los valores del IH variaron de 341 a 367 unidades, lo cual sobresale en el registro; en tanto que los Hidrocarburos potenciales son relativamente altos con respecto a los del pozo RTN-1, ya que varían de 3.20 a 9.23 mgHC/ gr-roca. El contenido de Corg determinado fue de 0.870 a 2.080%; la relación S2/S3 alcanza también valores de 15 unidades. La Tmax. varió en un corto rango de 430 a 432 °C, no se obtuvieron datos del IAT.

Prácticamente en este intervalo, la materia orgánica de la Formación Santiago se encuentra en un estado de madurez moderado, el IH lo confirma porque es alto y los datos de S2 también lo son, así como la Temperatura máxima de pirólisis.

El contenido de Corg. por lo tanto, se refiere a que en su mayoría corresponde a los hidrocarburos potenciales. Este intervalo muestreado se considera como potencialmente oleogenerador.

Pozo PMP-1

El pozo PMP–1 se localiza hacia el este de la ciudad de Poza Rica, es un pozo relativamente cercano al pozo SOM -101. En el registro geoquímico (Gráfica 4.3) se observa que el IH varió, para solo tres muestras, de 104 a 122 unidades, los Hidrocarburos potenciales (S2) variaron de 15.16 a 22.32 mg HC/gr-roca, el Corg. de 1.4 a 1.8% y la relación S2/S3 llega alcanzar hasta 15 unidades. La Tmax. de pirólisis varió de 432 a 433 °C. Tampoco en este pozo se obtuvieron datos del IAT.

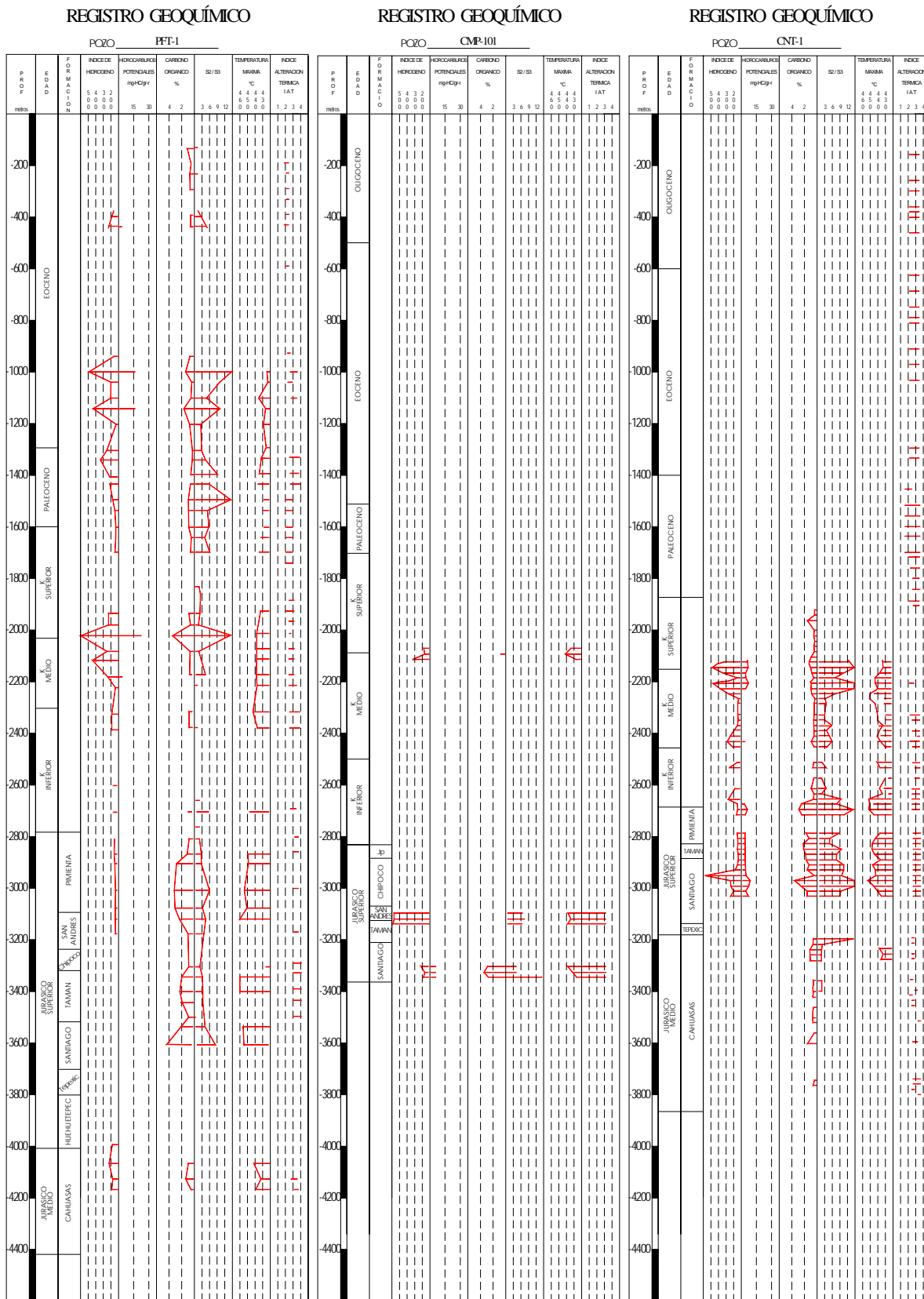
Los datos muestran que la Fm. Santiago se encuentra en un estado de madurez térmica moderada, sin embargo no es tan alto el Índice de Hidrógeno ni el Corg, la relación de S2/S3 se mantiene como buena, lo que permite considerar que las muestras obtenidas en ese intervalo son potencialmente oleogeneradoras.

Pozo CCN-101

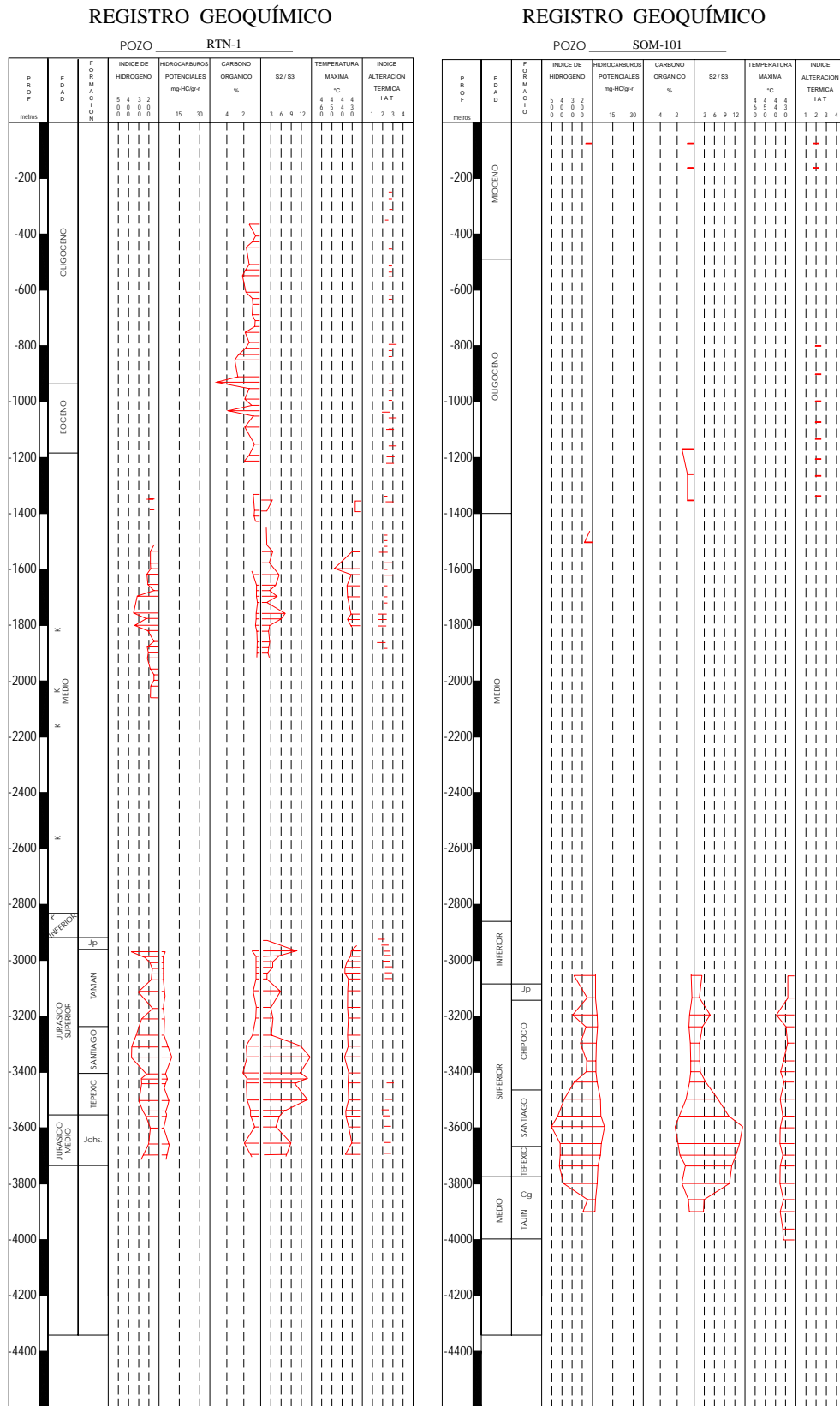
Pozo ubicado hacia el sureste de la ciudad de Poza Rica. Se obtuvieron de la cima de la Fm. Santiago solo 4 muestras (Gráfica 4.3). El IH varió de 111 a 121 unidades, los Hidrocarburos potenciales (S2) registraron valores de 1.35 a 2.01 mgHC/gr-roca, el Corg. de 1.12 a 1.70 %, la relación S2/S3 llega a alcanzar hasta 6 unidades. Con respecto a la Tmax de pirólisis, ésta se mantuvo en los 431°C en todas las muestras analizadas. El intervalo de la Fm. Santiago analizado y registrado muestra que a pesar de estar la MODF en un estado de madurez térmica moderada su potencial oleogenerador es relativamente bajo.

De acuerdo a los registros geoquímicos el Área Noroeste muestra una menor potencialidad para generar hidrocarburos (S2), en el intervalo del Jurásico Superior, que en el Área Sureste, lo cual también se observa por medio del valor del Índice de Hidrógeno que al menos es más consistente en esa sección estratigráfica en esta área.

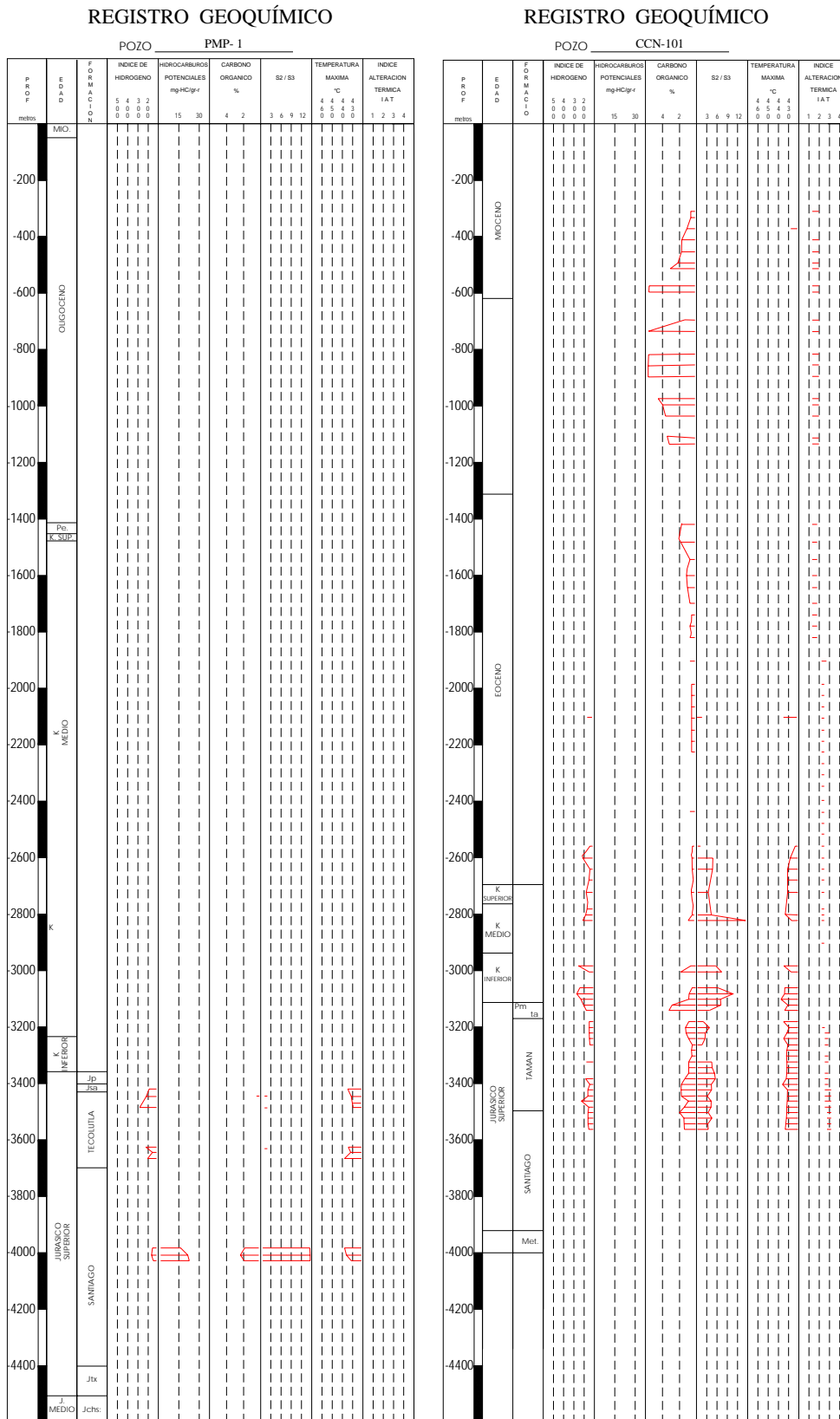
I



Gráfica 4.1.- Registros geoquímicos de los pozos exploratorios PFT-1, CMP-101 y CNT-1 del Área Noroeste



Gráfica 4.2.- Registros geoquímicos de los pozos exploratorios RTN-1 y SOM-101 del Área Sureste.



Gráfica 4.3.- Registros geoquímicos de los pozos exploratorios PMP-1 y CCN-101 del Área Sureste

4.2.3. Distribución geográfica y configuración de los datos de pirólisis (Rock- Eval II) y Carbono orgánico para las rocas del Oxfordiano, Fm Santiago.

Resulta característico representar en planta la distribución geográfica de los parámetros derivados de la pirólisis (Rock Eval II) y del Carbono orgánico para las rocas del Oxfordiano (Formación Santiago) obtenidos de los pozos citados anteriormente, debido a que se puede diferenciar en las áreas comportamientos y/o tendencias de esos parámetros.

Se utilizaron valores promedio del porcentaje (%) de Carbono orgánico, del pico S1 de la pirólisis (hidrocarburos libres en la muestra) y del pico S2 (hidrocarburos potenciales o que pueden generarse) por pirólisis a partir del kerógeno. Conviene aclarar que los promedios o medias no se deben tomar con demasiada confianza porque la materia orgánica dispersa fósil no es uniforme en su distribución lateral, ni vertical, ya que generalmente varían de un estrato a otro. Sin embargo se consideraron como indicadores debido al bajo número de muestras.

En la Figura 4.5 se observa con base en los datos promediados del pico S2 (muestras que contienen bituminoides o hidrocarburos los cuales no fueron extraídos por cloroformo) la existencia de una variación de valor tal como lo indica la flecha. Los valores del pico S2 aumentan en general del noroeste al sureste a partir de los pozos: PFT-1 y CMP-1 hacia los pozos RTN - 1, SOM-101 y PMP-1. Esto indica la existencia de dos áreas una al noroeste con menor valor de S2 y otra al sureste con valores de S2 mayores.

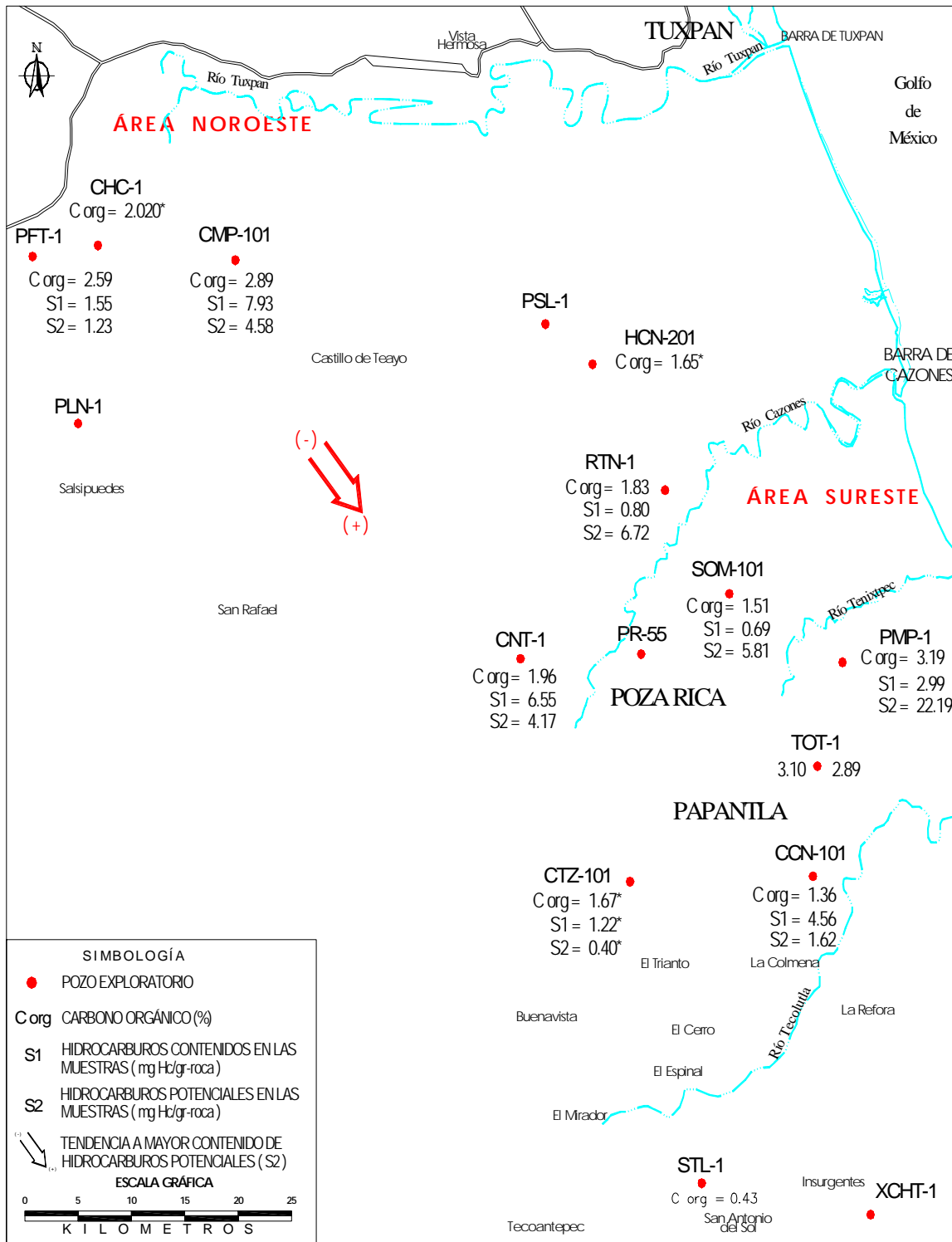


Fig. 4.5.- Localización de pozos y distribución geográfica con datos de los resultados analíticos promedio de Corg., S1 y S2 (pirólisis Rock – Eval II) obtenidos de muestras no extraídas para la Fm. Santiago y tendencia a mayor contenido de hidrocarburos potenciales (S2). Corg. = Carbono orgánico en %, S1= mg HC/ gr-roca, S2= mg HC / gr-roca, *= muestras únicas no promediado su valor.

Considerando el esquema anterior y utilizando a las mismas muestras pero ahora extraídas (es decir eliminando los bituminoides o hidrocarburos de las muestras mediante cloroformo), las cuales fueron re-analizadas por Carbono orgánico (Corg) y por pirólisis Rock - Eval II, por lo que el valor del S2 de la pirólisis, muestra realmente el potencial de la Fm Santiago. Además, la tendencia continúa en forma idéntica a la anterior al aumentar el valor del S2, del Área Noroeste hacia el Área Sureste tal como se ilustra en la Figura 4.6.

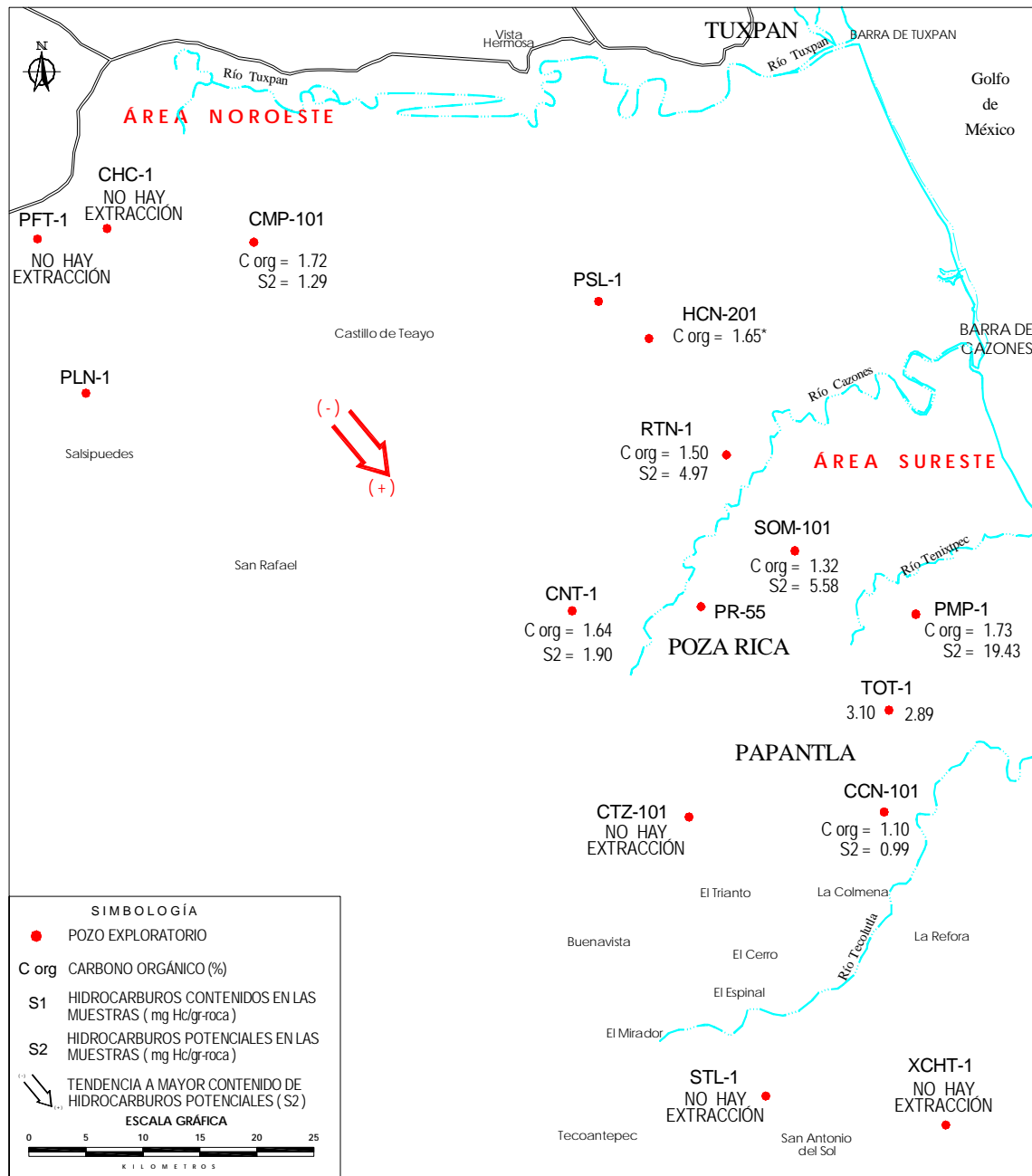


Fig. 4.6 Localización de pozos y distribución geográfica con datos de resultados analíticos promedio de Corg. y S2 de pirólisis (Rock – Eval II) correspondiente a muestras extraídas de la Fm. Santiago y tendencia a mayor contenido de hidrocarburos potenciales (S2).

Por otro lado si se observa el valor promedio del pico S1 (de muestras no extraídas con cloroformo) obtenido de la pirólisis, se tienen valores bajos en los pozos PFT-1, CTZ-101 y SOM-101 comparados con los que están en la Fig. 4.5. Es probable que para el caso de los pozos PFT – 1 y CTZ – 101 no hayan sido las mismas condiciones de formación de bitúmenes, que para el pozo SOM -101, ya que en los dos primeros pozos el valor de S1 representa a hidrocarburos ya formados (residuales), en tanto que para el tercer pozo el valor de S1 representa a los hidrocarburos que están en gestación.

En suma los datos de Corg., S1 y S2 (de muestras con bituminoides extraídas y no extraídas) indican geográficamente tendencias de altos y bajos valores, ambos son indicativos de potencialidad así como de transformación y en cierta manera el estado de la maduración térmica de la materia orgánica

4.2.4 Distribución geográfica y configuración de la temperatura máxima de pirólisis (Rock – Eval II). (Método directo para determinar el grado de madurez térmica de la MODF en las rocas del Oxfordiano, Fm. Santiago).

La temperatura máxima de pirólisis (Tmax en grados °C) permite definir la madurez térmica de la materia orgánica dispersa fósil de una manera directa, el rango para definir si es inmadura o madura o post-madura puede verse en la Tablas 5.2 y 5.3, indicadas como ROCK EVAL T MAX °C ó ROCK EVAL T. MAX (°C) respectivamente.

Los datos de la temperatura máxima de pirólisis obtenidos de muestras de la Fm. Santiago (de los pozos arriba citados) se utilizaron en forma de promedio. Fueron obtenidos de muestras no extraídas y extraídas. Al configurar la Tmáx de las muestras no extraídas se observa en la Figura 4.7 que la mayor temperatura de pirólisis (458 °C) se localiza hacia el Área Noroeste y la menor (430 °C) hacia el Área Sureste, la flecha indica la tendencia hacia la mayor maduración térmica. En tanto que en la Figura 4.8, se observa que con muestras extraídas la tendencia a mayor maduración térmica, es en general del este al oeste influenciada por valores grandes de Tmax del pozo CCN-101.

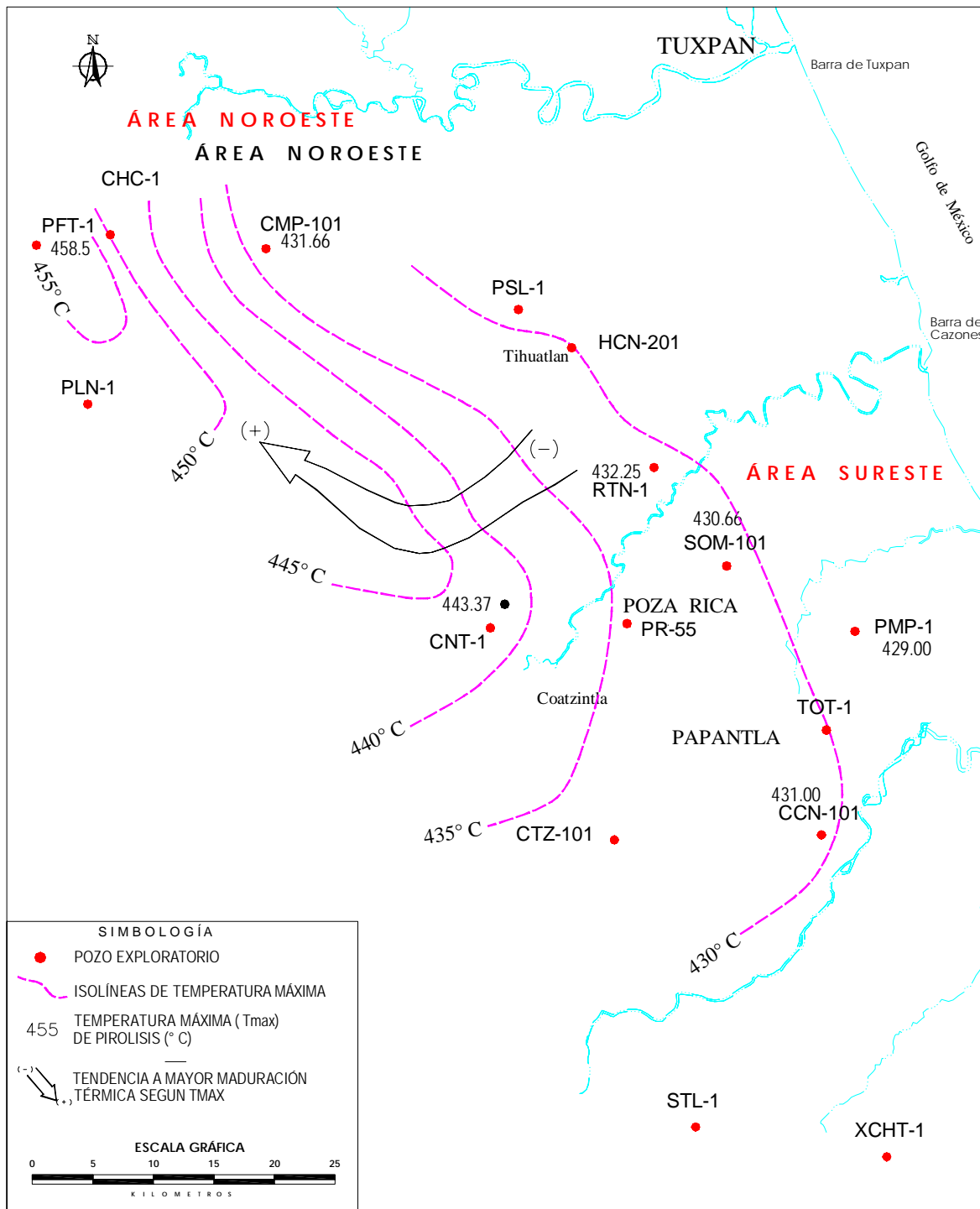


Fig. 4.7 Localización de pozos y distribución geográfica con datos de resultados analíticos de temperatura máxima (Tmax.) de pirólisis (Rock – Eval II) correspondiente a muestras no extraídas de la Fm. Santiago y tendencia a mayor maduración térmica (Tmax. =en grados °C).

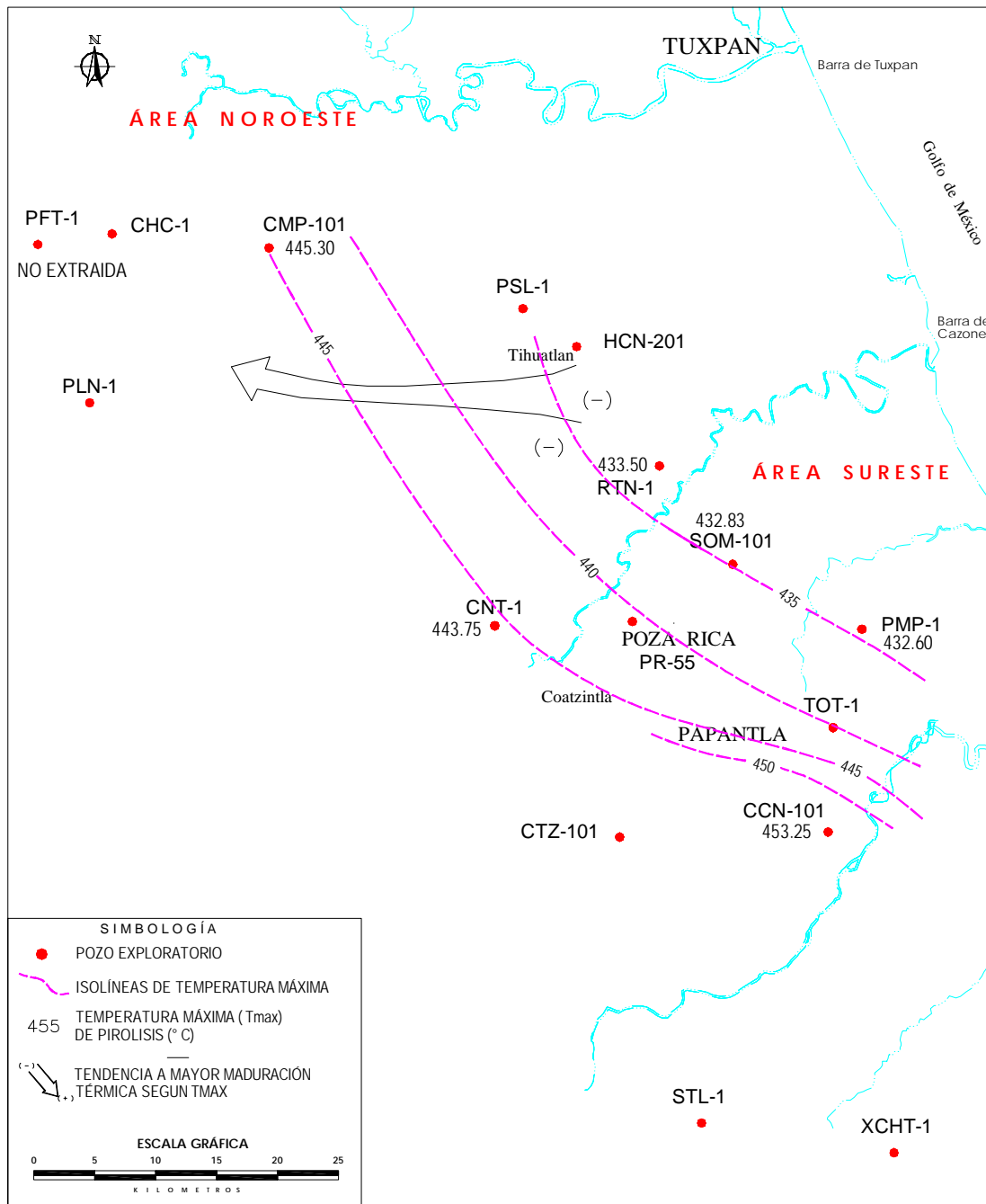


Fig. 4.8 Localización de pozos y distribución geográfica con datos de resultados analíticos de temperatura máxima de pirólisis (Rock – Eval II) correspondiente a muestras extraídas de la Fm. Santiago y tendencia a mayor maduración térmica. (Tmax. = en grados °C)

Sin embargo si se introducen para cada pozo, el valor mínimo y máximo de Tmax de muestras no extraídas, Fig. 4.9 se podrá observar que la tendencia hacia la mayor maduración térmica es de sureste al noroeste. Y si se configura con muestras extraídas la tendencia se modifica ligeramente de Sureste a Noreste, también influenciada por el pozo CCN-101.

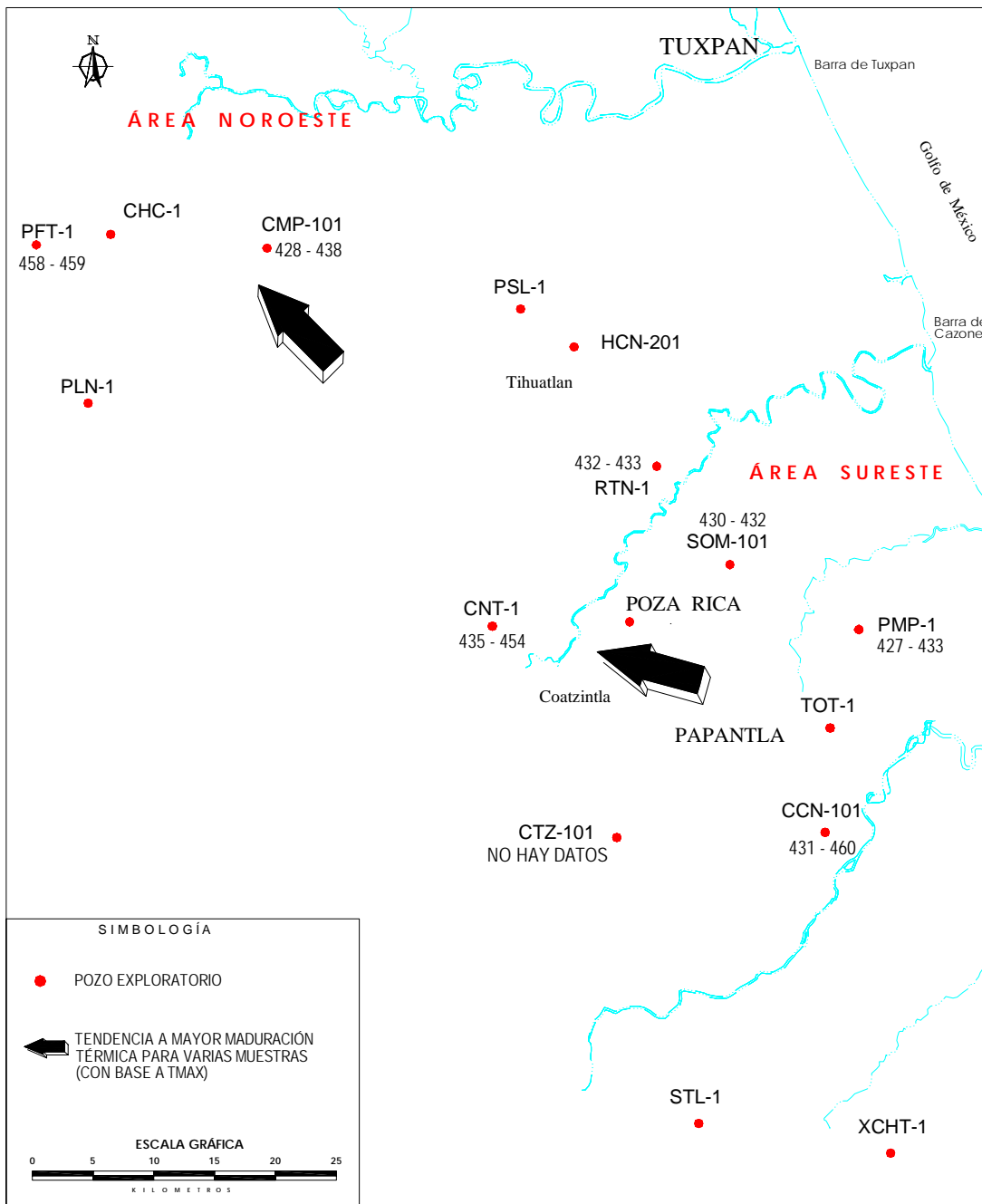


Fig. 4.9 Localización de pozos y distribución geográfica con datos de resultados analíticos de valores mínimos y máximos de temperatura máxima de pirólisis (Rock-Eval II) para muestras no extraídas de la Fm. Santiago. Valores en el intervalo de muestreo. (Tmax = en grados °C).

Todo esto representa que el tiempo y la temperatura han estado sometiendo a la MODF de la Fm. Santiago a efectos de transformación como determinan los parámetros de Carbono orgánico y de la pirólisis. Esto permite reconocer, de modo general, que la evolución térmica fue más severa hacia el Área Noroeste y menos severa en el Área Sureste, lo cual tiene una semejanza en la tendencia general para estas dos áreas, con

respecto a su grado de madurez térmica, referente a lo obtenido por el método indirecto del Índice Tiempo-Temperatura (ITT) de Lopatin y Waples (Fig. 4.4); así mismo pero en forma no muy clara, por los pocos datos del Índice de Alteración Térmica (IAT), esta tendencia también es mostrada en la Figura 4.10 para muestras con materia orgánica dispersa fósil del tipo algácea.

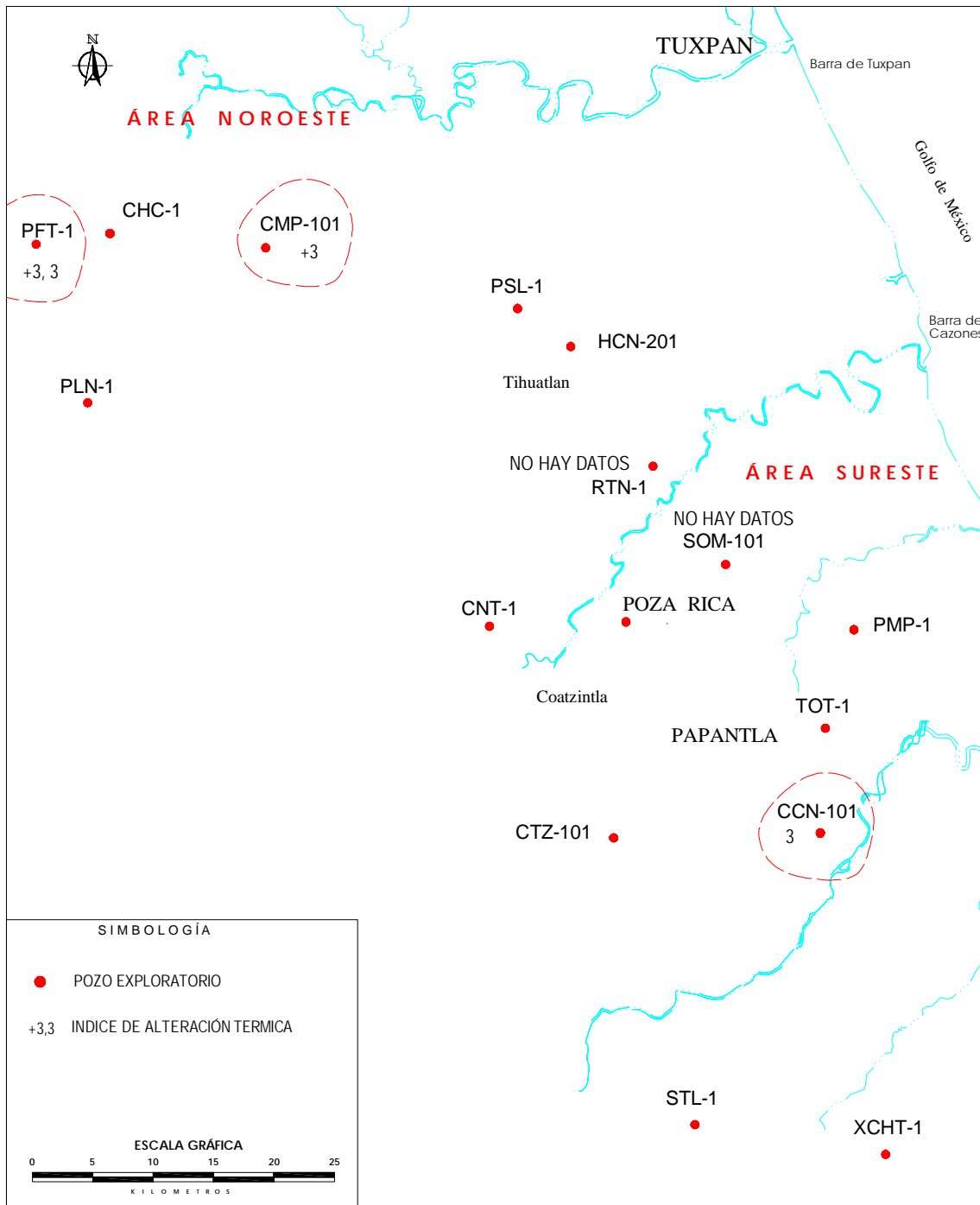


Fig. 4.10 Localización de pozos y distribución geográfica con los pocos datos de resultados ópticos del Índice de Alteración Térmica (IAT) determinado para la MODF de tipo algácea de la Fm. Santiago

Por otro lado, al recurrir a los diagramas de Van Krevelen modificada por Espitalié (1985) del Índice de Hidrógeno (IH) versus Índice de Oxígeno (IO) tanto para muestras no extraídas como extraídas (Figuras 4.11 y 4.12), se aprecian las siguientes características:

Se observa que son del tipo de kerógeno I y II, predominando el tipo I.

Para el caso de maduración siguen una trayectoria de inmaduras, maduras y post - maduras, lo cual significa que varían desde las que están en vías de generación, las que están generando (por pirólisis), hasta las que están en rutas de agotamiento del contenido de hidrógeno, es decir siguen hacia el estado de mayor contenido de carbono, es decir, se dirigen hacia origen de estos diagramas.

En este sentido se da entonces una importante tendencia de maduración térmica, dado por los datos o valores en los diagramas de IH vs. IO, aunque en este caso parece poco influir los dos tipos de materia orgánica caracterizados por este diagrama. Los estudios en luz transmitida y en luz fluorescente (bajo la técnica de estudio óptico del kerógeno), comprueban que se trata principalmente de MODF del tipo Algácea – Amorfa (Figs. 2.9 y 2.10), lo cual constituye un reforzamiento a lo presentado en los diagramas de IH vs. IO.

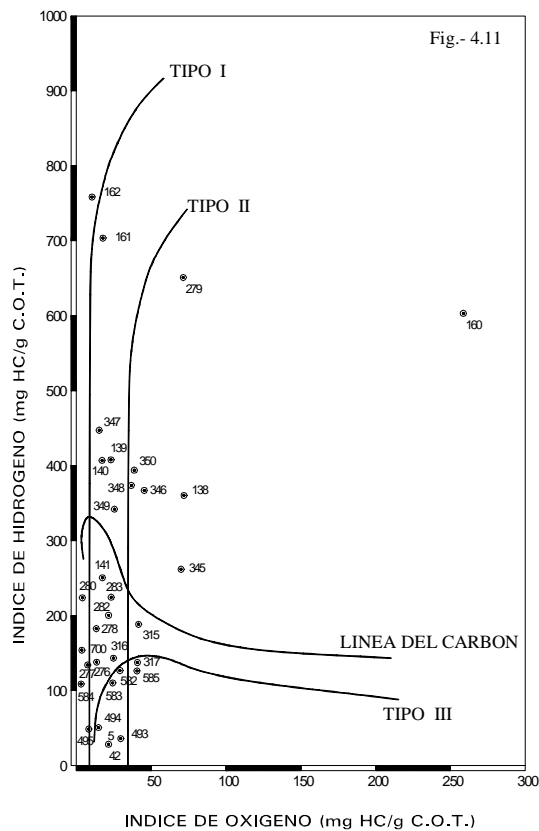


Fig. 4.11 Diagrama de IH vs. IO para muestras sin extraer de la Fm. Santiago. Los números en la gráfica corresponden a las muestras analizadas y son de la base de datos del Prospecto Tamosantla I. (Tejeda, 1990).

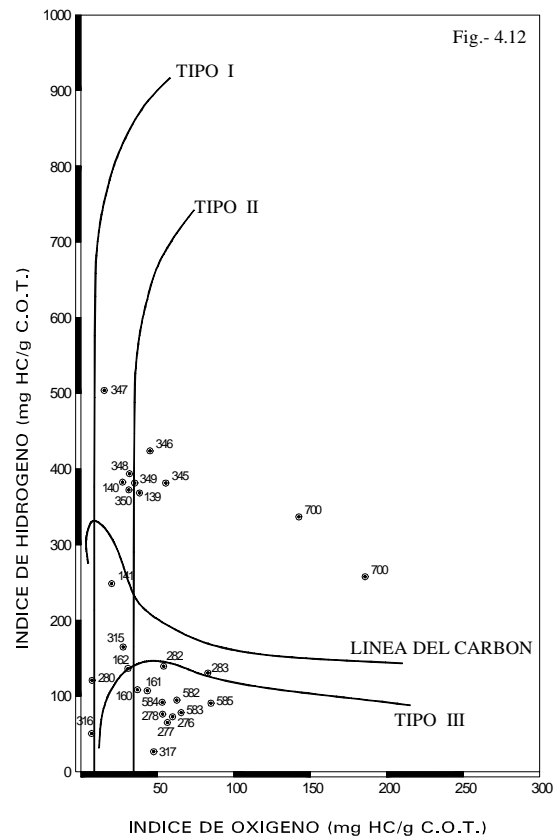


Fig. 4.12 Diagrama de IH vs. IO para muestras extraídas de la Fm. Santiago. Los números en la gráfica corresponden a las muestras analizadas y son de la base de datos del Prospecto Tamosantla I. (Tejeda 1990).

Los kerógenos tipo I y II o la MODF tipo Algáceo y la Leñoso respectivamente, siguen trayectorias mediante ese diagrama y de modo general, desde menos a más evolucionadas, es decir que varían de inmaduras a maduras térmicamente (IH=800 a IH=10). En este sentido la Fm. Santiago, tienen un comportamiento similar a lo determinado por los parámetros de Carbono orgánico y de pirólisis Rock –Eval II relacionado con la madurez de la materia orgánica.

Por lo anterior se puede afirmar con base en los métodos indirectos y directos de maduración térmica que la MODF del Oxfordiano tiene mayor potencialidad para generar hidrocarburos en el Área Sureste que en el Área Noroeste, donde al parecer hubo una contribución para la generación de hidrocarburos (petróleo crudo y gas).

4.2.5 Caracterización por petrografía orgánica para indicar el grado de maduración térmica de la MODF y presencia de hidrocarburos en muestras de dos pozos exploratorios denominados PMP-1 y XCHT-1

Una vez identificadas las áreas con inmadurez, madurez y post-madurez térmica utilizando el Índice Tiempo – Temperatura, los datos geoquímicos, los estudios ópticos del kerógeno y de definir que existe potencialidad para generar hidrocarburos a partir de las rocas del Oxfordiano en el Área Sureste, fue necesario utilizar los criterios de la petrografía orgánica. Esto con el fin de apreciar con mayor claridad y puntualmente los indicadores de madurez, tipo de materia orgánica dispersa fósil y presencia de hidrocarburos que pudieran estar relacionadas a una fase Inicial de generación de petróleo o de una fase de generación máxima de petróleo tal y como lo sugieren los datos del ITT o de Tmax.

Así fue que el autor seleccionó 56 muestras de canal y núcleo de los pozos exploratorios PMP-1 y XCHT-1, localizados en el Área Sureste (Fig. 4.1). Las muestras obtenidas corresponden en edad desde el Terciario hasta el Jurásico Medio y fueron trasladadas y estudiadas en la Unidad de Petrología Orgánica de la Universidad de Porto en Portugal. Los objetivos particulares fueron:

- Definir con base en el poder reflector de la vitrinita (% Ro) la madurez térmica de la MODF en la columna de los dos pozos.
- Identificar la matriz mineral, tipo de materia orgánica dispersa fósil (MODF) y presencia de hidrocarburos con base en métodos ópticos de fluorescencia en la columna de los dos pozos.
- Determinar las características petrográfico - orgánicas específicas en las muestras del Oxfordiano (Fm. Santiago).

POZO EXPLORATORIO PMP-1

a) Reflectividad (% Ro) y grado de Madurez Térmica en el Pozo PMP-1

Con base en las medidas efectuadas en muestras preparadas por el método de fracción ligera (ver Capítulo 3.0 y Anexo 1), se determinó el poder reflector de la Vitrinita (PRV ó % Ro) en 13 de 25 muestras con lo cual se construyó la gráfica de la Figura 4.13 tomando en cuenta la edad y profundidad de las muestras y en la cual se puede apreciar que las poblaciones, estadísticamente hablando, variaron con la profundidad y la edad de las muestras.

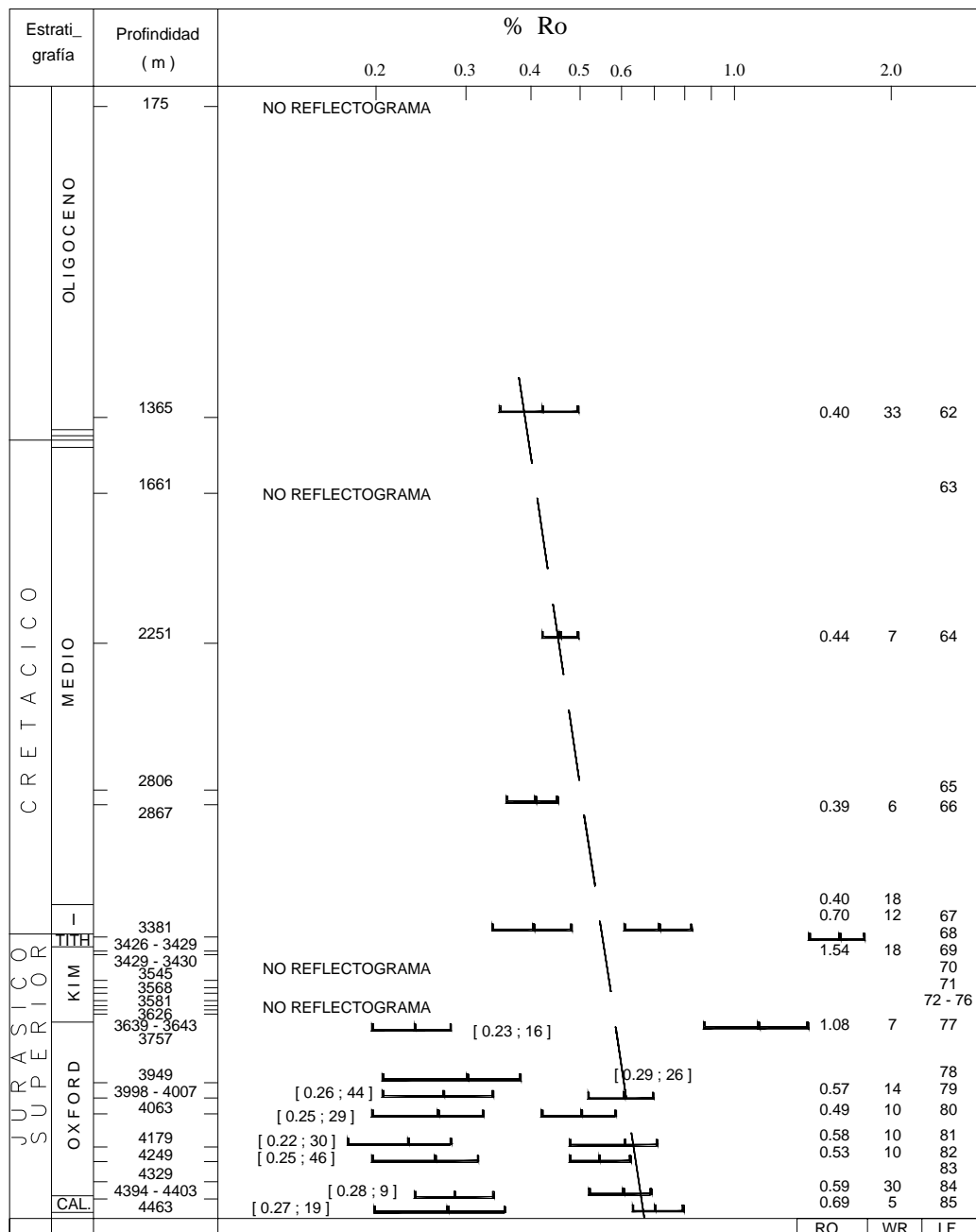


Fig. 4.13.- Gráfica del poder reflector de la Vitrinita vs. profundidad del pozo PMP – 1. (Modificado de Tejeda, et al., 1994a)

Las características del poder reflector de cada sistema o piso se describen a continuación:

- Muestras del Sistema del Terciario

Principalmente se presentaron poblaciones de macerales del tipo de humo – vitrinita, el PRV medio fue de 0.40 % y es un intervalo inmaduro térmicamente.

- Muestras del Sistema del Cretácico

No son abundantes los macerales de la vitrinita (Fig. 4.13), no obstante se obtuvo un valor medio de 0.44%; este intervalo es también inmaduro.

- Muestras del Piso del Oxfordiano

Fueron observadas, en las muestras, dos poblaciones una de tipo huminita – sapro - vitrinita y la otra de humo - vitrinita (Fig. 4.14 y Fig. 4.15), las cuales resultaron difíciles de separar, debido a que tienden a presentar ambas fluorescencia. No obstante se consideró esta última como la más confiable para determinar el sucesivo aumento del poder reflector, el cual varió de 0.49 a 0.59% con una media de 0.54%. De aquí se establece que en este pozo la MODF del Oxfordiano se ubica en un grado de inmadurez térmica a moderadamente inmadura o en la de etapa de inicio de la generación del petróleo a una profundidad de 4300 m (comparar con la Tabla 4.1).

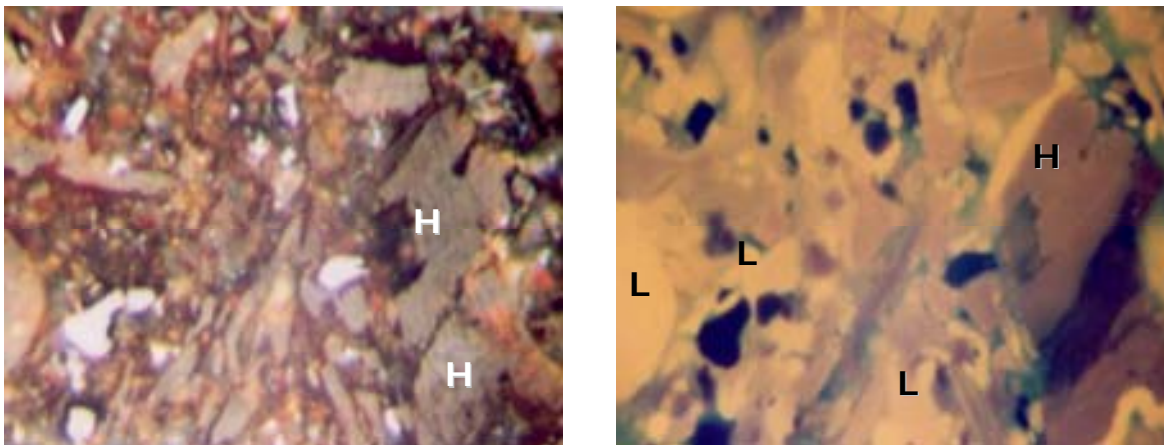


Fig. 4.14.- Concentración rica en Huminita (H) y Liptinita (L), ésta presenta fluorescencia en el intervalo 3998 a 4007 m de la Fm. Santiago. Preparación fracción ligera muestra LF79. (Modificado de Tejeda et al., 1994a)

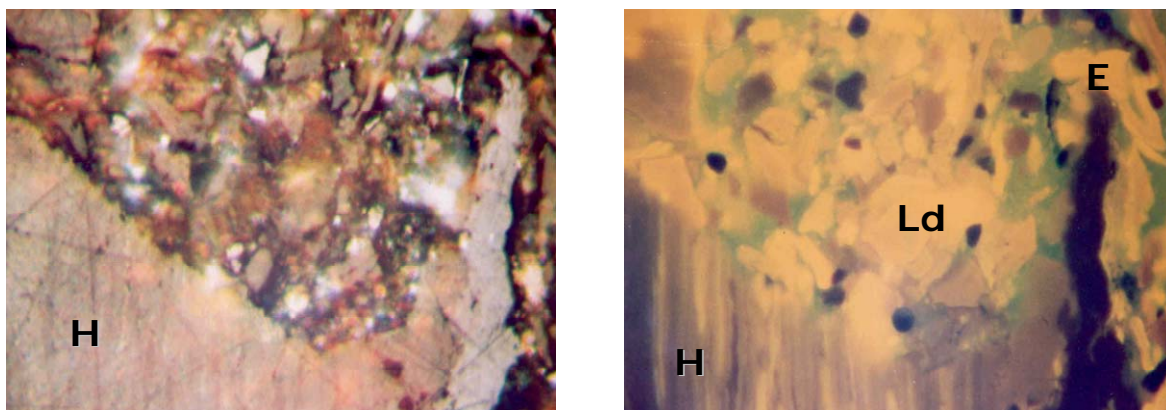


Fig. 4.15.- Huminita (H) grande con Liptinita (L) que presenta fluorescencia café y amarilla, constituida principalmente de fragmentos de Liptodetrinita (Ld) y Esporas (E) en el intervalo 3999 – 4007 m de la Fm. Santiago . Preparación fracción ligera muestra LF79. (Modificado de Tejeda, et al., 1994a)

- Muestras del Piso del Calloviano

Se determinó un poder reflector medio (R_o) de 0.59%.

En la misma Figura 4.13, se observa una pendiente baja en la línea de reflectividad, con un gradiente de termicidad = 0.15% R_o / Km.

b).- Identificación de la matriz mineral, matriz órgano - mineral, tipo de materia orgánica dispersa fósil (MODF) y presencia de hidrocarburos en muestras de roca total (WR) detectadas por fluorescencia en muestras del pozo PMP-1.

Las muestras del pozo PMP-1 que se prepararon como roca total (WR) donde fueron examinados los fragmentos de roca pulidos, embebidos en resina epóxica, bajo el campo del microscopio con luz fluorescente incidente, el resultado de este examen se muestra en la gráfica de la Figura 4.16.

Esta gráfica tiene un eje con las profundidades y edades de las formaciones atravesadas por este pozo. Una columna de la reacción al bromoformo, otras tres columnas con la escala de la fluorescencia débil (W), media (M) o alta (H), esto último debido a la presencia de hidrocarburos en la preparación roca total (WR) ya sea por efecto de preparación por la disolución en la resina (hidrocarburos ya formados y presentes en la muestra de roca total) o por neoformación (hidrocarburos ligeros que se forman por el calor de la lámpara de luz fluorescente incidente en materia orgánica precursora y lábil bajo el campo del microscopio sobre una muestra de roca total).

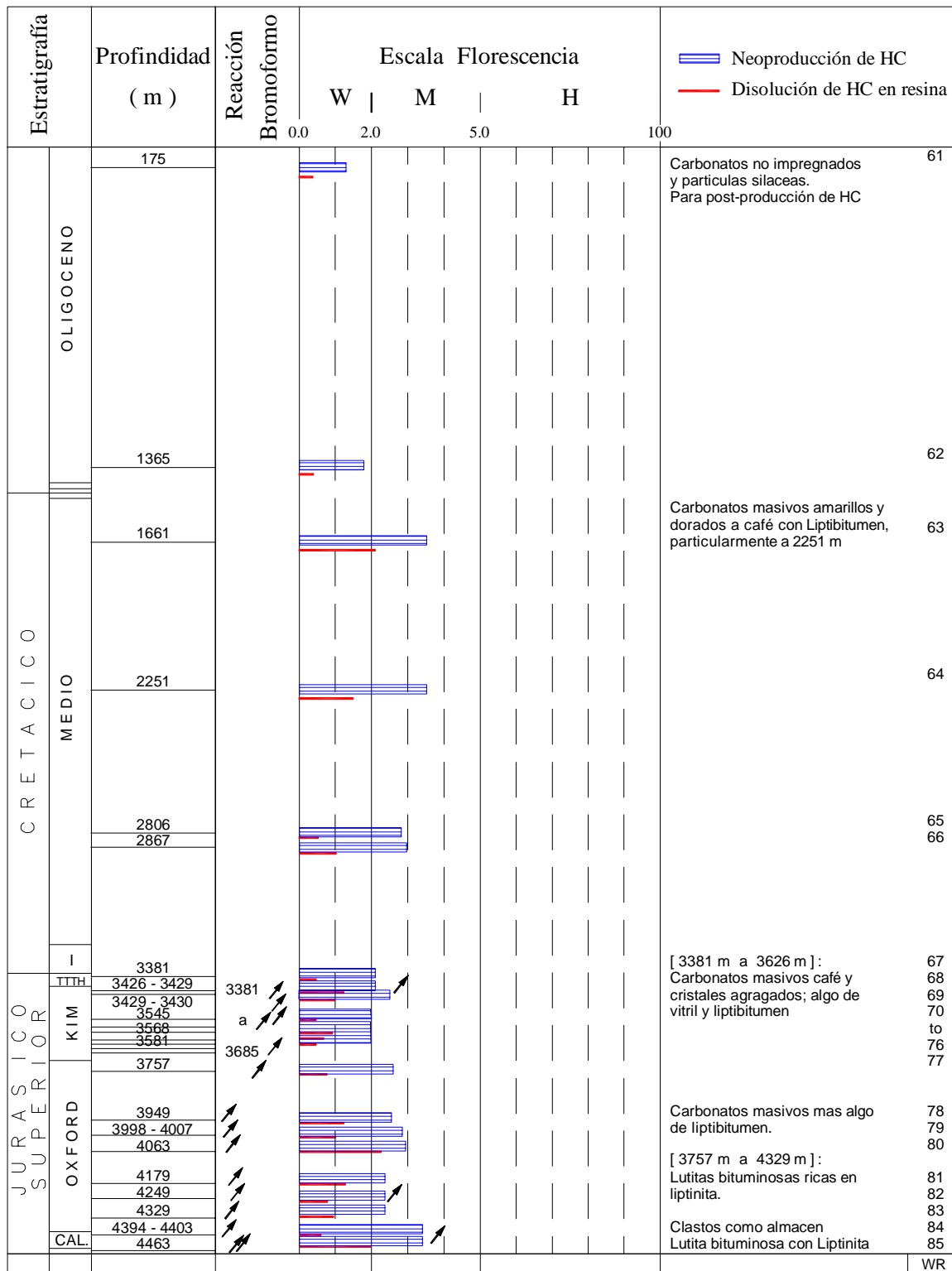


Fig. 4.16.- Gráfica de la fluorescencia de hidrocarburos (neoformados o disueltos en la resina) vs. profundidad del pozo PMP – 1. W.- débil, M.- media y H.- alta fluorescencia. WR.- Preparación roca total. (Modificado de Tejada et al., 1994a)

De esta manera se caracteriza para varios intervalos estratigráficos del pozo PMP-1:

- Muestras del Sistema del Terciario

Las muestras del Oligoceno Superior (WR61) contienen partículas silíceas y carbonatadas no impregnadas de hidrocarburos.

- Muestras a la base del Piso del Oligoceno y el Sistema del Cretácico Medio (WR62 - WR66)

Las muestras obtenidas están constituidas por carbonatos masivos de color dorado, café a amarillo exhibiendo algunas manifestaciones de hidrocarburos y de bitumen soluble (ver Capítulo 3.0 y Anexo 1), como es particularmente evidente a 2251 m., con una alta fluorescencia amarilla.

- Muestras del Sistema Cretácico Inferior, del Piso del Tithoniano y la cima del Piso del Kimmeridgiano (WR67 a WR77)

Se tienen rocas con matrices carbonatadas masivas en color café y agregados carbonatados cristalinos, los cuales están muy impregnados entre los 3429 y 3545 metros. Algunos bitúmenes solubles no se presentan intercrystalinamente. De los 3545 m hacia abajo algunas matrices organo - minerales exhiben, un color café rojizo en luz fluorescente, lo cual ha sido atribuido como característico a matrices organo - minerales moderadamente inmaduras a maduras moderadas. Por otro lado se tiene que en este intervalo la disolución de hidrocarburos en la resina es débil (Fig. 4.16).

- Muestras del Piso del Kimmeridgiano Inferior (WR74 a WR76)

Se observó que están constituidas por carbonatos masivos que varían de dorados a café, bajo fluorescencia y contienen algo de Liptibitumen (ver Capítulo 3.0 y Anexo 1) de tipo asfáltico (Fig. 4.17) y escasa Liptinita café dorado. Algunas matrices exhiben color café rojizo en luz reflejada, los hidrocarburos disueltos en la resina permanecen débiles, los cuales pueden ser productos de migración de las rocas subyacentes del Oxfordiano.

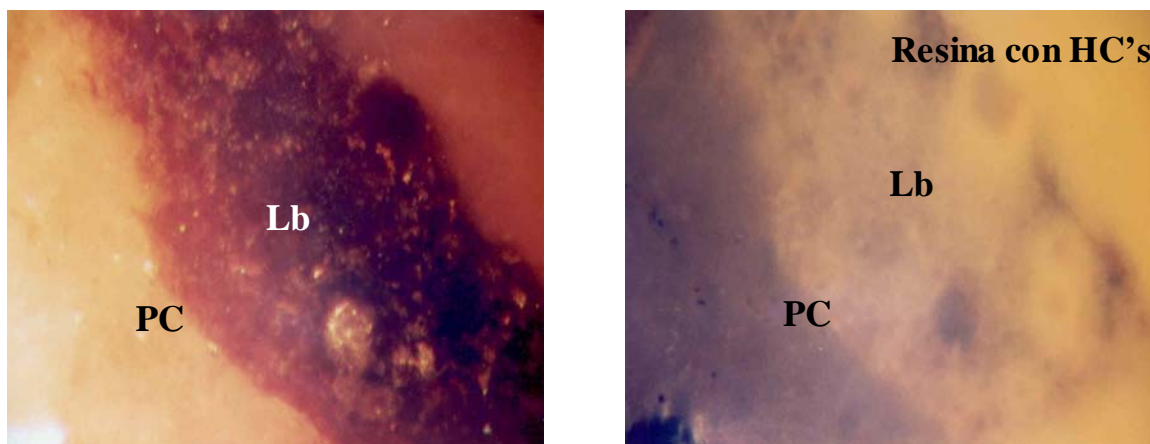


Fig. 4.17.- Fluorescencia amarilla (fotomicrografía de la derecha) del Liptibitumen (Lb) que impregna partículas carbonatadas (PC) en el intervalo 3639 – 3643 m del pozo PMP – 1. Preparación roca total muestra WR74. (Modificado de Tejeda, et al., 1994 a)

- Las muestras correspondientes al Piso del Oxfordiano (muestras WR77 a WR83)

En este intervalo estratigráfico (de 3757 a 4329 m), están caracterizadas generalmente por ser lutitas calcáreas bituminosas (Oil Shale) ricas en Liptinita donde la Liptodetrinita, Lamalginita, algodetrinita, algunas esporas y dinoflagelados están interestratificados (en microlaminaciones) en una matriz organo - mineral a veces impregnada y/o rica en Bituminita y con presencia de pirita. (Figs. 4.18 y 4.19).

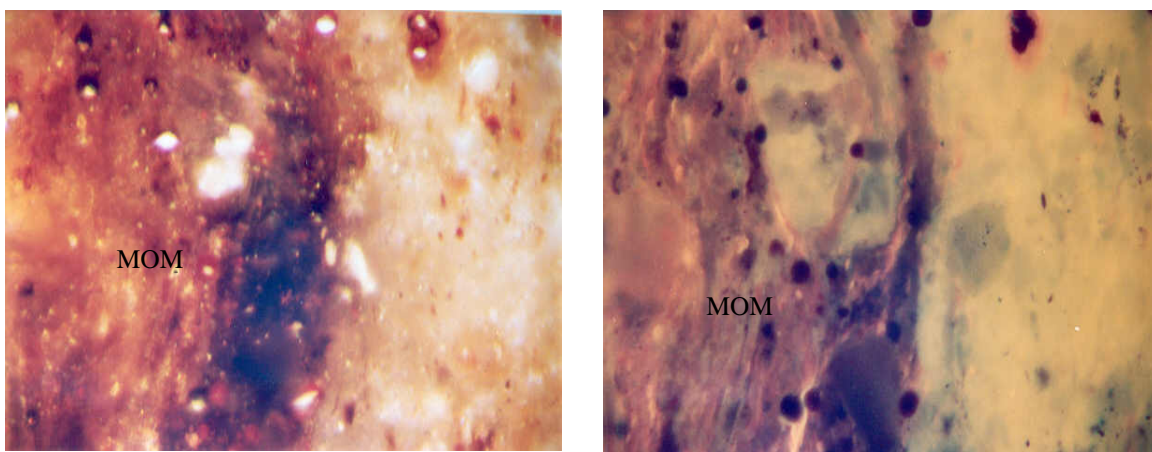


Fig. 4.18.- Matriz organo – mineral (MOM) de una lutita bituminosa café dorada mostrando impregnación amarillo – verdoso en el agregado clásico, interestratificada. Presenta fluorescencia amarillo y café en el intervalo 3998 – 4007 m del pozo PMP – 1. Preparación roca total muestra WR79 (Fotomicrografía izquierda en luz reflejada y fotomicrografía derecha con luz fluorescente. (Modificado de Tejeda, et al., 1994a).

En muestras localizadas 4063 a 4179 metros de profundidad se observaron Liptinitas (presentó fluorescencia de color café y café - amarillo) las cuales aparecen en la Fig. 4.19.

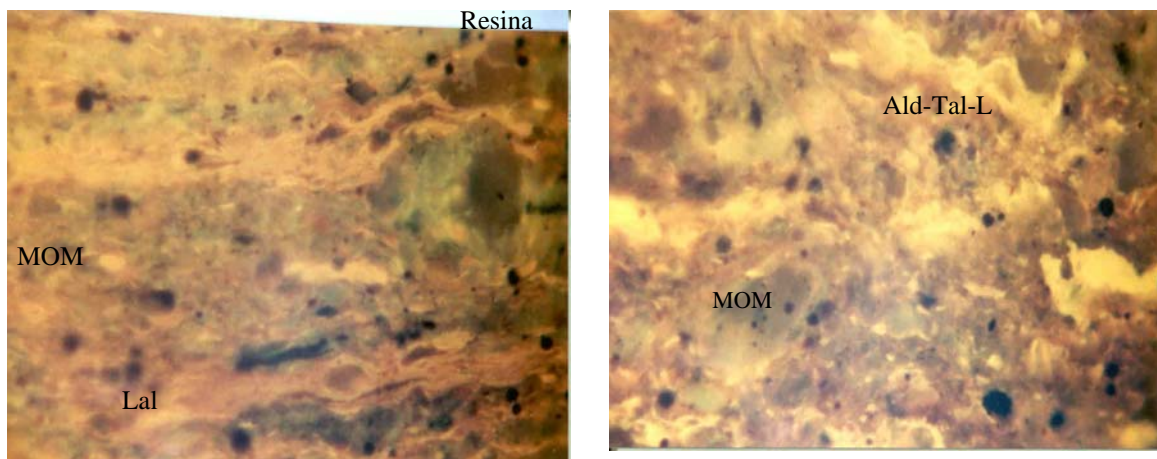


Fig. 4.19.- Matrices organo – minerales (MOM) de Lutita Bituminosa (Oil Shales) ricas en Liptinitas con lamalginita (Lal) café (izquierda) y algodetrinita, telalginita y otras liptinitas (Ald -Tal-L) café – amarillo a café (derecha) en el intervalo 4063 – 4179 metros de profundidad del pozo PMP-1. Preparación roca total, muestras WR80 (izquierda) y WR81(derecha) ambas en luz fluorescente (Modificado de Tejeda et al., 1994a).

El color de las Liptinitas, bajo luz incidente fluorescente, es predominantemente amarillo pero pasa a café dorado a 4249 metros de profundidad. Las matrices órgano - minerales son ricas en Liptinita y son masivas.

A 4329 metros de profundidad se presentaron partículas conteniendo hidrocarburos en las redes intercristalinas de la matriz mineral.

- Muestras del Calloviano (WR84)

Se observaron agregados clásticos (limonitas) en ocasiones con hidrocarburos que presentaron fluorescencia amarillo – verdosa, en forma intercristalina y como inclusiones. Es probable que correspondan a una zona de roca almacén (Fig. 4.20).



Fig. 4.20.- Hidrocarburos (HC's) liberados a partir de fracturas y huecos de una partícula de limolita (matriz mineral (MM)). Intervalo 4394 – 4403 m. Preparación roca total, muestra WR84. (Modificado de Tejeda et al., 1994a).

- Muestras del Piso del Bathoniano (WR85)

Se observó otra "lutita bituminosa" (Oil Shale) con presencia de Lamalginita, Algodetrinita y Dinoflagelados en una matriz organo - mineral rica en pirita. (Fig. 4.21). La Liptinita presentó una fluorescencia principalmente de un color café – dorado.

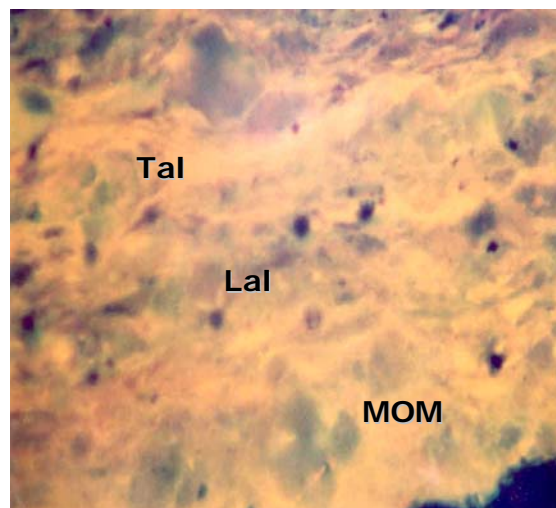


Fig. 4.21.- Matriz organo-mineral (MOM), microlaminada, rica en Liptinitas principalmente Lamalginita (Lal) y Telalginita (Tal) la cual presenta fluorescencia café dorada a 4463 m. Preparación roca total muestra WR85. (Modificado de Tejeda et al., 1994a)

c).- Resumen de las características petrográfico – orgánicas, particularmente en las muestras del Piso Oxfordiano en el pozo PMP–1:

1. Las muestras del Piso del Oxfordiano, de 3757 a 4329 m de profundidad, están constituidas en gran parte por lutitas bituminosas (Oil Shales) ricas en Liptinita la cual es un constituyente que indica en forma evidente el potencial oleogenerador en esta unidad litológica.
2. En este mismo intervalo se ha observado que en la preparación denominada “kerógeno” se puede considerar óptica y químicamente a la materia orgánica como de Tipo I y II, ya que predomina la materia algácea la cual esta asociada en menor porcentaje a algunos materiales leñosos y de esporas (Fig. 2.9 y 2.10). Por lo que se puede indicar que este tipo de materia orgánica dispersa fósil es claramente de tipo Liptinitico y esta asociado en forma muy característica con la matriz mineral ya que se dispone laminar o de forma microlaminar entre ella .
3. El color por fluorescencia de la Liptinita amarillo a café dorado (comparar con la Tabla 5.3 en la columna de “Fluorescente in UV/ blue Light” = fluorescencia en luz ultravioleta / en luz azul, definido para la materia orgánica “SAP AMORPH” = sapropélica amorfa) indica que la maduración térmica aún no ha sido totalmente alcanzada para las muestras del Oxfordiano, es muy posible que sea alcanzada a partir de los 4300 m de profundidad y hacia abajo.

Resumen de las características generales en las diferentes muestras del pozo PMP–1

1. La mayoría de las muestras denominadas como fracción ligera tuvieron bajas a nulas concentraciones de Vitrinita y Liptinita. Las excepciones fueron en un nivel carbonoso del Piso del Oligoceno, y en algunos estratos ricos en Liptinita del Kimmeridgiano.
2. Los valores obtenidos del PRV en partículas de humo - vitrinita indican un rango entre 0.4% a cerca del 0.6% hasta el fondo del pozo (Fig. 4.13). Sin embargo la huminitas de bajo poder reflector y las partículas del tipo de sapro - vitrinita registradas en el Oxfordiano podrían dar lugar a que la “ventana del petróleo” se abriera en la columna del pozo mas arriba, no obstante las partículas grandes de huminitas fueron consideradas como contaminación, debido a que fue muy probablemente durante la perforación del pozo, se haya utilizado lodos con estos materiales y causo un comportamiento bimodal del poder reflector de la Vitrinita en algunos intervalos profundos de este pozo (Fig. 4.13).
3. Las muestras del Sistema Cretácico, de los Pisos Tithoniano y Kimmeridgiano están constituidas por carbonatos que bajo, fluorescencia, se describen y comportan como masivos y de color café pero pasan a agregados que exhiben un color café rojizo en luz reflejada. A los 3585 metros este color es habitualmente asociado con una madurez térmica moderada.
4. Las muestras del Piso Calloviano (de 4394 m a 4403 m) representa a una zona de roca almacén donde los agregados clásticos están relacionados a la presencia de hidrocarburos en los espacios intercristalinos de esos clastos. No obstante la muestra mas profunda de este pozo (4463 m) es otra lutita bituminosa (Oil Shale) donde la masa organo - mineral es rica en Liptinita y puede interpretarse como una muestra que alcanza la madurez térmica o se ubica en la fase inicial de generación de petróleo.

POZO EXPLORATORIO XCHT-1

a).- Reflectividad (% Ro) y madurez térmica en el Pozo XCHT-1.

Los conjuntos de macerales ricamente carbonosos del Sistema Terciario y de algunos niveles de los Pisos del Cretácico y Kimmeridgiano han permitido obtener varias medidas confiables del poder reflector de la Vitrinita (% Ro) en 31 de las 36 muestras preparadas por el método de fracción ligera (ver Capitulo. 3.0 y Anexo1). Esto permitió construir la gráfica que se muestra en la Figura 4.22.

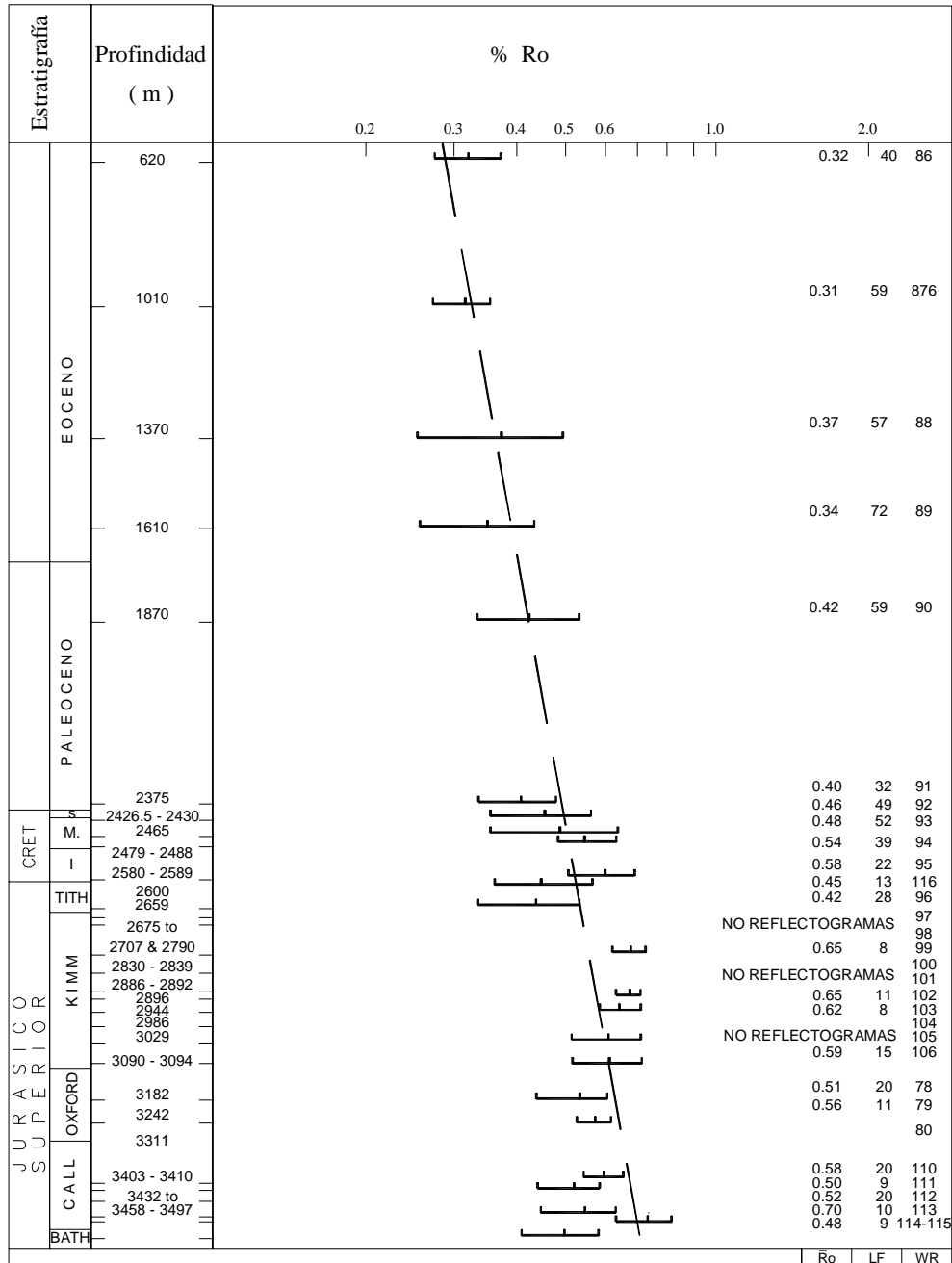


Fig. 4.22.- Gráfica del poder reflector de la Vitrinita vs. profundidad del pozo XCHT - 1. (Modificado de Tejeda et al., 1994b).

De donde se obtuvo lo siguiente:

Muestras del Sistema Terciario (intervalo Eoceno – Paleoceno)

El PRV promedio medido en partículas de Huminita, fue de 0.36 %, lo que implica un intervalo térmicamente inmaduro.

Muestras del Sistema del Cretácico

El PRV medio o promedio fue de 0.51%, el cual es considerado como un intervalo inmaduro.

Muestras que cubren el intervalo de los Pisos Tithoniano – Kimmeridgiano

El PRV promedio fue de 0.56%, y es también considerado como moderadamente inmaduro, cercano a la entrada de la ventana de la generación.

Muestras del Piso del Oxfordiano

El PRV medio fue de 0.53% el cual indica que se trata de un intervalo moderadamente inmaduro, cercano a la entrada de la ventana de la generación.

Muestras del Calloviano

El PRV medio fue de 0.55% caen en un intervalo de termicidad también de moderadamente inmaduro, cercano a la entrada de la ventana de la generación.

En general el poder reflector de la vitrinita se incrementa de 0.3% en la cima a 0.65% a una profundidad de 2896 metros. En la Figura 4.22 se observa una pendiente baja por lo que le corresponde un gradiente de termicidad = 0.15% Ro /Km.

Se observaron grandes partículas de huminita registrados en algunos niveles debajo de los 3182 metros los cuales registraron valores de bajo poder reflector (0.35%) causando comportamiento bimodal (Fig. 4.22) en el valor del poder reflector de la vitrinita, los cuales fueron atribuidos a contaminación causado por los lodos aplicados durante la perforación de este pozo.

b).- Identificación de la matriz mineral, matriz organo - mineral, tipo de materia orgánica dispersa fósil (MODF)) y presencia de hidrocarburos en muestras de roca total (WR) detectadas por fluorescencia en muestras del Pozo XCHT-1.

En las muestras del pozo XCHT–1 que también se prepararon como roca total (WR) fueron examinados los fragmentos de roca pulidos, embebidos en resina epóxica, bajo el campo del microscopio con luz fluorescente incidente, dando como resultado la construcción de la gráfica de la Figura 4.23.

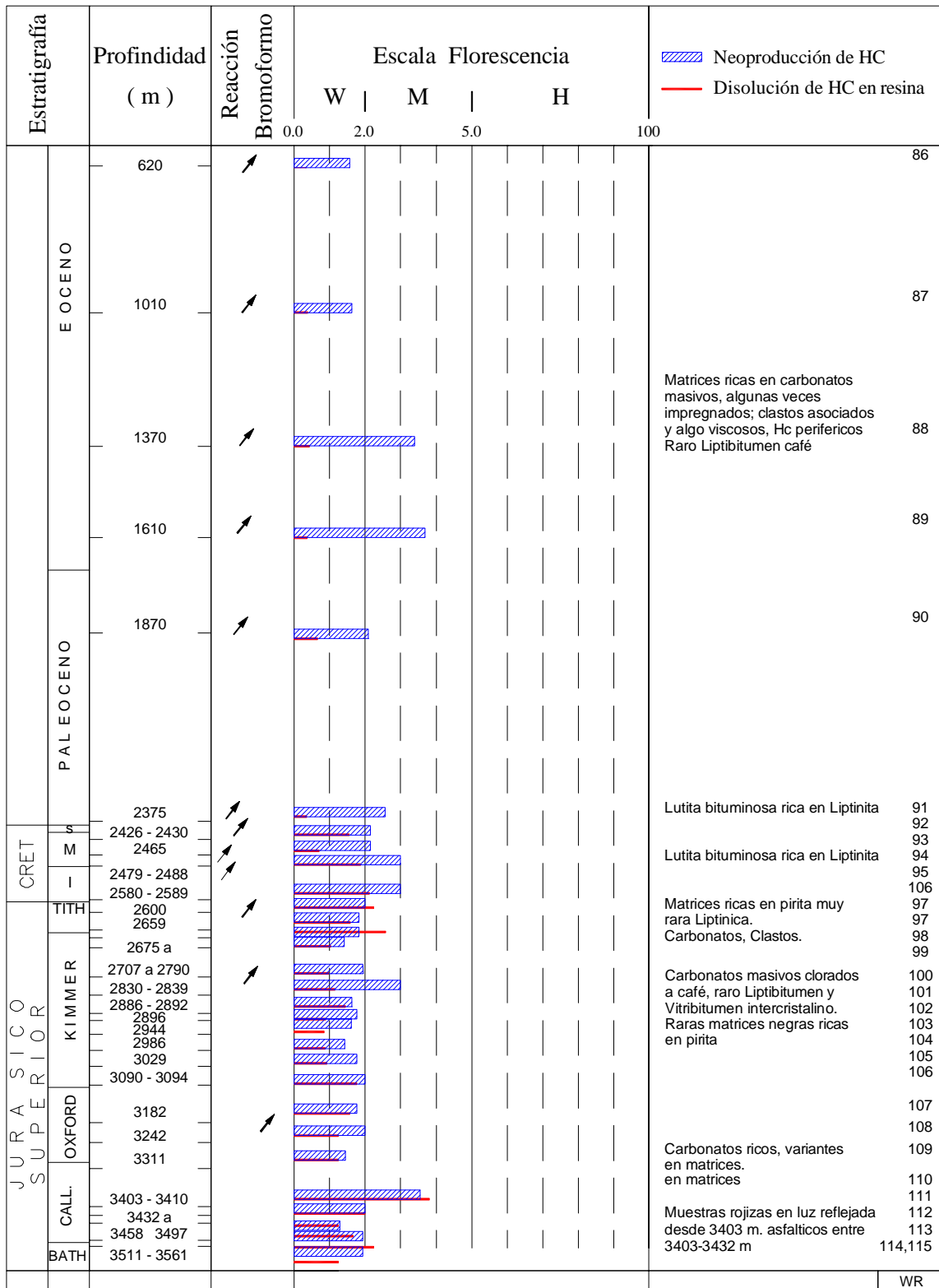


Fig. 4.23.- Gráfica de fluorescencia de hidrocarburos (neoformados o disueltos en la resina) vs. profundidad del pozo XCHT-1. W.- débil, M.- media y H.- alta fluorescencia. WR.- Preparación roca total (Modificado de Tejada et al., 1994b).

- Muestras de roca total del Sistema del Terciario (WR86 a WR91)

Comprendieron fragmentos de roca los cuales presentaron matrices minerales ricas en carbonatos arcillosos, algunas veces impregnadas periféricamente por hidrocarburos de tipo viscoso, en tanto las inclusiones carbonosas son escasas y las muestras que se localizan en la base de este sistema se presentaron con un poco de bitumen asfáltico.

- Muestras localizadas en la cima del Sistema Cretácico (WR 92 y WR93)

Las muestras presentaron matrices microlaminadas ricas en carbonatos las cuales son dominantes y ricas en Liptinita con fluorescencia café - amarillento. En este nivel se identificó a una lutita bituminosa (Oil Shale), en muestras ubicadas mas abajo, se determinaron matrices masivas homogéneas con fluorescencia de color café claro a oscuro y también ricas en carbonatos sin precursor (sin MODF) visible y con algunas redes cristalinas anastomosadas conteniendo hidrocarburos amarillentos en ambiente de fluorescencia. (Fig. 4.24).

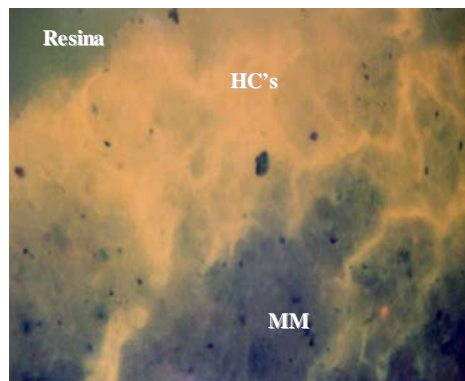


Fig. 4.24.- Fragmento de roca en la cual la matriz mineral (MM), está impregnada periféricamente con hidrocarburos (HC's) en forma de redes de microfisuras y/o intercristalinamente. Muestra a 2465 m. Preparación Roca Total, muestra WR93. (Modif. de Tejeda et al., 1994b).

- Muestras del Sistema Cretácico Medio

Hacia la base de este sistema, se identificó a otra muestra como una lutita bituminosa la cual estaba impregnada y microlaminada. La matriz órgano - mineral muestra riqueza en carbonatos, conteniendo frecuentemente además, Algodetrinita, Lamalginita, Bituminita y algunos fragmentos de Saprovitritina (Fig. 4.25).

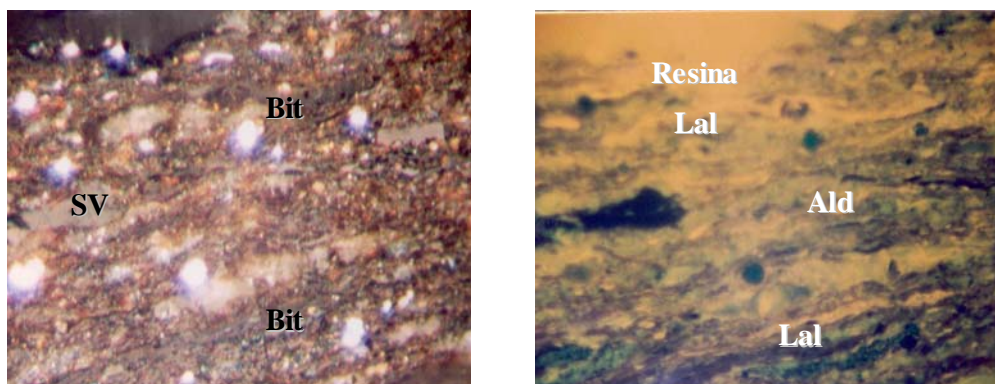


Fig. 4.25.- Típica matriz sapropélica microlaminada con saprovitrinita (SV), masas de bituminita (Bit) y Liptinita del tipo Lamalginita (Lal) y Algodetrinita (Ald), observadas por la fluorescencia amarillo a café dorado, en el intervalo 2479 – 2488 metros de profundidad. Preparación roca total, muestra WR94. (Modif. de Tejeda et al., 1994b).

- Muestras del Sistema Cretácico Inferior y la cima del Piso del Tithoniano (WR106 y WR 96).

Se identificaron a matrices órgano - minerales, ricas en pirita, asociadas a carbonatos, mientras que la primera muestra está impregnada (WR106), la segunda es débilmente fluorescente (WR96). La Liptinita es extremadamente escasa y restringida a un tipo de espora con fluorescencia de color café - naranja y se presentan algunos hidrocarburos en las redes intercristalinas.

- Muestras en la base del Piso del Tithoniano y la cima del Piso Kimmeridgiano (WR96 a WR97).

Se observaron a carbonatos clásticos, matrices con fluorescencia de color café oscuro y claro, y con escasas manifestaciones de hidrocarburos. El valor más alto para los hidrocarburos disueltos en la resina es alcanzado entre los 2675 a 2684 metros de profundidad pero solo reflejan una mediana intensidad.

- Muestras representativas de los Pisos Kimmeridgiano - Oxfordiano (WR98 a WR108).

Se tienen fragmentos de roca cuyas matrices son carbonatadas, masivas homogéneas que bajo fluorescencia presentaron un color café a dorado, con poca presencia de progenitores de hidrocarburos (sin MODF), sin embargo hay escaso bitumen intercristalino (Fig. 4.26). Estas matrices masivas son más oscuras que las que se localizan a una profundidad de 2944 metros y son matrices arcillosas negras con escasa pirita también y ocasionalmente se presentan en asociación con los carbonatos. En general, en este intervalo las manifestaciones de hidrocarburos son muy débiles o nulas (Fig. 4.23).

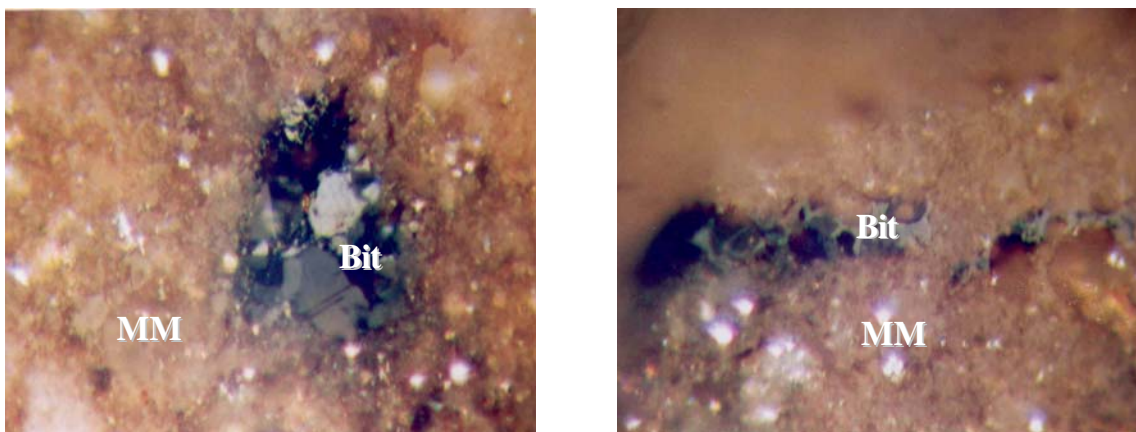


Fig. 4.26.- Matrices carbonatadas microcristalinas (MM) con Bitumen (Bit) del tipo Liptibitumen y Vitribitumen intercristalino. Intervalo 3182 – 3311 m. Preparación roca total, muestras WR107 y WR109. (Modificado de Tejada et al., 1994b)

- Muestras obtenidas de los Pisos Calloviano - Bathoniano (muestras WR109 a WR115)

Las muestras son generalmente ricas en carbonatos pero varían en proporciones de matrices minerales ricas en pirita, las cuales son rojizas en luz reflejada desde los 3403 metros de profundidad y contienen bitumen asfáltico, particularmente entre los 3403 y 3432 metros y es precisamente en este intervalo que los hidrocarburos disueltos en la resina alcanzan los mayores valores. (Fig. 4.23).

c).- Resumen de las características petrográfico – orgánicas particularmente en las muestras del Piso del Oxfordiano en el pozo XCHT–1.

1. En este pozo las rocas del Oxfordiano presentaron en general bajo PRV con respecto a otros niveles estratigráficos menos profundos, posiblemente debido a la impregnación del Liptibitumen .(ver Capítulo 3.0 y Anexo 1).
2. Las muestras que subyacen al Piso del Tithoniano cuyos fragmentos de roca presentan matrices carbonatadas masivas homogéneas con algo de bitumen soluble. De los 3300 metros hacia abajo, estas matrices están acompañadas por proporciones variables de pirita, además tienen impregnaciones de bitumen asfáltico pero carecen de órgano - clastos visibles.

Resumen de las características generales en las diferentes muestras del Pozo XCHT-1.

1. Las muestras de los Sistemas Cretácico y Terciario contienen buenas concentraciones de órgano - clastos carbonosos (macerales) sobre los cuales fueron hechas las medidas de reflectancia, particularmente en aquellos niveles donde la vitrinita es predominante. No obstante el sistema Jurásico llega a tener escasos niveles de estos macerales.
2. Las muestras del Sistema Terciario están caracterizadas por fragmentos de roca cuyas matrices son ricas en parte por carbonatos impregnados y en los clastos se tienen hidrocarburos peliculares periféricos, se cree que son atribuidos a una migración.
3. Las lutitas bituminosas ricas en Liptinita se presentan entre los 2426 metros y 2488 metros de profundidad del Cretácico Medio y tienen buen potencial oleogenerador.
4. El Sistema Cretácico Inferior y el Piso del Tithoniano Superior también contienen matrices órgano - minerales pero pobres en organo - clastos.
5. Cerca de los 3458 metros de profundidad, las muestras presentan un color rojizo, en luz reflejada, en algunas matrices organo - minerales, lo que sugiere que estos niveles son al menos térmicamente maduros.
6. Los hidrocarburos disueltos en la resina son generalmente débiles a través de la secuencia y tienen un máximo pico a los 3400 metros de profundidad probablemente debido a la interacción del bitumen y la resina que lo embebe.

4.2.6. Relación general entre los datos de poder reflector de la Vitrinita (PRV) e intensidad de fluorescencia por hidrocarburos, entre los pozos PMP-1 Y XCHT-1.

En la Tabla 4.3 se presentan los valores medios (promedio) del poder reflector de la Vitrinita (%Ro) y de la intensidad de la fluorescencia como un resumen para relacionar los datos entre los pozos PMP-1 y XCHT-1; sin embargo estos son mayormente referidos al Oxfordiano.

Se muestra que los valores del %Ro, en ambos pozos no están muy alejados, es decir definen perfectamente que las rocas de la Fm. Santiago se les califica como moderadamente inmaduras, sin embargo la presencia de hidrocarburos en las muestras de roca total definidas por la fluorescencia, determinada como débil a media, permite suponer que algunas matrices organo-minerales han iniciado levemente el proceso de generación de petróleo, lo que comprueba que las rocas del Oxfordiano de la Formación Santiago, están bien caracterizadas como lutitas bituminosas (Oil Shale), que por definición son rocas con abundante materia orgánica, pero con un estado de madurez incipiente o moderadamente inmaduro, demostrando su potencial oleogenerador en estos dos sitios.

COLUMNA	POZO PMP-1		POZO XCHT-1	
	REFLECTANCIA MEDIA % Ro (1)	FLUORESCENCIA POR HIDROCARBUROS (2)	REFLECTANCIA MEDIA % Ro (1)	FLUORESCENCIA POR HIDROCARBUROS (2)
Terciario	0.40	Muy Débil	0.36	Muy débil
Cretácico	0.44	Débil	0.51	Débil a medio
Tithoniano		Débil		Débil a medio
Kimmeridgiano		Débil	0.56	Débil
Oxfordiano	0.54	Débil a medio	0.53	Débil a medio
Calloviano	0.59	Débil a medio	0.55	Débil a medio

Tabla 4.3.- Valores medios de poder reflector de la Vitrinita (%Ro) y de intensidad de fluorescencia obtenidos en las muestras de las columnas geológicas de los pozos exploratorios PMP-1 y XCHT-1.

Notas 1).- Observado en la preparación de fracción ligera (LF); 2).- Observado en la preparación de roca total (WR)

4.2.7. Distribución geográfica de los datos del poder reflector de la Vitrinita (PRV) y su configuración para determinar el grado de madurez térmica en las rocas del Oxfordiano.

Con datos compilados del PRV (% Ro) que se tenían en el intervalo del Oxfordiano, de dos pozos HCN – 201, STL - 1 y los obtenidos por este estudio para el pozo PMP-1 y pozo XCHT-1 se efectuó una configuración, en planta, para la PSCTM como se muestra en la Figura 4.27. No obstante que son pocos los datos para esta área se observa una tendencia con el valor del PRV, donde los valores bajos del PRV se distribuyen hacia la parte sur - sureste y los altos tienden hacia el norte - noroeste de la PSCTM. Por lo que se puede interpretar, con base en estos datos, que en el Área Sureste de la PSCTM la MODF del Oxfordiano está moderadamente inmadura, mientras que hacia el Área Noroeste de la PSCTM la MODF presenta una madurez térmica moderada (Ver Tabla 4.1 para comparar con el % Ro).

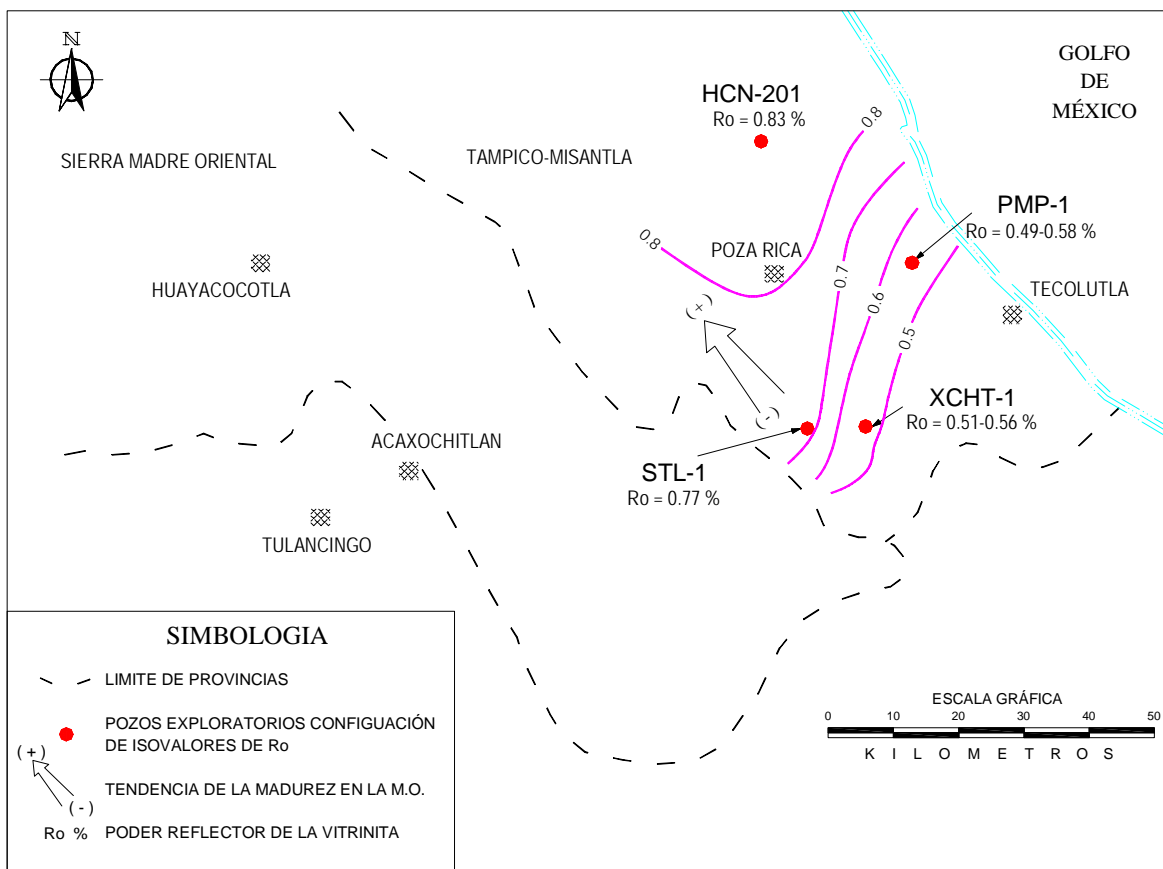


Fig.- 4.27.- Plano con valores máximo y mínimo del poder reflector de la Vitrinita (% Ro), obtenidos de la Fm. Santiago (Oxfordiano) en los pozos exploratorios HCN – 201, PMP – 1, STL – 1 y XCHT –1, localizados principalmente en el Área Sureste de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla.

5.0 DISCUSIÓN

5.1 Relación y correlación de parámetros de madurez térmica de la MODF del Oxfordiano (Fm. Santiago) obtenidos en este estudio y su aplicación en la exploración petrolera.

En la Tabla 5.1 se muestran los datos de madurez térmica de la materia orgánica dispersa fósil del Oxfordiano con base en el Índice Tiempo –Temperatura (ITT), temperatura máxima de pirólisis (Tmax) y el poder reflector de la Vitrinita (%Ro) obtenidos a partir de este estudio.

MADUREZ TÉRMICA DE LAS ROCAS DEL OXFORDIANO (Fm SANTIAGO)										
PARÁMETRO DE MADUREZ TÉRMICA DE LA MODF	AREA NORESTE				AREA SURESTE					
	POZOS EXPLORATORIOS				POZOS EXPLORATORIOS					
	PFT-1	CMP 101	CNT-1	HCN-201	RTN-1	SOM-101	PMP-1	CCN 101	STL-1	XCHT 1
ÍNDICE TIEMPO - TEMPERATURA (ITT)	214	64	52	31	38	16	63	121	N . D.	19
TEMPERATURA MÁXIMA DE PIRÓLISIS (Tmax) °C	458	431	443	N D.	432	430	429	431	N . D.	N . D.
PODER REFLECTOR DE LA VITRINITA (% Ro)	N .D.	N .D.	N .D.	0,83	N .D.	N D.	0,54	N . D.	0,77	0,53

Tabla 5.1.- Datos del grado de madurez térmica de la materia orgánica dispersa fósil de las muestras del Oxfordiano (Fm. Santiago), con base en los parámetros obtenidos en este estudio como fueron, el Índice Tiempo - Temperatura, temperatura máxima de pirólisis (Rock Eval II) y poder reflector de la Vitrinita (% Ro). Valores medios. N. D. - Significa parámetro no determinado.

Se noto que en los pozos PFT-1 y CMP – 101 dentro del Área Noroeste la madurez térmica en la Fm Santiago, es relativamente mas elevada comparada con los pozos CNT-1, HCN-201. La dirección de mayor a menor madurez, coincide con la que regionalmente se ha estado interpretando, es decir del noroeste al sureste.

También se tiene que los pozos RTN–1, SOM–1, XCHT–1, PMP-1 y STL-1, tienen una madurez térmica que los pozos localizados en el Área Noroeste, con excepción del pozo CCN -101, que rompe con la tendencia de maduración térmica para la Fm. Santiago.

Esto puede observarse mejor en las gráficas de correlación entre el Índice Tiempo – Temperatura y la Temperatura máxima de pirólisis de las Figuras 5.1, 5.2 y 5.3, las cuales pueden ser auxiliadas para efecto de comparación con las Tablas 4.1, 5.2 y 5.3.

En la Figura 5.1, correspondiente al Área Sureste de la PSCTM se define una tendencia lineal y casi paralela al eje de las “x” en un rango muy corto de Tmax (429 a 432.5 ° C) que, con excepción del pozo CCN–101, permite indicar que en ésta área, la MODF de la Fm. Santiago, presenta un grado de inmadurez o principio de madurez térmica, lo que se interpreta que comienza a entrar a la ventana de generación del petróleo.

También se observa en esa gráfica que la Fm. Santiago en el pozo RTN – 1, estaría más bien ubicado en esta área. Aparece como un punto más extremo y en dirección hacia los valores de ITT y Tmax mas altos, se observa, que está con un estado de madurez térmico relativamente mas avanzado con respecto a los pozos del Área Sureste, tal vez sea el estado intermedio de la MODF de la Fm. Santiago, térmicamente hablando, entre ambas áreas.

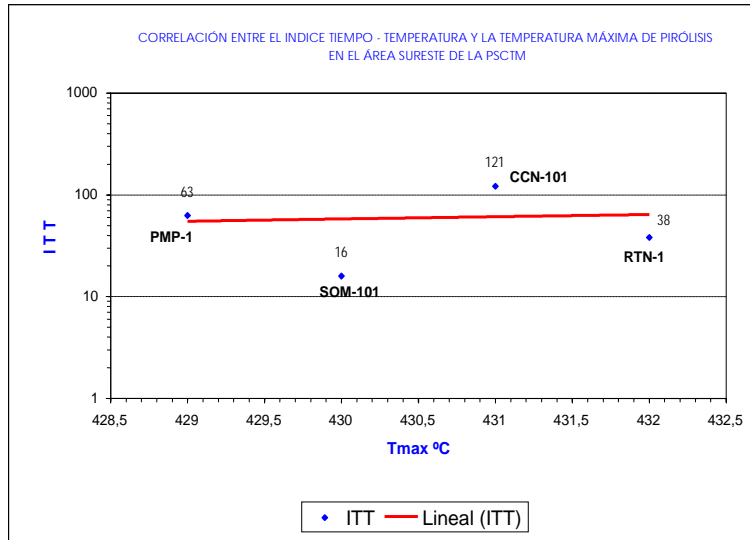


Fig. 5.1.- Correlación semi lineal entre el ITT y la Tmax. de pirólisis (Rock–Eval II) para muestras del Oxfordiano (Fm. Santiago), en el Área Sureste de la PSCTM. Escala horizontal ampliada. Nótese que el intervalo de Tmax. esta en el grado de madurez térmica inmaduro a inicialmente maduro (Rango de Tmax de 429 a 432.5 °C).

No sucede esto, en el Área Noroeste, donde la línea de tendencia en la Figura 5.2 es de un rango menor a una rango mayor de Tmax (de 431 a 458° C), mostrando o indicando que la MODF de la Fm. Santiago en esta área ha pasado de un grado de inmadurez-madurez a un grado de madurez térmica más avanzado.

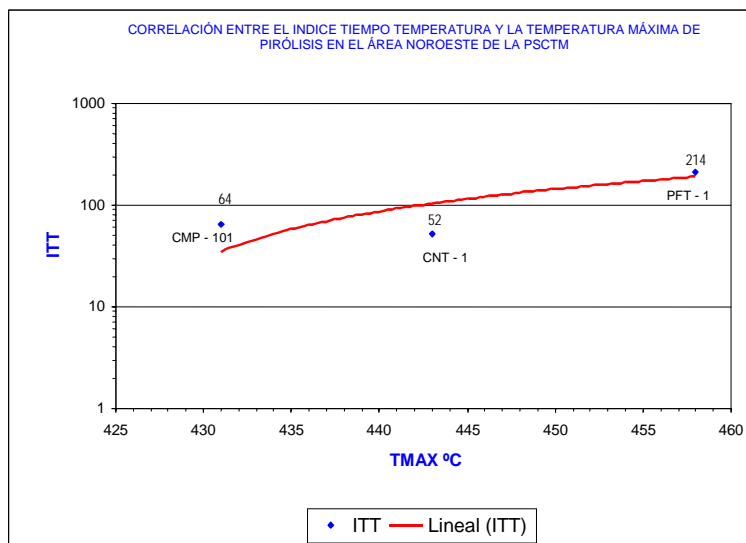


Fig. 5.2.- Correlación semi - lineal entre el ITT y la Tmax. de la pirólisis (Rock – Eval II) para muestras del Oxfordiano (Fm. Santiago), en el Área Noroeste de la PSCTM para los pozos CMP–101, CNT–1 y PFT–1. Nótese que el intervalo de Tmax. está cubriendo el grado de madurez térmica de inmaduro – madurez a maduro (Rango de Tmax de 431° a 458 °C) .

En la Figura 5.3 se incluyeron todos los datos del ITT y Tmax de muestras analizadas de la Fm. Santiago. Se presenta una mejor correlación y una tendencia de menor a mayor grado de maduración térmica de la MODF, del Área Sureste al Área Noroeste. No obstante, las excepciones son el pozo CMP-101 (Área Noroeste) y el pozo CCN-101 (Área Sureste), las cuales marcan casos contrarios localmente en cada una de esas áreas. Los datos que se concentran hacia la parte izquierda de la gráfica corresponden a los pozos con MODF del Oxfordiano (Fm. Santiago) térmicamente inmadura, lo cual marcaría que los puntos hacia la derecha, de esta parte de la gráfica, son los que se encuentran térmicamente maduros (pozos PFT-1 y CNT-1).

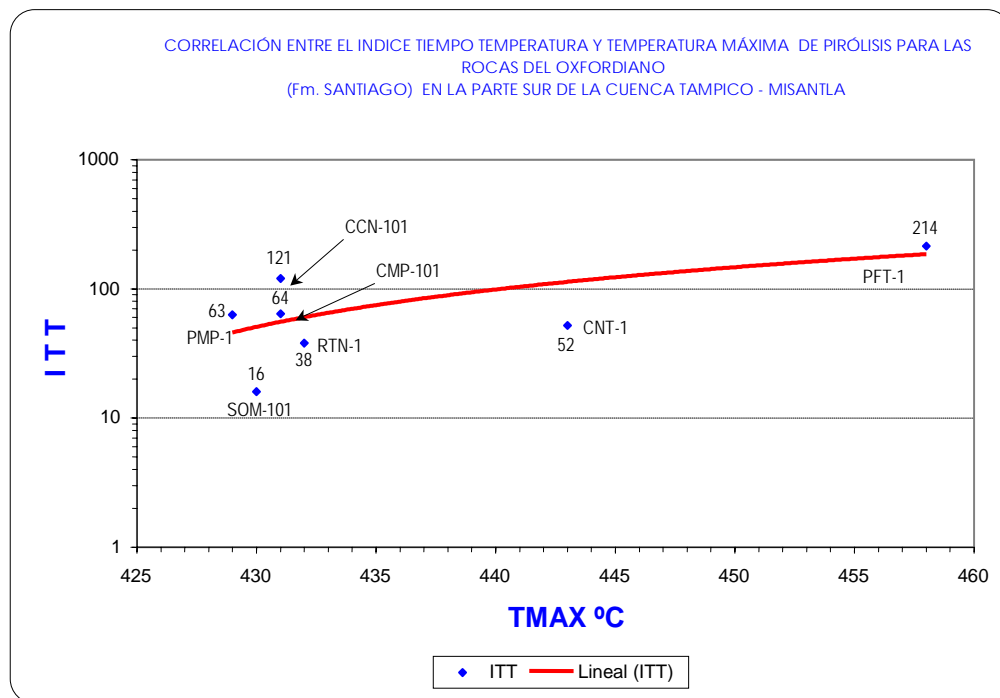


Fig. 5.3.- Correlación semi-lineal entre el ITT y la Tmax de pirólisis (Rock – Eval II) para muestras del Oxfordiano (Fm. Santiago), en la PSCTM. Las muestras de los pozos PMP-1, SOM-1, CCN-101, RTN-1 y CMP-10, se ubican en el intervalo de madurez térmica inmaduro a maduro. En tanto que las muestras de los pozos CNT-1 y PFT-1 se ubican en la madurez.

Por lo tanto se puede inferir cualitativamente con el Índice Tiempo – Temperatura y cuantitativamente con base de la Tmax de pirólisis (Rock Eval II) y con los datos del poder reflector de la Vitrinita, que en el Área Sureste, las rocas del Oxfordiano (Fm. Santiago) tienen un buen potencial oleogenerador, debido a que aún no entran en la Fase Máxima de Generación de Petróleo.

Estas rocas que contienen una excelente materia orgánica dispersa fósil y por tener una inmadurez a moderada madurez térmica se les considera como Lutitas Bituminosas (Oil Shales).

Las lutitas bituminosas (Oil Shales) de la Fm Santiago una vez que se cartografíen, en forma mas precisa, en el subsuelo en el Área Sureste de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla tendrán una importancia exploratoria muy alta porqué implican como se ha citado una enorme potencialidad.

Esto es debido a que sí lateralmente (por métodos sísmicos) la Fm. Santiago tiende a localizarse en estructuras geológicas más profundas, estas áreas se fijaran como un objetivo exploratorio particular. Ya que una vez que estas rocas pudieron haberse sometido a la dualidad tiempo – temperatura y por lo la evidencia de propiedad lábil de su materia orgánica habrán permitido la generación de petróleo y gas.

Se sabe que PEMEX PEP ya ha identificado a escala mayor esas áreas denominadas “Focos de Generación”, lo que se sugiere aquí es que se explore para aquellas áreas pequeñas, en el Área Sureste de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla donde la Fm Santiago puede estar generado hidrocarburos.

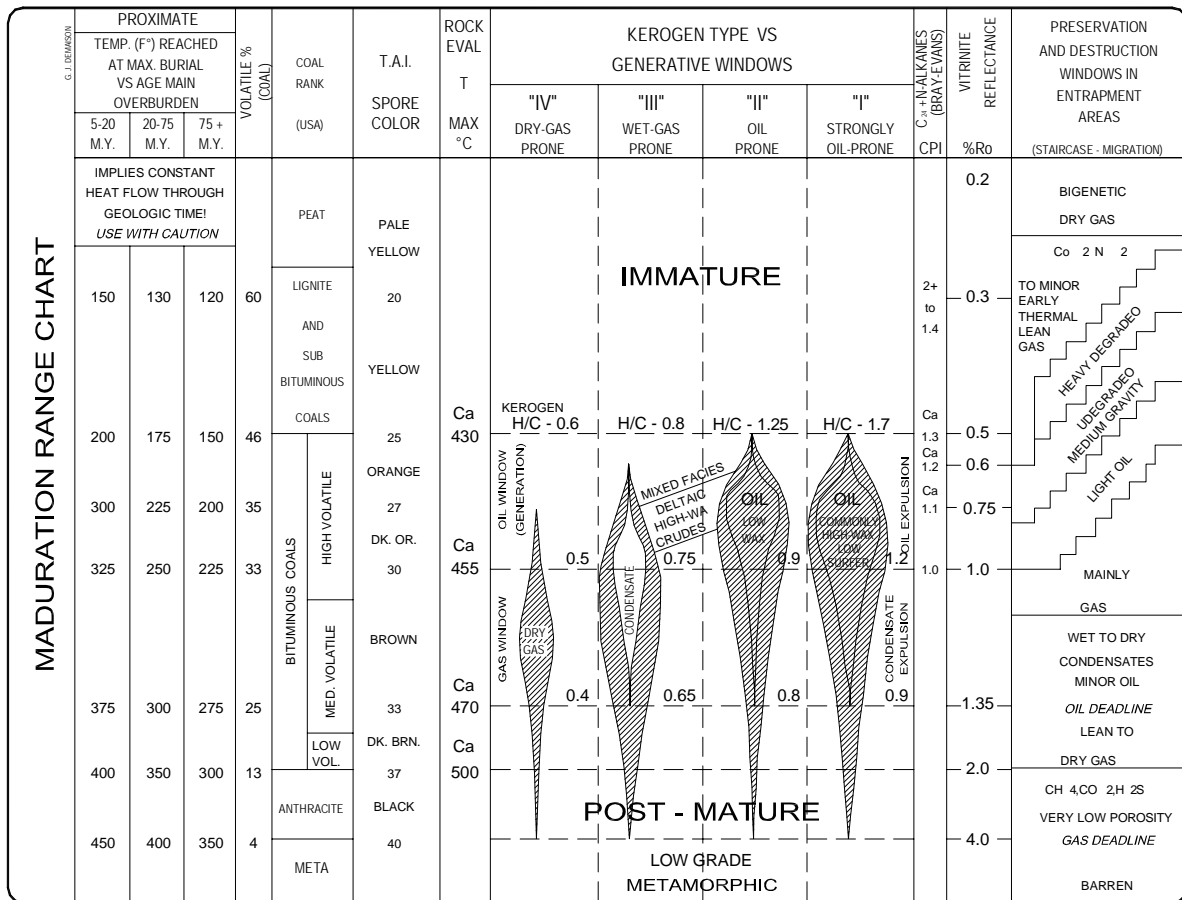


Tabla 5.2.- Carta de rangos de maduración. (Tomado de "Maturation Range Chart" Demaison, 1983)

SPORE COLOUR INDEX	VITRINITE REFLECTANCE (% Ro)	TAI (STAPLIN)	TAI (EXLOG)	DEGREE OF THERMAL ALTERATION (BATTEN)	ROCK EVAL. T. MAX (°C) TYPE II (BERNAD ET AL, 1981)	ROCK EVAL. T. MAX (°C) TYPE III (BERNARD AND PARATTE 1983)	ROCK EVAL. T. MAX (°C) TYPE IIIA (BERNARD ET AL, 1981)	FLUORESCENCE IN UV/BLUE LIGHT		LOM	COAL RANK	HYDROCARBON GENERATION ZONES
								SPORES	SAP AMORPH			
1	0.2		1	1						1	PEAT	
2		1		1/2			420	YELLOW	YELLOW	2		IMMATURE BIOGENIC GAS ONLY
3	0.3		1.5	2		400		YELLOW		3	LIGNITE	
4		2		2/3	430		425			4		
5	0.4			3			430	YELLOW - ORANGE		5	SUB- BITUMINOUS	EARLY MATURE TRANSITION ZONE W GAS AND SOLUBLE BITUMEN INCREASE, SOME CARBONATE SOURCES MAY GENERA HEAVY, HIGH SULPHUR CRUDES.
6	0.5	1.5	2	4		425		ORANGE		6		
7	0.6			4/5	440		440	ORANGE		7		MIDDLE MATURE GENERATION OF MEDIUM GRAVITY OILS (35"-42") MIGRATION OCCURS
8	0.7		2.5	5			450			8	HIGH VOLATILE BITUMINOUS	
9	0.8			5/6	450			ORANGE - BROWN		9		LATE MATURE GENERATION OF LIGHT OILS (>42° API) WITH TRANSITION TO CONDENSATE AND WET GAS
10	0.9		3	6		450	460			10		
8.5	1.3	3								11	MEDIUM / LOW V.B.	
9			3.5	6/7		475				12		
9	2.0	3.5				500		NONE	NONE	13		
9.5		4	4							14	SUB- ANTHRACITE	POST-MATURE WET GAS THROUGH MAIN DRY GAS PHASE
10	3.0	5		7						15		
										16	ANTHRACITE	
										17		

Tabla 5.3.- Correlación generalizada para una selección de parámetros de madurez térmica
(Tomado de Robertson Group plc.)

6.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Conclusiones

1. Los sedimentos arcillosos y arcillo-carbonatados de la Fm. Santiago del Oxfordiano en la parte sur de la Cuenca de Tampico- Misantla se depositaron en un ambiente marino de cuenca. La materia orgánica que se depositó junto con estos sedimentos fue principalmente Algácea o de kerógeno tipo I, también pero en menor proporción materia leñosa - herbácea o de kerógeno tipo II, las cuales se preservaron en los sedimentos marinos por condiciones oceánico anóxicas globales.
2. Con base en los datos del Índice Tiempo – Temperatura; temperatura máxima de pirólisis (Rock –Eval II) y de los obtenidos por la aplicación de la petrografía orgánica en muestras de canal y núcleo de los pozos exploratorios PMP-1 y XCHT – 1, se infiere que la materia orgánica dispersa fósil contenida en las rocas de edad Oxfordiano, de la Fm. Santiago, el Área Sureste de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla, presenta actualmente un estado térmico de inmaduro a moderadamente maduro.
3. Esta formación, en el Área Sureste, se presenta, en capas que estructuralmente forman láminas y microláminas en lutitas, margas y/o calizas microcristalinas arcillosas, la materia orgánica dispersa fósil, se encuentra intercalada entre la matriz mineral, siendo de tipo principalmente Alginítico, en realidad Lamalginítico (laminas de algas), la cual es observable con luz fluorescente debido a las condiciones de inmadurez o madurez térmica incipiente como se le encuentra.
4. Se ha considerado que la materia orgánica de tipo Alginítico y Lamalginítico, la cual tiene la propiedad de ser lábil, es precursora de hidrocarburos de alto rendimiento por volumen de roca.
5. La estructura laminar y microlaminar de las rocas de la Fm Santiago y el tipo de materia orgánica Alginítico y Lamalginítico caracterizada en este estudio, consideran que las rocas del Oxfordiano, podrían denominarse como "Oil Shales" o lutitas bituminosas, dado que tienen bastante semejanza con ellas. Las Oil Shales están caracterizadas por su alto contenido de materia orgánica, calidad de materia orgánica (principalmente algácea) y un estado de madurez por debajo del 0.7% de poder reflector de la Vitritina, lo que, las hacen potencialmente generadoras de hidrocarburos.
6. En términos generales los datos geoquímicos de Carbono orgánico y los de pirólisis (Rock – Eval II), confirman que las muestras de las rocas del Oxfordiano, Fm. Santiago, en el Área Sureste de la PSCTM tienen buen potencial para generar petróleo y gas natural.

Recomendaciones

1. Se recomienda explorar el Jurásico Superior en el Área Sureste de la parte sur de la Cuenca Tampico – Misantla.
2. En el Área Sureste se deben asociar a las lutitas bituminosas de la Fm. Santiago del Oxfordiano con la presencia de geoestructuras (de modo local) como fallas, fosas pequeñas, flexuras de tipo sinclinal y/o homoclinales, que lleven a esta unidad a zonas de mayor profundidad, donde hayan alcanzado un mayor estado de mayor madurez térmica y por lo tanto la fase máxima de generación de petróleo.
3. Se recomienda dentro de un estudio prospectivo, efectuar con muestras existentes (en bodegas), varios análisis petrológicos (inorgánicos y orgánicos) en las rocas del Jurásico Medio y Superior, para que con los resultados aportados por este trabajo, puedan ser integrados de forma rutinaria a los de estratigrafía de secuencias y de sismología estratigráfica en el Área Sureste. Lo cual permitirá identificar el desarrollo de la sucesión transgresiva marina, iniciada en el Callloviano, a fin de determinar la relación entre las lutitas bituminosas de la Fm. Santiago y las potenciales trampas de tipo estratigráfico, estructurales y/o o combinadas.
4. Las muestras de la Fm. Santiago que pueden aportar más datos geoquímicos y petrográfico – orgánicos se deberán tomar de los siguientes pozos exploratorios: Pardo -1, Popote -1, Turquesa -1, Esfena -1, Tablón -1, Ameluca -1, Humapa -1D, Mihuapan -101A, Mihuapan -5, Mihuapan -6, Huizotate -2, Puya -1 y Llano Lindo -1 o incluso aquellos pozos que por cuestiones estructurales, la Fm. Santiago se localice, infiera o interprete a mayor profundidad.

ANEXO 1

Glosario de términos de petrografía orgánica utilizados en la presente tesis

Asociaciones organo – minerales o matrices.

Son asociaciones minerales y orgánicas que contienen productos difusos de la materia orgánica precedente o de la segregación. Estas matrices contienen a las mas grandes partículas de la materia orgánica petrolífera a pesar de la gran difusión de la materia orgánica que le impregna.

Fluorescencia

La fluorescencia es una técnica óptica la cual se produce cuando las partículas orgánicas (principalmente Liptinita – Exinita, Migrabitumenes e Hidrocarburos Líquidos) son irradiadas por luz ultravioleta (UV o luz azul) incidente bajo el campo del microscopio. La fluorescencia puede estudiarse de modo cualitativo o cuantitativo.

La fluorescencia permite determinar niveles de maduración térmica como ha sido sugerido por varios autores (Alpern, et al., 1993) sin embargo, el rango de termicidad de esta técnica es para definir con mayor precisión el grado de inmadurez y madurez de la materia orgánica dispersa fósil (MODF).

Fracción Ligera (Light Fraction, LF)

Preparación en lámina delgada con el fin determinar el poder reflector de la Vitrinita y sus submacerales denominados Saprovitritina y Humovitritina.

Macerales del grupo de la Vitrinita (V), Liptinita / Exinita (L/E), e Inertinita (I).

La clasificación de la materia orgánica dispersa fósil (MODF) ha sido adoptada de los macerales del carbón propuesta por el Comité Internacional de Petrología del Carbón (ICCP por sus siglas en inglés) para referirse especialmente a la materia orgánica que se encuentra en las rocas sedimentarias. Se conforman en tres grupos Vitrinita (V), Liptinita / Exinita (L/E) e Inertinita (I).

➤ Grupo de la Vitrinita (Huminita).

Corresponde a los tejidos celulares de composición ligno-celulósica de las plantas superiores que ha sido gelificado, generalmente se le encuentra en los carbones de tipo lignítico o de rango medio o alto. También se le encuentra en las rocas sedimentarias especialmente las de origen terrígeno y en pocas ocasiones en las carbonatadas. A este grupo también pertenece la huminita – saprovitritina que es una vitritina del tipo del carbones húmicos o de bajo rango. Estos dos materiales orgánicos son especialmente útiles para determinar el grado de madurez térmica de la materia orgánica por medio de la reflectometría.

Subgrupo Saprovitrinita y Humovitrinita (Términos no formales).

La primera es una Vitrinita formada en ambientes donde predomina la putrefacción, en vez de la humificación, como en el segundo caso donde en las Vitrinitas predomina la humificación. La sapro - vitrinita esta caracterizada por tener un poder reflector inferior a la Vitrinita – Húmica correspondiente, y porque está impregnada de materiales lípidos ricos en hidrógeno. (Com. Pers.).

➤ Grupo de la Liptinita / Exinita

Este grupo esta conformado por varios tipos de submacerales, el grupo es importante debido a que representa a la materia orgánica progenitora de los hidrocarburos, se citarán en forma breve algunas características de ellos:

Liptinita.- Término actualmente empleado (1998) para describir a los macerales de los carbones y de la materia orgánica dispersa fósil que constituye a los elementos botánicos figurados (tales como esporas, cutículas, resinas, algas, etc.), o fácilmente de reconocer por su morfología, los cuales poseen no solo propiedades idénticas, sino por el comportamiento evolutivo similar en condiciones de la carbonificación creciente (maduración térmica).

Exinita.- Es el término antiguo (1936) de la Liptinita inicialmente adaptado para describir a los elementos botánicos figurados.

Alginita A.- Son algas que se presenta en forma de lentes, abanicos, o en forma de disco.

Alginita B.- Son algas que se presentan de forma irregular o como masas de hojas o laminas por lo que también se le denominan Lamalginita o Teloalginita.

Bituminita.- Se forma de la degradación anaeróbica de las plantas superiores y/o de las algas. Puede ser equivalente en parte a la Alginita de tipo “B”. Se presenta amorfa o laminar.

Esporinita.- Proviene de la exina o entina del polen o de las esporas.

Cutinita.- Son de origen típicamente de las hojas de las plantas superiores.

Resinita.- Es la resina fósil de las plantas superiores.

Liptodetrinita.- Fragmentos de Liptinita o Exinita, de tamaños pequeños típicamente menores a 0.01 mm.

En ocasiones a este grupo se llega a determinar su poder reflector, con el fin de comparar con el poder reflector de la Vitrinita (PRV), pero es mas útil su propiedad de presentar fluorescencia, la que también es indicativa del grado de maduración térmica de la materia orgánica. Está gradúa de verde cuando es inmadura a naranja – rojiza cuando es madura.

➤ Grupo de la Inertinita

La Inertinita representa un grupo de macerales derivado del material de las plantas que ha sido fuertemente alterado y degradado en condiciones oxigenantes durante el estado de la turba en la formación del carbón.

Migrabitúmenes

Son partículas de hidrocarburos sólidos y sub - sólidos que se presentan en las rocas sedimentarias los cuales son indicativos de estados de inmadurez o madurez térmica.

MODF

Materia orgánica dispersa fósil que es obtenida de las rocas sedimentarias. Materiales orgánicos en las rocas sedimentarias no soluble en solventes orgánicos convencionales por lo que se le relaciona esta última definición con el kerógeno.

Reflectometría

Es una técnica óptica para determinar mediante luz reflejada blanca el poder reflector de partículas orgánicas de tipo ligno-celulósico como la Vitrinita. Esta se obtiene con base en la determinación del poder reflector de las partículas de vitrinita o de humo-vitrinita (PRV o PRHV) que se observen bajo el campo del microscopio en luz reflejada, el valor obtenido es un porcentaje de la reflexión de esas partículas y se describe como % Ro.

Roca Total (Whole Rock, WR)

Preparación de muestras de canal o núcleo que son fragmentadas hasta 2 mm y dispuestas en forma granular, las cuales son embebidas en resina epóxica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alemán, L. A., 1987
Interpretación Geoquímica del Prospecto Huauchinango - Huayacocotla: PEMEX, Informe PRIIGQ-00/86. (Inédito).

Alemán, L. A., 1992
Prospecto Tamosantla II.
Coord. Reg. de Explor. Zona Centro., Poza Rica.
Suptcia. de Operación Geológica. (Inédito).

Alemán, L.A., Flores, L.R. y Tejeda G. C. M., 1994
Las interrelaciones de las fases tectónicas y la maduración térmica de la materia orgánica dispersa del Jurásico Inferior en el área del Anticlinorio de Huayacocotla - Río Pantepec, Ver., México.
Resumen XI Cong. Geol. Nac., Soc. Geol. Méx.

Alpern, B., Lemos de Sousa, M.J., Pinheiro, H.J. & Zhu, X., 1992
Optical morphology of hydrocarbons and oil progenitors in sedimentary rocks - Relations with geochemical parameters.
Publ. Mus. Labor. Min. Geol. Fac. Cien., Porto, N.S, 3:1-21.

Alpern, B., 1993
Seminario de Petrología Orgánica.
Unidad de Petrología Orgánica, Fac. de Ciencias.
Universidad de Porto, Portugal.

Alpern, B., Lemos de Sousa, M.J., Pinheiro, H.J. & Zhu, X., 1993
Detection and evaluation of hydrocarbons in source rocks by fluorescence microscopy.
Org. Geochem. 20, pp. 789-795.

Alpern, B., Oudin, J.L., Pinheiro, H.J., Pittion, J.L. & Zhu, X., 1994
Méthode d'étude optique des hydrocarbures extraits et fixés dans la résine des sections polies de roches.
Influence de la richesse en huile sur la réflectance des kérogènes.
Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf Aquitaine 18
Publ. Spec., pp. 15-35.

Amoco Prod. Co., 1972
Correlation Analysis of nineteen oil samples from México.
Informe PEMEX., (Inédito).

Arredondo, M. C., 1973
Las rocas generadoras del Jurásico (Fm. Santiago) de la región Tampico-Misantla (México) (en ruso). Thesis Ph. D. Facultad de Geología. Univ. M.V. Lomonosov., Moscú, URSS, 80 pp. (Inédito).

- Bertrand, P., Pittion, J.L. & Bernaud, C., 1986
Fluorescence of sedimentary organic matter in relation to its chemical composition.
In: Leythausser, D. & Rullkötter, J. (eds):
Advances in Organic Geochemistry 1985, Part I, Petroleum Geochemistry (Proc. Internat.
Meet Organ. Geochem., 12th, Julich, 1985). Organ. Geochem., Oxford, 10, 1-3: 641-647.
- Cabrera, C. R., 1972
Estudio Sedimentológico-Económico del Jurásico Superior, Plataforma de Tecolutla.
Informe PEMEX. PRES-40 (Inédito).
- Cantú-Chapa, A., 1969
Estratigrafía del Jurásico Medio-Superior del Subsuelo de Poza Rica, Ver. (Area Soledad-
Miquetla).
Rev. Inst. Méx. del Petróleo., Vol. 1, No. 1, pp. 3-9.
- Cantú-Chapa, A., 1971
La Serie Huasteca (Jurásico Medio-Superior) del centro-este
de México.
Rev. Inst. Méx. del Petróleo., Vol. 3, No. 2, pp. 17-40.
- Cantú-Chapa, A., 1992
The Jurassic Huasteca Series in the subsurface of Poza Rica, Eastern Mexico.
Journal Petroleum Geology, Vol. 15 (3), July. pp 259-282.
- Carrillo, B. J., 1965
Estudio geológico de una parte del Anticlinorio de Huayacocotla.
Bol. AMGP., Vol. 17, No. 5-6, pp. 73-96.
- Carrillo, M. P., 1980
Distribución e importancia económica de los bancos eolíticos del Kimmeridgiano Inferior en el
Dtto. Poza Rica, Ver.
Bol. AMGP. Vol. XXXIII, No. 2.
- Cerrillo, C. J., y Robles, V. L., 1987
Prospecto Bagre. Informe Final. IFIEGG-2081. PEMEX.
(Inédito).
Cerrillo, C. J., 1988
Prospecto Muro Sur. Informe Final. IFIEGG-2089. PEMEX. (Inédito).
- Combaz, A., 1975
Essai de classification des roches carbonnés et des constituants des roches sedimentaries.
In: Alpern, B. (Ed): Petrographie organique et Potentie pétrolier, pp. 93-101.
Centre Nat. Rech. Sci., Paris.
- Comet, P., Alcalá-Herrera, J. A., Sassen, R. & Brooks, J., 1993
Classification and Origin of Petroleum from the Northern Gulf of México.
ALAGO. 3th Latin American Congr. on Organic Chem., Extended Abstracts. Ed. M. R. Mello
& L. F. Trindade, pp. 30-31.
- Cook, A.C., Hutton, A.C. & Sherwood, N.R., 1981
Classification of Oil Shales.

Bull. Centres Rech. Explor-Prod. Elf-Aquitaine 5.2, pp. 353-381.

Cook, A.C. & Struckmeyer, H., 1986

The role of Coal as a Source Rock for Oil.

In: Glenie, R.C. (ed): Second South Eastern Australia Oil Exploration Symposium, Melbourne, 469 pp.

Cook, A. C. & Sherwood, N.R., 1991

Classification of Oil Shales, Coals and Other Organic-Rich Rocks.

Organ. Geochem., 17, No. 2, pp. 211-222.

COSUNA, 1982

Stratigraphic Correlation Charts, United States of America.

Daly, A.R. & Edman, J. D., 1987

Loss of organic carbon from source rocks during thermal maturation:

AAPG, Annual Meeting, Unpublished poster session presentation.

In: Talkudar, S., et al., 1994.

Damaison, J. G., 1983

The Generative Basin Concept.

AAPG. Memoir 35.

Dow, G. W., 1977

Kerogen studies and geological interpretations.

J. Geochem. Explor., 7 (2), pp. 77-79.

Durand, B., Alpern, B., Pittion, J.L. & Pradier B., 1986

Reflectance of vitrinite as a control of thermal history of sediments.

In: Thermal Modeling in Sedimentary Basins.

Collection, Colloques et Séminariés 44., Ed. Jean Burrus

pp. 441-474. Editions Technip.

Exxon, Co./ Mciver, D. R., 1975

Correlation Study of seven mexican crude oils.

Informe PEMEX., (Inédito).

Espitalié, J., Deroo, G., et Marquis, F., 1985

La pyrolyse Rock Eval et ses a applications.

Revue de l'Institute Francais du Petrolé, v. 40

Flores D., 1996. Etudo petrológico e geoquímico dos carvoes da Bacia de Rio Mayor. 2

Vols.(Vol. I, 199pp., Anexos, Vol. II. Universidade do Porto

(Tese de Doutoramento). Inédito

Gaglianone, C. P., 1992

"La Geoquímica Orgánica en Brasil".

AMGP-Conferencia en México, D.F. (marzo)

González, G. R., 1969
Estudio Estratigráfico del Jurásico Superior.
Pemex-Exploración., Poza Rica.
(Inédito)

González, G. R., 1970
La Formación Huehuetepac.
Bol. Ingría. Petrolera X(7), pp. 5-22.

González, G. R., 1976
Bosquejo Geológico de la Zona Noreste.
Bol. AMGP., Vol. XXVIII, Nos. 1 y 2, pp. 1-49.

González, G. R. & Holguín, Q. N., 1991
Geology of the Source Rocks of Mexico. Source-Rock Geology.
In: XIII World Petroleum Congress, Topic 2, Forum with Posters
pp. 1-10, Buenos Aires, Argentina.

González, G. R. y Holguín, Q. N., 1992
Las Rocas Generadoras de México.
Bol. AMGP., Vol. XLII. No. 1, pp. 9-23.

Guzman, V. M., 1991
Geodynamique sedimentaire du bassin de Tampico - Misantla est du Mexique; sedimentation
subsidence, matiere organique.
These Docteur de L'Universite de Pau, France (Inédito).

Holguín, Q. N., 1987
Evaluación Geoquímica del Sureste de México.
IGQ-ZSE-923. PEMEX. Inédito.

Holguín, Q. N., (1985) 1988
Evaluación Geoquímica del Sureste de México.
Bol. AMGP., Vol. XXXVII, No. 1.

Holguín, Q. N., Demaison, G., Serrano, E., Galindo, F., Romero, A., Sosa, A. & Martínez, P.,
1994.
The Hydrocarbons generative subsystems of Productive Mexican Basins .
First Join AAPG/AMGP. Research Conference., México, D.F.

ICCP: International Committee for Coal Petrology, 1971
International Handbook of Coal Petrology.
Suplement to the 2nd. Ed. Centre National de la Recherche Sci.
Academy of Sciences of the USSR. París. Moscow.

Jacob, H., 1989
Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen
("migrabitumen").
Internat. J. Coal Geol., Amsterdam, 11, 1: pp. 65-79.

- Jacobo, A., J., 1986
El Basamento del Distrito de Poza Rica y su implicación en la generación de hidrocarburos.
Rev. del IMP., vol. XVIII, No. 1, Enero.
- Lin, R. & Davis, A., 1993
A fluorogeochemical model for coal macerals.
Org. Geochem. 12, pp. 363-374.
- Lopatin, N. V., 1971
Temperature and geologic time as factors in Coalification (in Russian).
Akad-Nauk SSSR IZV. Ser. Geol. No. 3, pp. 65-108.
- Lopatin, N. V. & Bostik, N., 1973
The geologic factors in coal catagenesis.
"Nauka" (Moscow) Press., pp. 79-90.
- Menes, L. S. y Carrillo, M. P., 1974
Estudio Sedimentológico-Económico del Jurásico Superior, Plataforma de Entabladero.
Informe PEMEX. (Inédito).
- Morelos, G. J. A., Comet, P., Hassen, R. and Brooks, 1992
Organic Biochemistry of Southern Tampico Misantla Basin of Mexico.
RGS International Group, Technical Presentation 21-sep-1992 (in Bull. Houston Geol Surv).
- Ordoñez, J., 1986
Prospecto Huehuetepec. Síntesis evaluatoria de las rocas del Jurásico Medio-Superior.
Tomo I, PEMEX. Coord. Reg. Explor. Suptcia. de Geol. Reg. y Paleos. Z.C. Poza Rica, Ver.
(Inédito).
- Padilla y Sánchez, R. J., 1986
Post- Paleozoic tectonics of northeast-México and its role in the evolution of the Gulf of Mexico.
Bol. Geof. Int., v. 25, No. 1.
- Patiño, R. J., y Coutiño, R. J., 1986
Prospecto Apapantilla
PRIEGG-2074, PEMEX (Inédito).
- Patiño, R. J., 1991
Prospecto Honey. IGPR-291., PEMEX. (Inédito).
- PEMEX PEP-BP Exploration., 1994
The Tampico - Misantla Basin.
Exploration Strategy Review (Unpublished).
- Peters, E. K., 1986
Guidelines for evaluation petroleum source rock using programmed pyrolysis.
Bull. AAPG. Vol. 70, No. 3.

Pindell, L. J., 1985
Alleghean reconstruction and subsequent evolution of the Gulf México, Bahamas and Protocaribbean.
Tectonics, V. 4, No. 1.

Price, L. C. & Barker, C.E., 1985
Suppression of vitrinite reflectance in amorphous rich kerogen.
A major unrecognized problem.
Journal of Petroleum Geology. Vol. 8, 1., pp. 59-84.

Reyes, D. E., 1964
El Jurásico Superior en el área de Táman, S. L. P.
Informe Geológico No. 508. Suptcia. de Exploración de Tampico, Tamps. (Inédito).

Reynoso, J., Ordoñez, J., Galván, M. y Vazquez, P., 1988
Paleogeografía del Jurásico. Distritos Poza Rica y Cordoba.
PEMEX. Coord. Reg. de Explor. Suptcia. de Geol. Regional y Paleosedimentación.
Z.C. Poza Rica, Ver. (Inédito).

Riediger, C. L., 1993
Solid Bitumen Reflectance and Rock-Eval T(max) as Maturation Indices: An Example from Nordegg, Western Canada Sedimentary Basin.
Internat. J. Coal Geol. Amsterdam, 22, 3-4: pp. 295-315.

Román Ramos, J. R., Mena Sánchez, E. y Bernal Vargas, L., 1996
Evaluación Geoquímica de los Recursos Petrolíferos de la Cuenca Tampico-Misantla, México.
Memorias del V Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica, Cancún, México.

Romero, I. A., Ortega, G. y Fricaud, L., 1985
Estudio Geoquímico de Muestras de Aceite y Roca de Ebano – Altamira - La Laja:
Inst. Méx. del Petróleo, Proy. C-3007, 87 p. (Inédito).

Salvador, A., 1981
Opening of the Caribbean Tethys. (Origin and development of the caribbean and Gulf of México). Proceeding of Symposium.
In: PILGER, R.H. Ed. The origin of the Gulf of México an early opening of the central north Atlantic Ocean.
Louisiana State University, Barton Rouge., pp. 229-244.

Salvador, A., 1987
Late Triassic-Jurassic Paleogeography and origin of Gulf of México Basin.
Bull. AAPG., Vol. 71, pp. 419-451.

Sassen, R., 1987
Distribution of hydrocarbon source potential in the Jurassic Smackover Formation.
Org. Geochem., V. 11, No. 5, pp. 379-383.

Shann, M. & Cuevas A., 1994

100 years of Exploration:

The success story of the Tampico Basin.

First Joint AAPG/AMGP Research Conference, México City.

Shell Oil Co., 1983

Source Rock study. Golden Lane, México.

Informe PEMEX (Inédito).

Stach, E. und Alpern B., 1966

Inertodetrinit, Makrinit und Mikrinit.

Fortschr. Geol. Rheinld. v. Westf. 13, 2, pp. 969-980.

Stephen P. S., 1960

Estadística para Economistas y Administradores de Empresas.

Edit. Herrero Hnos.

Talukdar, C. S., Castaño, R. J. & Dow, G. W., 1994

Petroleum Geochemistry in Exploration and Production.

DGSI. Short Course. May 23-May 27.

Tarango, O. G., 1977

Estudio Sedimentológico-Económico del Jurásico Superior en el área La Flor-Huehuetepec-Jiliapa.

Informe PEMEX. (Inédito).

Teerman, S. C., Cardott, B. J., Harding, R. W., Lemos de Sousa, M. J., Logan, D. R., Pinheiro, H. J., Reinhardt, M., Thompson-Rizer, C. L. & Woods, R. A., 1995

Source rock / dispersed organic matter characterization -TSOP Research Subcommittee Results.

Org. Geochem. Vol. 22, No. 1, pp. 11-25.

Teichmuller, M. & Durand, B., 1993

Fluorescence microscopical rank studies of Liptinites and Vitrinites in peat and coals, and comparison with results of the Rock-Eval pyrolysis.

Internat. J. Coal Geol. Amsterdam, 2: pp. 197-230.

Tejeda, G. C. M., 1987

Evaluación Geoquímica de la Región Central de México.

Trabajo de Investigación, DEPFI, UNAM. (Inédito).

Tejeda, G. C. M., 1990

Prospecto Tamosantla I. Etapa I Integración e Interpretación Geoquímica-Geológica. PRIIGQ/012/88.

Coor. Reg. de Explor. Zona Centro, Poza Rica. PEMEX. (Inédito).

Tejeda, G. C. M., 1992

Integración de datos geoquímicos básicos como método para la selección de áreas con interés petrolero en trabajos regionales.

Resumen. DEPFI. Simposio sobre Geología y Geofísica de México.

1er. Decenio del Posgrado en Exploración, UNAM.

Tejeda, G. C. M., Pinheiro, H.J., Lemos de Sousa, M. J. & Alpern, B., 1994a,
Organic Petrology of PMP-1.
Organic Petrology Unit. Department of Geology. Fac. of Sciences. University of Porto,
Portugal. (Inédito).

Tejeda, G. C. M., Pinheiro, H.J., Lemos de Sousa, M. J. & Alpern, B., 1994b
Organic Petrology of XCHT-1.
Organic Petrology Unit. Department of Geology. Fac. of Sciences. University of Porto,
Portugal. (Inédito).

Tejeda, G. C. M., 1995
Las lutitas y calizas microcristalinas bituminosas (Oil Shales) y su relación con los
hidrocarburos.
Gaceta. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP). Vol. 3 Nos. 1-4, pp. 1-2
(Oct.94/Jul.95).

Vélez, S. D., 1986
Tectónica de Torsión en la zona centro y sus implicaciones económico-petroleras.
AIPM. 21, Conv. Nac. Acapulco, Gro.

Vélez, S. D., 1990
Modelo Transcurrente en la Evaluación Tectónica Sedimentaria de México. Bol. AMGP.,
Vol. XL, No. 2, pp. 1-35.

Waples, S. D., 1980
Time and Temperature in Petroleum Formation:
Application of Lopatin's method to exploration.
Bull. AAPG., vol. 64, No. 6, pp. 916-926.

Waples, S. D., 1985
Geochemistry in Petroleum Exploration.
Ed. IHRDC, Boston.